



**F U N D A Ç ã O  
GETULIO VARGAS**

**EAESP**

Escola de Administração  
de Empresas de São Paulo

# **ESTUDO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NA ÁREA DE CONCESSÃO DA COMGÁS**

Descrição do setor e análise de obstáculos ao crescimento

**ANDRÉ MARCONDES GOHN**

**SÃO PAULO  
2002**

GOHN, André Marcondes. Estudo da distribuição de gás natural na área de concessão da Comgás: descrição do setor e análise de obstáculos ao crescimento. São Paulo: EAESP/FGV, 2002, 100 p. (Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-Graduação da EAESP/FGV, Área de Concentração: Mercadologia).

Resumo: Trata do crescimento do setor de gás natural na área da Comgás, através de estudo de caso. Descreve e analisa as principais variáveis mercadológicas e características específicas do setor. Apresenta propostas para aumentar a flexibilidade do fornecimento.

Palavras-Chaves: Gás Natural; Obstáculos; Fornecimento Interruptível; GNC.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS  
ESCOLA DE ADMINISTRAÇÃO DE EMPRESAS DE SÃO PAULO

**ANDRÉ MARCONDES GOHN**

**ESTUDO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL  
NA ÁREA DE CONCESSÃO DA COMGÁS**

Descrição do setor e análise de obstáculos ao crescimento



Fundação Getúlio Vargas  
Escola de Administração  
de Empresas de São Paulo  
Biblioteca



52/2003



1200300052

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-  
Graduação da FGV/EAESP  
Área de Concentração: Mercadologia como  
requisito para obtenção de título de mestre em  
Administração

Orientador: Prof. Ricardo Fasti de Souza

**SÃO PAULO  
2002**

Escola de Administração de Empresas de São Paulo	
Data	Nº de Chamada
06.01	357.824.11
	96142
Tombo	De.
0052/2003	2-1

À minha esposa, Solange, pelo apoio e compreensão durante a elaboração deste trabalho;

À meus pais, Glória e Renato, por terem me mostrado o caminho do conhecimento;

À meu irmão, Daniel, pelo exemplo de luta por um ideal.

# SUMÁRIO

<b>1. APRESENTAÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1. Introdução.....	1
1.2. Objetivo.....	2
<b>2. DESCRIÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL .....</b>	<b>5</b>
2.1. O Produto.....	5
2.2. Começando a Entender o Negócio.....	7
2.3. As Atividades da Cadeia de Fornecimento.....	8
2.3.1. Exploração e Produção.....	9
2.3.2. Transporte.....	10
2.3.3. Distribuição.....	12
2.4. A Infra-Estrutura de Transporte e Distribuição de São Paulo.....	13
2.5. Os Principais Agentes Públicos.....	16
2.6. Os Principais Agentes Privados.....	16
2.7. Resumo da Cadeia de Fornecimento.....	18
2.8. Mercados e Utilização do Gás Natural.....	19
2.8.1. Segmento Residencial.....	20
2.8.2. Segmento Industrial.....	21
2.8.3. Segmento Comercial / Serviços.....	22
2.8.4. Segmento Veicular.....	23
2.8.5. Segmento de Termogeração e de Cogeração de Energia.....	23
2.8.6. A Participação de Cada Segmento.....	26
2.9. O Ambiente Regulatório.....	27
2.10. A Distribuidora como Elo entre Fornecedores e Mercado.....	28
2.11. Composição de Preços.....	30
2.11.1. As Parcelas que Compõem o Preço.....	30
2.11.2. Os Preços Praticados.....	31
2.11.3. Reajustes de Preços.....	32
2.12. Conceitos Básicos.....	33
2.13. Contratos.....	36
2.13.1. Os Contratos do Setor de GN.....	36
2.13.2. A Dinâmica da Negociação de Contratos.....	37
2.13.3. As Cláusulas Contratuais Críticas.....	39
2.14. Conclusões do Capítulo.....	43
<b>3. ANÁLISE DO SETOR E DIAGNÓSTICO DE OBSTÁCULOS E OPORTUNIDADES .....</b>	<b>45</b>
3.1. Análise da Cadeia de Fornecimento.....	45
3.1.1. A Estrutura da Cadeia.....	45
3.1.2. Competitividade e Competição na Cadeia.....	47
3.1.3. O Relacionamento entre os Integrantes da Cadeia.....	49
3.2. O Transporte Dutoviário.....	52
3.2.1. Características Básicas.....	52
3.2.2. O Aumento da Capacidade de Fornecimento.....	53
3.3. Os Fatores de Competitividade.....	54
3.4. Análise da Flexibilidade de Fornecimento.....	57
3.4.1. A Flexibilidade de Volume de Fornecimento.....	58
3.4.2. Nível de SoP de 100%.....	60

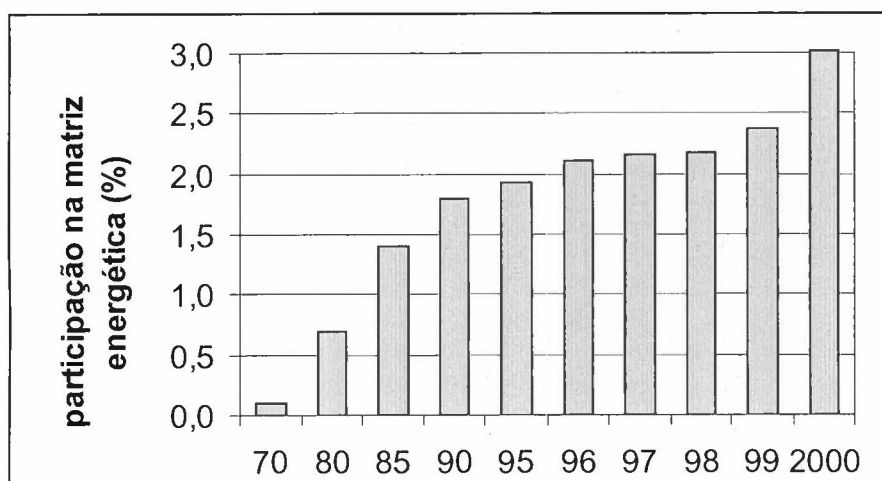
3.4.3.	Nível de SoP abaixo de 100%.....	61
3.4.4.	A Necessidade de Flexibilidade de Volume da Comgás .....	63
3.5.	<b>Conclusões do Capítulo.....</b>	<b>65</b>
4.	<b>PROPOSTAS PARA O DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS .....</b>	<b>67</b>
4.1.	<b>Administração da Oferta e Demanda .....</b>	<b>67</b>
4.2.	<b>Proposta 1 – Novas Modalidades de Fornecimento.....</b>	<b>70</b>
4.2.1.	Impacto das Modalidades Propostas nos Contratos de Compra e Venda 73	
4.2.2.	Vantagens dos Novos Contratos.....	74
4.2.3.	Desvantagens dos Novos Contratos .....	75
4.2.4.	Exemplo de Aplicação.....	75
4.3.	<b>Proposta 2 – Fornecimento em Botijões (GNC).....</b>	<b>77</b>
4.4.	<b>Recomendações para Implantação das Propostas .....</b>	<b>80</b>
4.5.	<b>Conclusões do Capítulo.....</b>	<b>81</b>
5.	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>83</b>
5.1.	<b>Recomendações .....</b>	<b>84</b>
6.	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>85</b>
7.	<b>ANEXOS .....</b>	<b>90</b>
	ANEXO 1 – Modelo de Contrato de Adesão para Consumidor de até 50.000 m <sup>3</sup> por Mês .....	91
	ANEXO 2 – Exemplo de Cláusulas Comuns em Contrato de Compra e Venda de GN para uma Termelétrica .....	95
	ANEXO 4 – Análise da Indexação Cambial do Preço do Gás Natural .....	98
	ANEXO 5 – Mapa da Rede de Distribuição da Comgás .....	100

# 1. APRESENTAÇÃO

## 1.1. INTRODUÇÃO

Em todo o mundo, o setor de gás natural passou por profundas transformações nos últimos anos, em especial, devido aos avanços tecnológicos e mudanças na regulamentação do setor. Os avanços tecnológicos introduziram novas aplicações e aumentaram a eficiência da utilização do produto, reduzindo o custo de investimento em equipamentos e infra-estrutura. Como consequência, reduziram-se os custos de substituição entre o gás natural e os demais energéticos, permitindo aos consumidores uma maior flexibilidade em sua escolha e utilização. As mudanças nas regulações do setor energético resultaram na desverticalização de empresas integradas, tradicionalmente estatais, e na participação de novos agentes, privados, que introduziram a competição no negócio. A competição leva à busca pelo aumento de competitividade e motiva o desenvolvimento tecnológico. Como integrante do ambiente externo, a tecnologia influencia as estratégias das empresas na busca por retornos acima da média (HITT *et al.*, 2001), aumentando a competição e resultando em uma espiral positiva de crescimento.

Impulsionado pelas transformações do setor, o consumo de gás natural no Brasil aumentou significativamente nas últimas três décadas, conforme pode ser visto por sua participação na matriz energética nacional (fig.1).



Fonte: MME, 2001.

Figura 1 – Evolução do Consumo de Gás Natural, Brasil.

O consumo partiu de níveis insignificantes em 1970 (0,1%) e atravessou um período de crescimento sustentado nas décadas de 80 e 90. A expectativa do governo é que o consumo aumente de forma acelerada na presente década para atingir cerca de 10% na matriz em 2010 (ELETROBRÁS, 2000).

Além da importância econômica da própria atividade, o gás natural possui também um papel estratégico ao país como alternativa para solução da crise de energia elétrica. O gás natural possui ainda um papel social de destaque por ser um combustível bem menos poluente em comparação aos tradicionais.

Não obstante a importância do gás natural e do crescimento de seu consumo nos últimos anos, muitas possibilidades de utilização do gás não são transformadas em consumo efetivo, por diversas razões. Os obstáculos ao desenvolvimento do setor têm sido debatidos por políticos, juristas, economistas, banqueiros, ambientalistas e empreendedores, cada qual com sua perspectiva e propostas para solução. Incertezas no cenário econômico e regulatório, dificuldades na obtenção de licenças ambientais e questões fiscais são alguns dos motivos que têm dificultado a concretização de muitas oportunidades de fornecimento (GERUSA, 2001).

A legislação brasileira define que a distribuição de gás canalizado aos usuários finais é de exploração exclusiva dos Estados, exercida diretamente ou através de concessões (BRASIL, 1997). Atualmente, 21 empresas são distribuidoras são autorizadas a distribuir gás natural (PETROBRAS, 2002a), dentre as quais a Comgás figura como a maior distribuidora de gás natural (PETROBRAS, 2002b; COMGÁS 2002). Privatizada em maio de 1999, a Comgás é a distribuidora de gás natural para a região sudeste do estado de São Paulo. Devido a sua representatividade no segmento de distribuição e à importância econômica da região por ela atendida, a Comgás foi escolhida como base para o desenvolvimento deste trabalho.

## **1.2. OBJETIVO**

O objetivo do presente trabalho é realizar um estudo de caso sobre o setor de gás natural na área da Comgás, em São Paulo, para descrever as principais características e identificar obstáculos ao desenvolvimento do setor na região. A perspectiva é a do distribuidor de gás, como um agente que busca o entendimento do setor e o desenvolvimento de sua empresa.

A descrição incluirá as principais variáveis mercadológicas e características específicas do setor. Quanto aos obstáculos, serão focados aqueles que atendam, ao mesmo tempo, os seguintes critérios:

- sejam intrinsecamente ligados ao setor de gás natural, e sobre os quais a empresa possa atuar diretamente;
- que atinjam a todos ou a maioria dos segmentos de venda de gás, não necessariamente com a mesma intensidade, mas que não sejam particulares de apenas um segmento.

Os obstáculos de ordem geral como os macro-econômicos, ambientais e fiscais citados na introdução podem ser pouco influenciados pela empresa distribuidora de gás e, portanto, não constituem o foco do presente trabalho. Os principais obstáculos de ordem geral bem como questões específicas de cada segmento serão apresentados na medida do necessário para facilitar ou ilustrar o entendimento do tema. Os detalhes técnicos de alguns processos e operações também serão apresentados para melhor compreensão do objeto de estudo.

Objetivamente, o problema que propomos estudar, buscando soluções possíveis é, através do levantamento dos obstáculos mencionados, identificar campos de ação relevantes para a empresa distribuidora de gás conseguir converter demandas potenciais em vendas concretas. Os obstáculos não precisam necessariamente ser exógenos à empresa e podem ser associados a debilidades internas, políticas comerciais ou operacionais inadequadas, bem como questões tecnológicas ou estratégicas, desde que respeitados os dois critérios propostos.

A aplicação dos conceitos e análises realizadas restringe-se à área de concessão da Comgás. No entanto, em alguns casos, a análise parte de um cenário amplo, a nível nacional e mesmo internacional, para então focar na região de interesse.

Este trabalho é desenvolvido em três partes. A primeira descreve as principais características mercadológicas do setor de gás natural, com destaque para a cadeia de fornecimento, o mercado consumidor e a empresa distribuidora como elo de ligação entre a cadeia e mercado. A segunda parte analisa a cadeia e as características específicas do setor, e identifica os principais obstáculos ao crescimento das vendas dentro dos dois critérios deste item. A terceira parte apresenta duas propostas para a superação dos obstáculos identificados.

Este estudo não busca esgotar toda a complexidade do setor de gás natural nem tampouco identificar todas as barreiras a seu desenvolvimento. A descrição do

setor deverá incluir elementos do cenário atual, mas não realizará análise de conjuntura. A análise do setor será focada nos aspectos conceituais específicos do negócio, em particular, a cadeia de fornecimento e os fatores de competitividade. Alguns valores como preços serão apresentados, mas o trabalho não se propõe a realizar análise quantitativa de nenhuma das variáveis mercadológicas. Fundamentalmente, trata-se de um estudo de caso qualitativo e não de uma revisão bibliográfica conceitual.

A bibliografia utilizada é aquela relevante para o setor, incluindo leis e portarias governamentais, além de notícias divulgadas por empresas e pela imprensa. Os conceitos para as análises serão extraídos da bibliografia utilizada no próprio curso de MPA, ampliada para aprofundar alguns conceitos. Alguns dados do setor de gás natural serão obtidos a partir da experiência de trabalho do autor, que tem atuado no setor nos últimos dois anos.

A escolha do gás natural como tema para a presente monografia deveu-se à crescente importância do setor para o país e à experiência do autor na área.

## 2. DESCRIÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL

Este capítulo descreve as principais variáveis mercadológicas e características específicas do setor de gás natural. Descreve-se o produto, a cadeia e a infra-estrutura de fornecimento, os mercados, e a composição de preços. Os principais agentes são identificados, com destaque para o papel do distribuidor. Finalmente, o capítulo descreve os conceitos fundamentais, os contratos do setor e a dinâmica de sua negociação.

### 2.1. O PRODUTO

Acredita-se que o gás natural (GN) já era conhecido há três mil anos atrás quando os chineses teriam aproveitado o gás que aflorava na superfície para aquecer água do mar e produzir sal. A palavra gás, do grego *chaos*, foi cunhada por volta de 1609 pelo químico holandês J. B. Van Helmont, para nomear um “espírito selvagem” que emanava do carvão e madeira quando aquecidos (PEEBLES, 1992). A expressão gás natural foi cunhada posteriormente em função da origem do produto.

O GN é uma fonte de energia abundante, com reservas naturais maiores do que as de petróleo e carvão. Do ponto de vista legal, GN é “todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros” (BRASIL, 1997). De forma mais simples, gás natural é o nome dado a uma mistura de gases encontrada no subsolo na qual predomina o gás metano. Por ser um produto encontrado bruto na natureza sua composição pode variar em função do local em que é explorado e, em menor proporção, pode variar dentro de uma mesma jazida. Não obstante, existem especificações de qualidade mínima para o GN ser comercializado, válidas em todo o Brasil, as quais o produto deve obedecer após ser processado (BRASIL, 2000a).

Apesar de ainda haver controvérsias sobre sua origem, o GN é considerado uma fonte energética de origem fóssil e não renovável. É incolor e inodoro – o cheiro que se sente no produto comercializado é devido a um poderoso odorante a base de enxofre adicionado para permitir a rápida identificação de vazamentos.

Mundialmente, o GN é um combustível considerado limpo por apresentar os menores índices de emissão de poluentes na atmosfera dentre os combustíveis tradicionais. Sua queima é isenta de fuligem e libera quase exclusivamente gás carbônico, dispensando a instalação de caros equipamentos antipoluentes. Ao substituir a lenha, reduz o desmatamento. Ao ser usado para geração de energia em substituição a hidrelétricas, evita que grandes áreas sejam inundadas. Claramente, o uso do GN é capaz de trazer vantagens ambientais.

O GN é frequentemente confundido com o gás liquefeito de petróleo (GLP), do qual deve ser distinguido. O GLP é aquele comercializado exclusivamente em botijões, enquanto o GN é comercializado exclusivamente através de tubulações, o chamado “gás encanado”. A própria composição dos produtos é diferente. O GN é mais leve e dissipa-se facilmente na atmosfera por ocasião de algum vazamento, reduzindo ou eliminando o risco de incêndio. Já o GLP é mais pesado que o ar e permanece próximo ao solo em caso de vazamento, oferecendo risco de explosão. Decorre daí que o GN é um combustível mais seguro que o GLP.

Mesmo em relação a outros energéticos, as características de segurança do GN são notáveis. Por exemplo, o GN precisa ser aquecido a uma temperatura superior a 620°C para se inflamar. Como comparação, o álcool se inflama a 200°C e a gasolina a 300°C.

O GN pode ser liquefeito se resfriado a temperaturas baixíssimas (-162°C), gerando o chamado gás natural liquefeito (GNL). O processo é bastante caro pois consome muita energia para a transformação para o estado líquido e para a manutenção da baixa temperatura. Este processo é econômico apenas para transportar o gás por meio de navios chamados metaneiros através de longas distâncias, e não é utilizado no Brasil.

O GN pode ser comprimido e armazenado em cilindros, como os utilizados nos veículos movidos a gás. Apesar do armazenamento de GN em grande escala ser tecnicamente possível ele não é realizado por motivos econômicos, conforme será visto no item 3.2. Por enquanto, vamos admitir que existam grandes restrições ao armazenamento de GN.

Para uma descrição mais completa do GN vide POULALLION (1986) e PEEBLES (1992).

## 2.2. COMEÇANDO A ENTENDER O NEGÓCIO

O GN extraído sob o solo de terra firme (*on-shore*) é transportado até os centros de consumo através de tubulações chamadas gasodutos. Quando o gás é extraído de jazidas marítimas (*off-shore*) e não é possível construir gasodutos submarinos o GN precisa ser inicialmente transportado para terra firme através de navios na forma liquefeita (GNL).

Três características apontadas por HOCHSTETLER (1998) para descrever a energia elétrica podem ser encontradas no GN em menor grau e ajudam a entender o funcionamento deste setor. A primeira delas é resultante das restrições ao armazenamento do GN após sua extração, fazendo com que ele necessite ser imediatamente transportado e utilizado. A ausência de estoques ocasiona uma dependência mútua significativa entre os agentes da cadeia na qual a falha de um integrante pode ocasionar a interrupção do fornecimento de toda a cadeia. Torna-se necessário um certo grau de coordenação entre os agentes da cadeia para garantir o fluxo normal de fornecimento a todo instante. A necessidade de coordenação é fundamental no planejamento da expansão do sistema para que não haja gargalos capazes de restringir o fluxo de toda a cadeia. Durante a operação normal do sistema a necessidade de coordenação é menos significativa, mas torna-se mais crítica quando surgem anormalidades na operação de qualquer agente.

A segunda característica é o fato do GN ser um produto intrinsecamente homogêneo. Uma vez que moléculas de GN de fontes ou de gasodutos distintos se misturam torna-se impossível distinguir a origem de cada uma, o que traz dificuldades para a definição do direito de propriedade sobre o gás e sobre a atribuição de responsabilidade por falhas no fornecimento. Este é um dos motivos que torna muitos dos contratos de compra e venda complexos e extensos. Por outro lado, a homogeneidade faz com que um morador de uma residência ou funcionário de uma fábrica não se importem se estão recebendo gás da Bolívia, da Argentina ou do Rio de Janeiro, tornando o GN um produto bastante propício para ser transacionado em um mercado de concorrência perfeita.

A terceira característica refere-se à dirigibilidade do GN. Na rede de gasodutos, o fluxo de gás segue o caminho de menor resistência ao fluxo e não permite que seja escolhida uma rota específica para o transporte. Neste sentido, o transporte de gás difere substancialmente de uma rodovia ou circuito de telecomunicação, onde é

possível estabelecer rotas a serem seguidas. Esta característica é marcante em situações de falta de volume suficiente para atender à demanda total, nas quais o próprio sistema de gasodutos define os pontos onde haverá falta de gás.

O GN é encontrado na natureza em duas formas: associado ou não associado ao petróleo. O gás associado é aquele que se encontra dissolvido no petróleo ou então forma uma camada que recobre a jazida do líquido. Neste caso, por razões econômicas, a extração do gás é determinada diretamente pela extração do petróleo. O GN é extraído como um produto secundário, necessitando ser transportado e consumido na mesma taxa em que é produzido devido às dificuldades de armazenamento. Quando não é possível a comercialização do gás (por não haver um mercado consumidor próximo, por não ser técnica ou economicamente viável a construção de um gasoduto, por razões ambientais ou por outro motivo) este deve ser queimado ou reinjetado no próprio poço, para evitar que o GN seja liberado em grandes quantidades na atmosfera e possa, eventualmente, causar algum incêndio ou explosão nas proximidades da planta de produção de petróleo. Em algumas plataformas de petróleo é comum a cena de uma longa chama queimando constantemente. Até hoje a Petrobras queima gás em suas plataformas no Rio de Janeiro (MOREIRA, 2002), o que rendeu inúmeras críticas à Petrobras e às políticas governamentais do setor de energia nos últimos anos (por exemplo, VICTER 2002).

O GN não associado é aquele encontrado livre no reservatório, caso em que toda a operação visa exclusivamente à exploração do gás.

Nos últimos anos, as descobertas de campos de GN não associado têm aumentado consideravelmente. Não obstante, as reservas de GN associado ainda são as mais freqüentes no mundo, inclusive no Brasil, onde representam cerca de 77% (ANP, 2001). Aliás, o crescimento da oferta de GN no Brasil foi sustentado justamente pela disponibilidade de GN ocasionada pela produção de petróleo com GN associado.

### **2.3. AS ATIVIDADES DA CADEIA DE FORNECIMENTO**

No Brasil, a cadeia de distribuição de GN não sofreu modificações até recentemente, quando foi iniciado o processo de privatização e desregulamentação do setor. Um dos eventos de maior importância foi a promulgação da Lei 9478 (BRASIL, 1997), conhecida como “Lei do Petróleo” que, entre outras determinações, redefiniu a política energética nacional e instituiu a Agência Nacional do Petróleo – a ANP.

Movimento semelhante ocorreu em muitos países, por exemplo, na Bolívia onde a *Ley de Hidrocarburos* (BOLÍVIA, 1996) transferiu as atividades do setor de gás para a iniciativa privada e eliminou qualquer restrição para a importação, exportação e comercialização interna de gás.

A estrutura do setor de GN no Brasil funciona baseada na Lei do Petróleo (BRASIL, 1997) e é composta por três atividades básicas: produção, transporte e distribuição, descritas mais abaixo. Historicamente, estas atividades eram todas desempenhadas pelo governo em uma estrutura verticalizada pertencente à Petrobras. A recente desregulamentação do setor separou as três atividades e estabeleceu um novo modelo. É interessante observar que a Lei do Petróleo não permite ao governo obrigar qualquer empresa a se desverticalizar.

O governo está preparando uma legislação específica para o GN, que deverá ser encaminhada para o Congresso ainda em 2002 (NUNES, 2002). Dentre outras medidas, esta nova legislação deverá restringir a participação de uma mesma empresa em todas as etapas da cadeia, como ocorre hoje com a Petrobras.

### 2.3.1. Exploração e Produção

A exploração consiste na identificação de jazidas com produção economicamente viável. O primeiro passo é a realização de levantamentos regionais e testes sísmicos para buscar solos característicos nos quais reservatórios de gás são encontrados. Uma vez encontrado é realizada a perfuração de um poço exploratório para estudo da viabilidade comercial da produção. Finalmente, é realizado um mapeamento da jazida para orientação da produção.

A produção consiste na extração do GN do subsolo e tratamento para comercialização. Assim que o GN (associado ou não associado) é retirado de uma jazida, passa por um processo de purificação. Se a jazida for de GN associado, parte do GN poderá ser reinjetado no solo para pressionar o reservatório de petróleo e auxiliar em sua produção. Após a primeira etapa de tratamento, o GN sofre novo processo de purificação para atender às exigências do mercado e do meio ambiente.

As atividades de exploração e produção de gás natural devem ser exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação (BRASIL, 1977). A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir gás natural no bloco coberto pela concessão.

### 2.3.2. Transporte

A atividade de transporte consiste em levar grandes quantidades de GN desde a planta produtora até o centro em que será distribuído. Legalmente, o transporte de GN é a “movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral”. Como caso geral, o GN é transportado através de gasodutos. Em casos muito específicos, pode ser transportado liquefeito (na forma de GNL) através de navios. No Brasil, apenas gasodutos são utilizados.

Há que se distinguir o serviço de transporte firme do não-firme (também chamado “interruptível”). O serviço firme é aquele que não pode ser interrompido ou reduzido até o limite estabelecido pela capacidade contratada. O serviço não firme é aquele que pode ser interrompido ou reduzido pelo transportador em função da prestação de serviço de prioridade superior, segundo critério definido pelo agente regulador.

Historicamente, a atividade de transporte desenvolveu-se dentro de uma estrutura verticalmente integrada na qual a Petrobras era a única empresa autorizada a construir gasodutos e operar o transporte de GN. Para introduzir a competição na comercialização do GN, a Lei do Petróleo instituiu a abertura, para empresas privadas, da utilização da capacidade e da ampliação dos gasodutos existentes e também da construção e operação dos novos gasodutos. Esta abertura, conhecida como “livre acesso”, significou a quebra do monopólio natural da Petrobras e seguramente levará (como já acontece) a disputas com empresas privadas interessadas no uso da capacidade.

A figura 1 representa a classificação das capacidades de um gasoduto. De maneira simples, podemos dizer que a Transportadora “vende” ou “aluga” frações da capacidade total do gasoduto para que terceiros transportem gás, de maneira similar a uma empresa de fretes que vende serviço de transporte. A empresa que contrata o serviço assina um contrato que lhe confere o direito de uso de uma certa fração do gasoduto, ou seja, de transportar um certo volume de gás. Estas frações são chamadas **capacidades contratadas**, pois possuem um contrato associado que dá o direito de uso a alguma empresa. A soma de todas as capacidades contratadas por cada empresas é a capacidade contratada do gasoduto. Se a capacidade contratada for inferior à capacidade máxima do gasoduto diz-se que há **capacidade disponível**, que poderá ser ofertada para o uso de terceiros pela regra do livre acesso. Por outro lado, se o volume efetivamente

utilizado for inferior à totalidade das capacidades contratadas, diz-se que há **capacidade ociosa**, que poderá ser ofertada para o uso de terceiros somente na modalidade não-firme. A razão de este último ser não-firme é que a capacidade ociosa, diferentemente da disponível, refere-se a capacidades comprometidas através de contratos de venda já firmados que asseguram o direito de uso a quem a contratou. Mesmo que a capacidade não esteja sendo utilizada em um dado momento, poderá ser requisitada a qualquer tempo pela empresa que a contratou de forma firme.

CAPACIDADE TOTAL	CAPACIDADE DISPONÍVEL		CAPACIDADE DISPONÍVEL	
	CAPACIDADE CONTRATADA	EMPRESA 1	CAPACIDADE OCIOSA	
		EMPRESA 2	CAPACIDADE UTILIZADA	EMPRESA 1
		EMPRESA 3		EMPRESA 2
		...		EMPRESA 3
		EMPRESA N		...
				EMPRESA N

Fonte: elaborado pelo autor, 2002.

Figura 1. Classificação das capacidades de um gasoduto.

No conceito de livre acesso qualquer empresa qualificada pode solicitar autorização ao órgão regulador da atividade, a ANP, para utilizar os gasodutos de transporte existentes. A ANP poderá conceder a autorização caso haja capacidade disponível ou ociosa. Como resultado, a empresa interessada no uso passa a se chamar **Carregadora** e recebe o direito de utilizar uma certa fração da capacidade de transporte do gasoduto. A empresa proprietária do gasoduto recebe uma tarifa pelo uso de seu ativo e é chamada de **Transportador**. Note-se que é possível a várias Carregadoras utilizar um mesmo gasoduto, cada qual com o direito de uso de uma fração, até o limite de 100% da capacidade.

Todos gasodutos de transporte brasileiros são pertencentes à Petrobras. Para defender sua posição dominante no mercado, seria conveniente à Petrobras que não houvesse capacidades disponíveis ou ociosas pois assim não haveria competidores requerendo o uso dos gasodutos existentes. Como não é possível conhecer com precisão a capacidade contratada no futuro, surgem divergências e disputas sobre as capacidades

que poderiam ser utilizadas por terceiros. Numa destas disputas, a ANP concedeu à empresa British Gas o direito de transportar 2 milhões de metros cúbicos de gás por dia na modalidade firme e mais 1 milhão na modalidade não-firme até o fim deste ano de 2002.

Atualmente, a tarifa a ser paga pela empresa Carregadora à empresa proprietária do gasoduto deve ser negociada livremente entre as empresas e é arbitrada pela ANP em caso de divergência. A exemplo do que ocorre com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e a transmissão de energia elétrica, a ANP cogita controlar as tarifas de transporte sob o argumento de que esta atividade constitui um monopólio natural (NUNES, 2002).

### 2.3.3. Distribuição

A distribuição é a etapa final da cadeia, na qual o GN é entregue ao consumidor. Nesta fase, deve ser odorizado, para ser detectado facilmente em caso de vazamentos.

A distribuição difere do transporte em que a distribuição leva o gás canalizado recebido das transportadoras até os usuários finais, notadamente residências, indústrias, usinas e veículos. As duas atividades são notadamente diferentes, e podem ser comparadas à venda no atacado (o transporte) e no varejo (a distribuição), requerendo estratégias e competências bastante distintas para a obtenção de sucesso em cada uma destas atividades. Contatar os clientes finais e estabelecer relacionamento, dividir o volume total de produto em quantidades adequadas ao consumidor, coletar e disseminar informações sobre as necessidades dos mercados e promover os produtos são funções da distribuição (LAMBIN, 2000) que a diferenciam do transporte. As duas outras funções da distribuição apontadas pelo autor (armazenar produtos para torná-los disponíveis quando necessários ao consumidor, e selecionar os produtos e compor a variedade desejada pelo cliente) não são aplicáveis ao setor de GN.

A Lei do Petróleo e a Constituição de 1988 estabelecem que a comercialização de gás canalizado junto aos usuários finais deve ser explorada com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão.

## 2.4. A INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE SÃO PAULO

O fornecimento de GN é limitado às regiões nas quais existam os gasodutos, daí a importância de se conhecer a infra-estrutura existente. Os gasodutos de transporte atravessam grandes regiões. Neles, são construídos *citygates* (conjunto de válvulas, medidores e controladores) a partir dos quais são construídos os gasodutos de distribuição. O fornecimento a regiões distantes da malha de gasodutos depende da viabilidade da expansão da malha até a região em questão.

TELLES (1997) reconta, resumidamente, o início da utilização de GN em São Paulo em 1989, que substituiu, progressivamente, o gás de nafta, manufaturado a partir da nafta e do petróleo, produto que era comercializado pela Comgás até então, e que era conhecido como o “gás de rua”. Naquela época apenas um gasoduto trazia gás para o estado de São Paulo, a partir do Rio de Janeiro.

Atualmente, a rede nacional de transporte de GN está subdividida em quatro malhas distintas, cada uma cobrindo uma região. O estado de São Paulo é servido pelos gasodutos da malha IV, que servem também os estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais (ANP, 2001).

Três gasodutos de transporte abastecem hoje o estado de São Paulo. São eles o Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), o Gaspal e o Gasan, mostrados na figura 2 juntamente com os *citygates* dos quais derivam as redes de distribuição da Comgás. Muito em breve a seção do gasoduto Bolívia-Brasil que vai para o sul do país deverá ser conectada com gasodutos da Argentina, interligando as bacias gaseíferas e os sistemas de gasodutos dos três países. Para uma descrição mais detalhada da malha de gasodutos na nacional veja IENO (1999) e ANP (2001). Vale lembrar que toda a malha de transporte brasileira é de propriedade da Petrobras.

O estado de São Paulo está dividido em três áreas de concessão, operadas cada uma por uma empresa distinta: a Comgás, a Gás Brasileiro e a Gás Natural. Como pode ser visto na figura 2, a única área de concessão suprida pelos três gasodutos é a da Comgás, o que lhe confere uma posição privilegiada.



Fonte: CSPE, 2002.  
Figura 2. Mapa da divisão das áreas de concessão do estado de São Paulo e dos gasodutos que suprem a área da Comgás.

Descrevemos abaixo as principais características dos gasodutos da área da Comgás. Além dos limites de fornecimento, destacamos, em particular para o Gasbol, os valores de investimento e a diversidade de fontes de recursos, que ilustram a dificuldade de se desenvolver um projeto deste tipo.

GASODUTO	COMPRIMENTO (km)	CAPACIDADE (m³/dia)	VOLUME TRANSPORTADO (m³/dia)
GASBOL	3.150	30 milhões	12,5 milhões <sup>(1)</sup>
GASPAL	330	4.2 milhões	2 milhões <sup>(2)</sup>
GASAN	37	1.5 milhões	108 mil <sup>(2)</sup>
REDE DA COMGÁS	3.000	variada	7,9 milhões <sup>(1)</sup>

Fonte: ANP e Comgás.  
<sup>(1)</sup> valores médios de 2002 (jan. a maio).  
<sup>(2)</sup> valores médios para o 2º semestre de 1999.

Tabela 1. Dados dos gasodutos da área de concessão da Comgás.

**GASBOL:** o Gasoduto Bolívia Brasil é o maior da América Latina, com 2.593 km de extensão em solo brasileiro e 557 km na Bolívia. Seu principal objetivo é transportar o gás natural da Bolívia para os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, beneficiando indiretamente Rio de Janeiro e Minas Gerais. Concluído em março de 2000, o Gasbol é um marco na integração energética da América Latina, estendendo-se de Santa Cruz de la Sierra na Bolívia até Porto Alegre, atravessando 135 municípios e mais de 4100 propriedades brasileiras (TBG, 2002). Antes dele, a malha brasileira de gasodutos não passava de 4.500 km. Custou cerca de US\$ 2 bilhões dos quais US\$ 1,7 bilhão investido no Brasil com os seguintes recursos:

Agente	Aporte (US\$ milhões)
Aporte de acionistas	310
Venda antecipada de serviços (frete)	302
BNDES / FINAME	245
Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID)	240
Emissão de <i>bonds</i> com garantia do Banco Mundial	180
Agências de fomento à exportação	159
Banco Mundial (BIRD)	130
Corporación Andina de Fomentos (CAF)	80
Banco Europeu de Investimentos (BEI)	60

Fonte: TBG, 2001.

Tabela 2. Fontes e valores de financiamento do Gasbol.

**GASPAL:** liga Volta Redonda (RJ) à região metropolitana de São Paulo. Até o ano 2001 o Gaspal trazia gás da bacia de Campos para São Paulo. O fluxo foi invertido com a entrada em operação do Gasbol, e hoje o Gaspal leva gás boliviano para o estado do Rio de Janeiro.

**GASAN:** traz gás da bacia de Merluza, em Santos, até a região metropolitana de São Paulo. O gás da bacia de Merluza é do tipo não associado (ANP, 2001), o que confere grande flexibilidade em sua produção.

**REDE DA COMGÁS:** é constituída por um anel ao redor da região metropolitana de São Paulo (ao longo das avenidas marginais dos rios Pinheiros e Tietê), e ramificações por toda a cidade. Além destes, há várias linhas em regiões do interior, conforme pode ser visto na figura do anexo 5.

## 2.5. OS PRINCIPAIS AGENTES PÚBLICOS

O setor de GN é atualmente regulado pelo governo a nível federal e estadual. Os principais agentes públicos atuam na regulação do setor e são:

**ANP** – a Agência Nacional do Petróleo tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo (BRASIL, 1997). Objetivamente, a ANP é o órgão regulador da atividade de transporte de GN.

**CSPE** – a Comissão de Serviços Públicos de Energia é o órgão regulador e fiscalizador dos serviços de energia no Estado de São Paulo (CSPE, 2002). Mais especificamente, a CSPE é o órgão do governo que regula a distribuição de GN no estado de São Paulo.

**SIRESE** – é o *Sistema de Regulación Sectorial* boliviano, do qual faz parte a *Superintendencia de Hidrocarburos* (SIRESE, 2002), o órgão do governo da Bolívia responsável pelas políticas energéticas naquele país, semelhantemente à ANP brasileira. Este agente foi incluído aqui devido à importância do GN boliviano na distribuição do produto em São Paulo.

## 2.6. OS PRINCIPAIS AGENTES PRIVADOS

Os agentes privados são os operadores dos gasodutos e comercializadores do GN. Quase todos possuem uma estrutura controladora complexa e com vários acionistas, como pode ser observado abaixo. Listamos aqueles que têm ou possam vir a ter relações diretas com a Comgás no curto a médio prazo. Muitas outras empresas privadas poderiam ser citadas, como a Duke Energy, El Paso e British Gas, que atuam como comercializadoras de GN no mercado internacional. Vamos nos limitar às empresas atuais, quase todas oriundas do processo de desregulamentação do setor.

**PETROBRAS** – apesar de ainda ser percebida por muitos como uma empresa estatal, a Petróleo Brasileiro S.A. é uma empresa de economia mista, controlada pela União e vinculada ao Ministério das Minas e Energia, que exerce atividades petrolíferas e de gás natural em caráter de livre competição com outras empresas, diretamente ou através de

subsidiárias. No Brasil, é a maior empresa do setor de gás natural, no qual atua nos segmentos de transporte e comercialização através de subsidiárias e consórcios, conforme descrito nos itens seguintes.

**GASPETRO** – criada em 1998, a Gaspetro é a subsidiária da Petrobras responsável por toda sua estrutura de transporte, comercialização e armazenamento, estando também habilitada a atuar no mercado internacional e na operação de plantas de gás. De sua malha de gasodutos com mais de 7 mil km o mais notável é o gasoduto Brasil-Bolívia, no qual participa através das empresas TBG e GTB (vide abaixo). Uma hipótese provável é que a Gaspetro permaneça apenas com a comercialização, tornando-se uma *trader* de GN e abandonando as participações nas empresas acima. (REVOLUÇÃO...2001).

**TBG** – Constituída em 1997, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. é a operadora em solo brasileiro do Gasoduto Bolívia-Brasil (vide controle acionário no item 2.7). (TBG, 2002).

**GTB** – a Gas Transboliviano é a operadora do Gasbol em terreno boliviano (vide controle acionário no item 2.7).

**TRANSPETRO** – a Petrobras Transporte S.A., subsidiária integral da Petrobras, é a operadora do gasoduto Gaspal. Foi criada em 1998 em atendimento à Lei 9478, e atua em dois segmentos: no transporte (marítimo e dutoviário) e na operação de terminais de petróleo, derivados e gás natural, atividades originalmente sob responsabilidade da Petrobras (PETROBRAS, 2002c). Com exceção do Gasbol (devido à intrincada relação entre os sócios), a Transpetro deverá operar todos os dutos da Petrobras no Brasil.

**COMGÁS** – a Companhia de Gás de São Paulo é a distribuidora de GN da região sudeste do Estado de São Paulo. Foi fundada em 1872, quando a *San Paulo Gas Company* recebeu a autorização do Império para funcionar como empresa de iluminação de São Paulo. A Comgás pertenceu a vários controladores até ser definitivamente privatizada em abril de 1999, quando foi arrematada pelo consórcio formado pela British Gás, Shell e CPFL (COMGÁS, 2002).

A Comgás encontra-se em uma região privilegiada, não apenas pelo potencial de mercado mas também por estar na conjunção de três gasodutos de transporte (conforme mostrado anteriormente). A distribuição aos clientes finais é realizada através de uma malha de gasodutos bastante ramificada da própria Comgás, que hoje atende 38 municípios (anexo 5).

A companhia já forneceu diversos tipos gás, produzidos por diversos processos e a partir de diversas matérias primas como o azeite, passando por gás de hidrogênio carbonado, carvão, nafta, hulha, até chegar ao gás natural (COMGÁS, 2002), único produto comercializado pela empresa atualmente.

A Comgás poderá participar de atividades distintas da distribuição de GN canalizado mediante autorização da CSPE, conforme previsto em seu contrato de concessão (SÃO PAULO, 1999).

## 2.7. RESUMO DA CADEIA DE FORNECIMENTO

Combinando os dados dos itens anteriores, podemos criar um mapa para características fundamentais de cada gasoduto da cadeia de fornecimento. A tabela 3 mostra um exemplo de como seria o mapa para o fornecimento pelo Gasbol.

	BOLÍVIA	BRASIL	
ATIVIDADE	TRANSPORTE	TRANSPORTE	DISTRIBUIÇÃO
GASODUTO	GASBOL	GASBOL	REDE PRÓPRIA
AGENTE REGULADOR	SIRESE	ANP	CSPE
EMPRESA	GTB	TBG	COMGÁS
ACIONISTAS DAS EMPRESAS <sup>1</sup>	Transredes <sup>2</sup> (51%)	Gaspetro (51%)	British Gas (73%)
	Shell (17%)	BBPP (29%)	Shell (23%)
	Enron (17%)	Transredes (12%)	CPFL (4%)
	Gaspetro (9%)	Shell (4%)	Outros (0,11%)
	BBPP <sup>3</sup> (6%)	Enron (4%)	

Fonte: elaborado pelo autor, 2002.

Tabela 3 – Exemplo de composição de atividades e agentes da cadeia para o fornecimento de GN da Bolívia para a área da Comgás.

<sup>1</sup> Composição original. Fonte: TBG (2002).

<sup>2</sup> Grupo Transredes (Fundos de Pensão Bolivianos 50%, Shell 25% e Enron 25%).

<sup>3</sup> Grupo BBPP Holdings (British Gas, El Paso, Totalfina Gas and Power Brasil, com 9,66% cada uma).

Para completar a cadeia, precisaríamos adicionar, no início da tabela, os vários produtores que fornecem gás ao Gasbol e, no final, os consumidores finais (estudados no próximo item). Observando-se a tabela 3, é fácil perceber a complexidade dos relacionamentos e os conflitos de interesses envolvidos, como os descritos abaixo.

Algumas das empresas acionistas possuem reservas de GN na Bolívia e outras não. É razoável esperar que as empresas que possuam reservas tenham interesse em transportá-las mesmo a um preço baixo, visando obter retorno com a venda da *commodity*. As empresas que não possuem reservas buscam maximizar o preço do transporte pois esta é sua fonte de renda.

Adicionalmente, algumas empresas, como a Shell, participam do desenvolvimento de projetos de usinas termelétricas com potencial para consumir grandes volumes de gás. É do interesse da Shell utilizar suas reservas de gás e sua capacidade de transporte nos gasodutos para o fornecimento à sua termelétrica. No entanto, devido ao monopólio da concessão de distribuição, o gás deve ser fornecido à usina pela Comgás, que possui a Shell e a British Gas como acionistas. À British Gas interessa que a Comgás venda gás de suas reservas e utilize a sua capacidade de transporte, gerando um conflito interno à Comgás. Esta é uma questão de governança corporativa cuja solução não é trivial.

As regras do setor desempenham um papel essencial no desenvolvimento do setor. As características do GN (homogêneo, não dirigível e com restrições de armazenamento) implicam na necessidade de coordenação entre os agentes da cadeia. A compatibilidade entre as regras das diversas etapas, criadas por diferentes agentes é fundamental. As negociações entre ANP e Sirese têm colaborado de forma significativa para a compatibilização das regras.

## **2.8. MERCADOS E UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL**

Muitos clientes potenciais ainda são reticentes ao uso do GN. Um dos motivos é o fato do produto ainda não ser bem conhecido e compreendido pelo mercado. O GN é percebido por muitos como um produto explosivo e perigoso, muito em parte, devido a acidentes causados com botijões de GLP devido à instalação e uso inadequados. Esta percepção é encontrada em qualquer segmento. Vários clientes, ademais, não percebem valor nos benefícios ambientais do GN. Falta criar o que os profissionais do setor chamam de “cultura do gás natural” que é a percepção das reais

características e benefícios do produto que levariam o cliente a sua escolha – inclusive as características de segurança apontadas no início do capítulo. Esta é uma missão da comunicação da empresa com os consumidores, na qual a propaganda possui um papel fundamental.

Não obstante, o GN possui excelentes características técnicas, econômicas, ambientais e de segurança, permitindo que ele amplie constantemente sua utilização em diversos segmentos de mercado. As principais características de cada segmento são descritas abaixo.

Tradicionalmente, as distribuidoras de GN dividem o mercado nos segmentos: residencial, comercial, industrial, GNV, cogeração, e termelétricas. Descreveremos cada um destes segmentos e analisaremos a consistência da segmentação. O critério para a segmentação é baseado em semelhanças dos fatores: volumes consumidos, utilização do GN, processo de decisão do consumidor e complexidade do relacionamento cliente-fornecedor.

#### 2.8.1. Segmento Residencial

Hoje há um grande número de equipamentos e eletrodomésticos residenciais que funcionam com GN. Alguns deles ainda são pouco conhecidos no Brasil, mas começam a ser vistos em algumas lojas. A “Casa do Consumidor” instalada no andar térreo da Comgás na rua Augusta, em São Paulo, possui vários destes equipamentos à mostra. Dentre os equipamentos citamos: forno e fogão, aquecedor de ambiente, aquecedor de água para toda a casa, aquecedor de piscina, máquinas de lavar e de secar roupas, máquina de lavar louças, lareira, churrasqueira, geladeira, ar condicionado e sauna. Um grande desafio neste segmento é difundir o uso do GN em equipamentos que não o tradicional fogão (e mais recentemente, aquecedor de água), no qual o GN encontra a maior utilização atualmente.

Neste segmento, o GN concorre com o GLP (gás de botijão) e a eletricidade. De forma genérica, o preço do GN é bastante competitivo em relação aos dois concorrentes. No entanto, a competitividade contra a eletricidade é reduzida pela necessidade de investimentos elevados em equipamentos e instalações para o aquecimento de água e substituição do chuveiro elétrico, dentre as demais aplicações.

Este é o mercado que possui os menores volumes e as maiores margens de distribuição por consumidor. Mesmo com as maiores margens, o GN é bastante

competitivo, principalmente em relação à energia elétrica. O mercado residencial possui o consumo mais estável e previsível dentre todos os mercados pois os hábitos pessoais de alimentação e higiene são pouco sensíveis a variáveis exógenas.

É interessante observar o comportamento deste mercado em países como a Argentina, onde o inverno é mais rigoroso e o GN é largamente utilizado no aquecimento doméstico. Como consequência, o consumo de GN no inverno é cinco vezes superior ao consumo no verão.

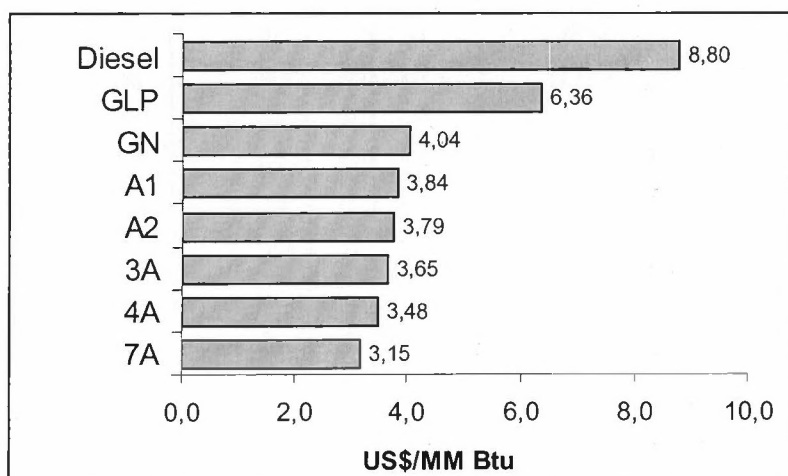
### 2.8.2. Segmento Industrial

O GN pode ser usado em praticamente qualquer processo que necessite de aquecimento: em fundições, em fornos, estufas, caldeiras, calandras, aquecimento de água, etc. O GN pode também ser usado para processos que necessitem de resfriamento como câmaras frigoríficas e ar condicionado. Além de insumo energético, o GN também é utilizado como matéria prima na indústria petroquímica (produção de metanol) e de fertilizantes (produção de uréia e amônia).

O segmento industrial é bastante sensível ao preço do combustível, mas também é sensível aos benefícios ambientais e tecnológicos, nas quais o GN se destaca. Por possuir uma queima limpa é preferido nos processos em que a queima do combustível entra em contato direto com o produto final, como na indústria de cerâmica e de vidros.

Os principais concorrentes neste segmento são o GLP e óleos diversos. As variações nos preços dos combustíveis têm causado uma diminuição na competitividade do GN. Um dos motivos é o excesso de oferta dos óleos, que são obrigatoriamente produzidos juntamente com a gasolina, por motivos técnicos, gerando excesso de oferta. É importante observar que a comparação não deve ser simplesmente entre o custo por unidade de energia de cada combustível, mas deve considerar também os custos operacionais. Desta forma, define-se o *burner tip* que representa o custo total do combustível “na ponta do queimador” e inclui os custos de fretes, armazenamento, manutenção de bombas e equipamentos, administrativos, etc. Para o GN o *burner tip* é praticamente a própria tarifa do gás. Para combustíveis como óleos, há reservatórios que ocupam grandes áreas e geram custos financeiros do estoque, necessitam de compras frequentes, etc. Há custos menos perceptíveis como um maior valor do prêmio do seguro da empresa pelo risco gerado pela existência dos reservatórios de óleo. Estes

custos devem ser considerados na comparação com o GN. O valor do *burner tip* varia em função do processo considerado e seus valores médios são um excelente indicador de competitividade. Valores médios podem ser observados na figura 3 para o GN, GLP, óleo diesel e alguns tipos de óleos da série A comumente utilizados pela indústria.



Fonte: elaborado pelo autor, 2002.

Figura 3. *Burner tip* para diversos combustíveis em setembro/2001.

### 2.8.3. Segmento Comercial / Serviços

Com aplicações semelhantes às aquelas já mencionadas anteriormente, o GN pode ser usado em padarias, restaurantes, churrascarias, lanchonetes e afins, supermercados, órgãos públicos, hotéis e motéis, clubes e academias esportivas, hospitais e pronto-socorros, escolas, funilarias (em estufas de secagem de pintura), etc.

O processo de decisão de compra de pequenos consumidores comerciais é bastante semelhante ao dos consumidores residenciais: rápido, baseado em custo e na praticidade que o produto pode oferecer, sem complicações técnicas. Deste ponto de vista, os pequenos consumidores poderiam ser agrupados no mesmo segmento que os consumidores residenciais.

Há consumidores de volumes mais elevados, como alguns hotéis e *shopping-centers*. As soluções técnicas também são sensivelmente mais complexas, exigindo estudos personalizados, e tornando o processo decisório mais lento. Estes consumidores requerem uma abordagem mais técnica do que aquela demandada pelos consumidores residenciais ou pequenos comerciantes, mas ainda distante da abordagem de clientes industriais. Portanto, os grandes comércios poderiam constituir um segmento distinto.

#### 2.8.4. Segmento Veicular

Quando utilizado em automóveis, caminhões e ônibus, o GN recebe o nome de gás natural veicular – GNV. O cliente da distribuidora não é o proprietário do veículo mas o sim o posto de serviços que revende o combustível. A Comgás não possui postos de serviço com bandeira própria.

Durante vários anos, uma das restrições ao crescimento deste segmento era o baixo número de postos de serviço que revendiam o GN, o que limitava a escolha do consumidor e obrigava-o a abastecer em locais distantes de sua preferência, freqüentemente com longas filas de espera. As distâncias viajadas também eram restritas pois não haviam postos fora da cidade de São Paulo para o reabastecimento. Hoje já são quase 100 postos na região metropolitana de São Paulo e mais de 20 no interior, além de outros 200 espalhados pelo país (COMGÁS, 2002).

Outra restrição era o pequeno número de empresas capacitadas para converter os veículos para a utilização do GN. Esta questão também foi superada, havendo hoje mais de 150 oficinas homologadas pelo INMETRO na região da grande São Paulo.

#### 2.8.5. Segmento de Termogeração e de Cogeração de Energia

O GN pode ser usado por usinas termelétricas e de cogeração para a produção de eletricidade. Na cogeração, além da energia elétrica há produção de um segundo tipo de energia, geralmente o vapor. Embora geração e cogeração sejam, tecnicamente, processos muito semelhantes, o ambiente no qual estão inseridos é bastante diferente e requer abordagens diferentes para a viabilização de vendas. Por este motivo, podemos considerá-los segmentos distintos.

A cogeração é desenvolvida, geralmente, para atender uma única empresa – como uma indústria, hotel, *shopping center*, etc. – ou um pequeno grupo destas. Como consequência a capacidade da cogeração costuma ser pequena em relação às de termogeração, a energia é produzida para consumo próprio, as demandas são conhecidas e os processos de licenças e autorizações são simplificados. O nível de incertezas envolvido é moderado, e a própria empresa pode realizar o empreendimento com seus próprios recursos.

Vale observar que a cogeração poderia ser vista como um produto e não segmento de mercado. Os clientes são as mesmas indústrias, comércios e serviços já classificados anteriormente em segmentos específicos. O critério para classificação da cogeração como um segmento é a complexidade da venda, que implica em diferenças significativas na dinâmica de negociação, necessidade de qualificação técnica, número e profundidade de itens negociados e processo de tomada de decisão, em relação às vendas para as aplicações tradicionais. Considerar a cogeração como um produto implicaria na capacidade da distribuidora de visitar o cliente e discutir qual a melhor forma de utilizar o GN, o que não acontece hoje devido à separação da cogeração e respectiva estrutura de vendas em um segmento isolado.

A termogeração costuma ser uma usina de grande capacidade para atender um número grande de empresas e residências. Por constituírem grandes projetos, as termelétricas dificilmente são desenvolvidas com recursos do próprio realizador do projeto, que usa como alternativa o financiamento bancário através da modalidade *project finance*. Nesta modalidade, o realizador do projeto oferece ao financiador, como garantia de repagamento, os recebimentos futuros do próprio projeto. Conforme explicado por FINNERTY (1999, p.6):

“um projeto não possui qualquer história no momento do financiamento da dívida inicial. Conseqüentemente, sua confiabilidade creditícia depende da lucratividade projetada do projeto e do suporte de crédito indireto fornecido por terceiros através de diversos arranjos contratuais. Como resultado, credores requerem garantias de que o projeto será colocado em operação, e de que uma vez iniciadas as operações, o projeto constituirá um empreendimento econômico viável. A disponibilidade de recursos financeiros para um projeto dependerá da capacidade de o patrocinador convencer os provedores de recursos de que o projeto é técnica e economicamente viável”.

Obter um financiamento para uma termelétrica não é tarefa fácil. A energia produzida é vendida para uma distribuidora de energia elétrica, a qual irá revendê-la aos consumidores finais. Quem detém o conhecimento da demanda e busca compor um

leque de opções de fontes de energia é o distribuidor de energia elétrica, não a termelétrica. O realizador do projeto precisa negociar previamente um contrato de venda de energia com o distribuidor de eletricidade. Além deste, contratos com o fornecedor de gás, com o construtor da usina e com fornecedores de equipamentos também precisam ser negociados previamente. Poucos são os fabricantes de grandes turbinas (nenhum no Brasil), havendo necessidade de importação, em um mercado em que a demanda tem sido bem superior à oferta nos últimos anos. Por ser um projeto de vulto, os impactos ambientais são proporcionalmente maiores do que uma cogeração, e o processo de autorizações, principalmente as ambientais, torna-se mais complexo e demorado. O próprio valor do financiamento, geralmente na casa de centenas de milhões de dólares, costuma restringir o número de provedores de financiamento desta monta. Somados aos motivos acima, dentre outros, as incertezas do ambiente político econômico do país e do setor de energia, além de inconsistências regulatórias entre os setores de gás e de energia elétrica, regulados por órgãos distintos, contribuem para que o financiador tenha muitas dúvidas quanto à capacidade do projeto oferecer os retornos planejados.

Para a distribuidora de GN, o segmento de cogeração e termogeração apresenta os maiores volumes e as menores margens por consumidor. O investimento geralmente é elevado devido à necessidade de um gasoduto de grande porte dedicado ao fornecimento exclusivo da usina, ao comprimento do gasoduto devido à distância entre a usina e a rede de transporte, à complexidade elevada do projeto e processo de licenças em relação a gasodutos urbanos, e aos elevados custos legais envolvidos na negociação de contratos complexos. Os riscos são bem maiores do que aqueles dos demais segmentos: no caso de uma falha no fornecimento de GN, a termelétrica cobrará penalidades equivalentes ao custo da energia elétrica que ele deixou de gerar e que precisou ser adquirida de terceiros. Estes valores são astronômicos para a distribuidora de gás pois o preço da energia elétrica pode chegar a cerca de 400 vezes o valor da margem de distribuição de GN.

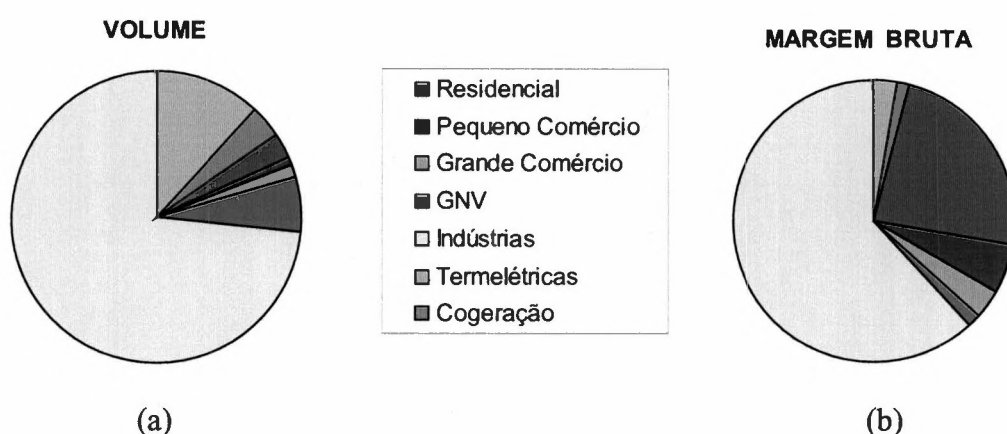
Para algumas pessoas as termelétricas são a solução para a crise de energia elétrica do Brasil que libertaria o país da dependência da hidroeletricidade. Para outros, as termelétricas oferecem um perigo ambiental pois a queima do GN libera gases que, dentre outros efeitos indesejáveis, provocam o efeito estufa. Há ainda aqueles que julgam as termelétricas uma ameaça para os demais segmentos de gás natural pois os

grandes volumes consumidos deixariam pouca capacidade disponível nos gasodutos e atrasariam o desenvolvimento dos demais segmentos. (ANACLETO, 2002).

#### 2.8.6. A Participação de Cada Segmento

A segmentação tradicional dos mercados residencial, industrial, GNV e termogeração parece ser bastante consistente. Lançamos algumas dúvidas sobre a segmentação dos mercados comercial e de cogeração. Para a análise seguinte vamos separar os clientes de pequenos dos grandes comércios e considerar a cogeração como um segmento.

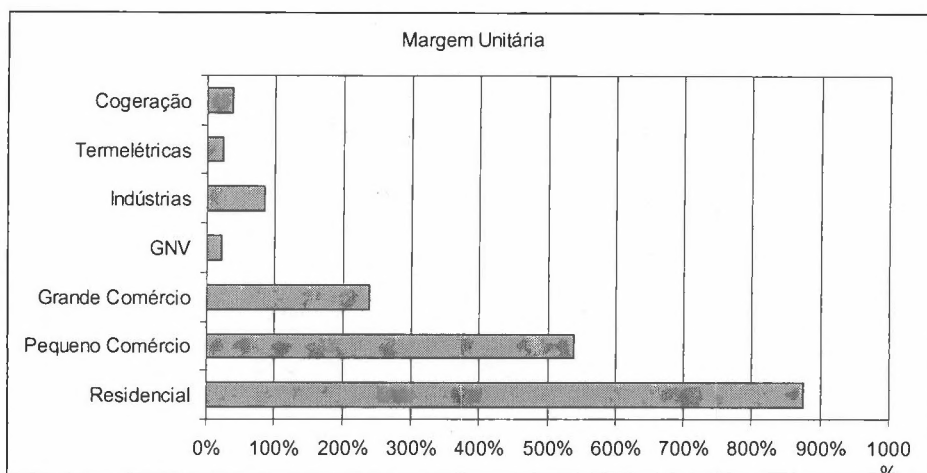
A figura 4 mostra um comparativo entre os segmentos. O mercado industrial é o mais representativo, tanto em volume quanto em receita. O mercado residencial, apesar do pequeno volume total, representa quase  $\frac{1}{4}$  da receita. Os mercados de termelétricas e GNV possuem posição inversa: são representativos em volume, mas contribuem com uma parcela pequena da receita.



Fonte: Comgás, 2002.

Figura 4. Participação de cada segmento nas vendas da Comgás (a) em volume e (b) em margem bruta. Dados acumulados jan-jul/2002.

Logicamente, as diferenças de representatividade entre volume e receita devem-se aos valores das margens praticadas para cada segmento. A figura 5 mostra um comparativo entre as margens efetivamente praticadas (o valor 100% foi atribuído à média geral da Comgás).



Fonte: Comgás, 2002.

Figura 5. Comparativo entre as margens médias efetivamente praticadas em cada segmento em relação à média global de todos os mercados. Dados acumulados jan-jul/2002.

A representatividade de cada segmento poderá mudar nos próximos anos. O segmento com maior potencial de crescimento é o de termogeração (BELCHIOR, 2002), embora seu desenvolvimento seja bem mais complexo e demorado do que os demais. Apenas como ilustração, a Comgás vende hoje cerca de 8 milhões de metros cúbicos por dia. Uma grande termelétrica consome cerca de 4,5 milhões de metros cúbicos por dia. A transformação deste potencial em vendas reais ainda é incerto.

Em função da escassez de energia elétrica nos últimos anos, o Ministério de Minas e Energia criou o Programa Prioritário de Termoeletricidade 2000-2003 (BRASIL, 2000b). O programa previa a construção de 49 (posteriormente 56) usinas termelétricas em todo o Brasil até 2003, das quais 13 na área da Comgás. Destas 13, apenas uma foi construída e encontra-se em operação. Se todas realmente fossem construídas, o volume de vendas da Comgás seria multiplicado por quatro, ainda que o impacto na receita fosse bem menor. Atualmente, o próprio governo já admite que a expectativa do número de usinas a serem construídas é inferior ao previsto no programa (MME...2002).

## 2.9. O AMBIENTE REGULATÓRIO

Envolvendo a cadeia de fornecimento e os consumidores figura o ambiente regulatório, que surge nos setores nos quais o monopólio seja a solução mais eficiente para a prestação do serviço. Este ambiente confere características diferenciadas ao setor na medida em que impõe diversas regras inexistentes no ambiente da livre competição.

Vimos que a ANP é o agente regulador do transporte e a CSPE é o regulador da distribuição de GN. Basicamente, o regulador deve promover o equilíbrio das relações entre os agentes do setor energético e consumidores, protegendo os interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos. Em outras palavras, o regulador deve permitir que agentes da cadeia obtenham lucros suficientes para a prestação do serviço com qualidade ao mesmo tempo em que assegura igualdade de condições de competição entre os agentes e de acesso aos energéticos pelos consumidores. Este objetivo é cumprido através de leis, decretos, portarias, resoluções e contratos de concessão.

Firmado em maio de 1999, o contrato de concessão da Comgás (SÃO PAULO, 1999) é válido por 30 anos, prorrogáveis por mais 20 anos, com exclusividade na distribuição de GN em sua área de concessão durante os 12 primeiros anos. Após este período, a exclusividade permanece apenas para os clientes residenciais e comerciais, por consistirem um monopólio natural, passando a haver livre competição para os demais segmentos.

O contrato de concessão da Comgás não impõe restrições à distribuidora quanto à escolha de seu fornecedor de GN, permitindo a livre negociação com os integrantes mais acima na cadeia. No entanto, existem várias regras quanto à venda para os consumidores finais. Por exemplo, a distribuidora não pode dispensar tratamento discriminatório, inclusive tarifário, a usuários em situações similares. Não são consideradas discriminatórias diferenças de tratamento a usuários de diferentes classes ou modalidades de serviço, ou situados em regiões distintas (SÃO PAULO, 1999). Esta é a chamada “isonomia” entre os consumidores.

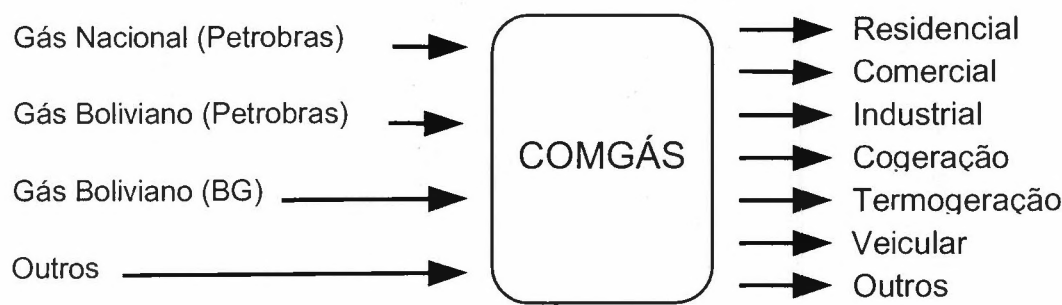
## **2.10. A DISTRIBUIDORA COMO ELO ENTRE FORNECEDORES E MERCADO**

BOWERSOX e CLOSS (2001) diferenciam dois tipos de agentes de um canal: os comerciantes e os intermediários. Os comerciantes realizam a compra e a venda do produto, tomando sua titularidade e arcando com os riscos associados. Este é o caso da Comgás. Os intermediários realizam o papel de distribuidor sem tomar posse do produto, semelhantemente a uma empresa de fretes. Apesar dos benefícios fiscais para o consumidor final, o que seria desejável para aumentar a competitividade da cadeia, o papel de intermediário não é o preferido pela distribuidora pois implicaria na perda de

contato direto com o consumidor, fato apontado por vários autores como fundamental para o controle sobre as vendas (POIRIER, 1997; BOWERSOX e CLOSS, 2001; LAMBIN, 2000).

A distribuidora pode realizar vários contratos de compra de gás com diferentes fornecedores e até com o mesmo fornecedor. O gás que a distribuidora recebe dos gasodutos de transporte é homogêneo, mas cada contrato, tanto de compra como de venda, possui condições específicas de fornecimento: preço, volumes máximos e mínimos de compra e venda, prazos de pagamento, penalidades por falha de fornecimento, etc. Estes contratos constituem as carteiras de compra e de venda de gás.

Atualmente, a Comgás possui 3 contratos principais de compra de gás: dois com a Petrobras, sendo um de gás boliviano (o chamado contrato TCQ – *Transport Capacity Quantity*) e um de gás nacional, e um contrato com a BG, acionista da própria Comgás, para compra de gás boliviano utilizando capacidade de transporte ociosa do Gasbol. Outros contratos de compra estão em negociação. As carteiras atuais estão representadas na figura 6.



Fonte: elaborado pelo autor, 2001.  
Figura 6 Carteiras de compra e venda de GN da Comgás.

Uma das competências essenciais à distribuidora de gás é saber administrar bem as carteiras de compra e venda, buscando prever bem a demanda, conectar os novos clientes na rede nos prazos previstos, e comprar gás nos volumes suficientes para atender a demanda. Se o volume de gás comprado for muito superior à demanda, a distribuidora poderá pagar por volumes não consumidos, pois não é capaz de armazenar o gás (este caso é discutido mais adiante nos “conceitos básicos”). Se o volume for inferior à demanda haverá a perda irrecuperável de receita pois o consumidor que não dispuser do gás em um dia não irá consumir o dobro no dia seguinte.

O órgão regulador estadual (CSPE) impõe algumas restrições no gerenciamento das carteiras de gás. O gás nacional (o de menor preço) deve ser fornecido preferencialmente ao segmento veicular. O volume excedente de gás nacional, comprado e não absorvido pelo segmento veicular, pode ser vendido aos demais segmentos. Este excedente de gás nacional é somado aos volumes dos demais contratos de compra e cria-se, então, um gás *mix*, uma mistura de gases que será fornecida aos demais segmentos. Logicamente, o gás é homogêneo e é fisicamente o mesmo para qualquer segmento. O significado da mistura é apenas para cálculo de preços, ponderados pelos volumes de cada contrato.

Outra restrição importante é para o segmento de termelétricas e cogeração, que podem comprar apenas o gás boliviano do contrato TCQ, cujo preço é maior que o do gás nacional e, conseqüentemente, maior também que o preço do gás *mix*.

## 2.11. COMPOSIÇÃO DE PREÇOS

### 2.11.1. As Parcelas que Compõem o Preço

Com a separação das atividades de produção e transporte o preço pode ser dividido em duas parcelas:

- a) a primeira refere-se ao produto em si, ou seja, às moléculas de gás que são vendidas. Esta parcela é a “*commodity*”, assim chamada por possuir uma única especificação em todo o país;
- b) a segunda refere-se ao serviço de transporte do gás.

Em teoria, o preço da *commodity* deveria refletir os custos de exploração e produção do gás. Considerando que as características naturais de cada região implicam em diferentes custos de produção, o preço da *commodity* deveria variar de centro produtor para centro produtor. Nos EUA, onde o mercado é maduro, fala-se no preço de “boca de poço”.

O serviço de transporte pode ter seu preço calculado, basicamente, por três maneiras distintas (ANP, 2001):

- tarifa por distância ou “ponto-a-ponto”, cujo principal fator determinante é a distância percorrida pelo gás;
- tarifa postal, na qual o transporte de cada volume unitário de gás possui a mesma tarifa, independentemente da distância por ele percorrida;

- tarifa de entrada-saída, na qual a tarifa possui parcelas relacionadas à entrada e saída da malha de gasodutos.

No Brasil, a tarifa do Gasbol é postal, enquanto para os demais gasodutos é uma combinação da postal com a por distância, resultando em uma tarifa por zona, na qual o preço unitário do gás é constante dentro de cada estado e diferente entre os estados. Para as termelétricas, por exemplo, o preço unitário do GN (incluindo *commodity* e transporte) foi definido na Portaria 176 (BRASIL, 2001b) como US\$ 2,581 por milhão de Btu (unidade de energia) em qualquer local do território brasileiro.

O preço pago pela distribuidora pela compra do GN é composto pela parcela da *commodity* e de transporte. Estes preços de compra são repassados ao consumidor final, adicionados da margem da distribuidora (e os devidos impostos). Para os consumidores de cogeração e termogeração as parcelas são explícitas, igualmente à compra de gás. Para os demais consumidores as três parcelas são combinadas em uma única tarifa, que varia em função do volume consumido.

É interessante observar que não existe um nível de serviço associado ao preço, como ocorre na energia elétrica que prevê quantidades e durações máximas de falhas no fornecimento. Para o GN, subentende-se que o nível de serviço seja 100%.

#### 2.11.2. Os Preços Praticados

Os preços máximos de distribuição permitidos no Estado de São Paulo são fixados pela CSPE através de portarias. Sobre estes preços podem ser aplicados descontos para que o uso do GN seja economicamente vantajoso para o cliente. Atualmente, as tarifas máximas são definidas pela Portaria CSPE 180 (São Paulo, 2002) e apresentadas no anexo 3. Os segmentos de GNV, cogeração e termogeração possuem preços diferenciados pois o preço do gás repassado ao cliente é diferente do preço do gás *mix*. A tarifa aos demais consumidores é definida por uma tabela única, com valores unitários decrescentes quanto maior o volume consumido.<sup>4</sup>

Os descontos concedidos aos consumidores, a critério da distribuidora, devem obedecer a dois princípios básicos:

---

<sup>4</sup> Existe ainda uma tarifa para gás interruptível, não comentada aqui devido a este tipo de fornecimento não ser praticado pela Comgás.

- a) devido à isonomia entre os consumidores, o desconto oferecido a um cliente deve ser também oferecido a todos os demais clientes em situação similar;
- b) o desconto não pode resultar em prejuízo na venda para nenhum cliente pois significaria que a venda está sendo subsidiada por outro consumidor.

É interessante observar que, com a inversão do fluxo no Gaspal, a Comgás deixa de receber o gás nacional proveniente do Rio de Janeiro e passa a receber apenas o boliviano. No entanto, o contrato de compra de gás nacional permanece, e a Comgás continua a pagar o preço do produto nacional, mesmo recebendo o produto importado. Isto é possível pela homogeneidade do produto. Hoje, os preços da Comgás são mais competitivos que os das duas outras distribuidoras paulistas, a Gas Brasileiro e a Gas Natural, devido ao *mix* de preços entre o insumo nacional e o importado. Estas duas empresas foram constituídas apenas recentemente e deverão firmar contratos de compra apenas de gás importado, mais caro que o nacional, devido à falta de oferta deste último.

### 2.11.3. Reajustes de Preços

O preço do gás nacional é reajustado, anualmente, pela variação do IGP-M. O gás boliviano é reajustado trimestralmente pela variação do câmbio, da inflação americana (medida pelo índice CPI, *consumer price index*) e de uma cesta de óleos. Estes reajustes não são repassados ao consumidor no mesmo momento em que ocorrem para a distribuidora, mas há um mecanismo de compensação, semelhante a uma conta corrente, que garante que todos os reajustes sejam repassados, deixando a margem de distribuição como remuneração líquida da distribuidora. A margem da distribuidora é reajustada anualmente, pela variação do IGP-M.

Com exceção do segmento GNV, que utiliza apenas gás nacional, os demais estão sujeitos a variações intempestivas do preço do GN causadas pela variação do preço do gás importado. A indexação ao dólar é uma questão controvertida, especialmente para o caso de venda às termelétricas. Estas empresas também têm o custo de seu produto (eletricidade) regulado pelo governo e reajustado anualmente pela variação da inflação brasileira medida pelo índice IGP-M. Diante disto e do fato que o custo do GN representa até 50% de seus custos de produção, o risco de aumento no preço do GN sem que seja possível repassá-lo ao consumidor final de eletricidade é grande. Esta análise vale para outros segmentos, que também possuem dificuldades para absorver aumentos do preço do GN sem poder repassá-lo para o preço de seu produto

final. O anexo 4 apresenta uma breve discussão sobre a indexação cambial do preço do GN.

## 2.12. CONCEITOS BÁSICOS

Os contratos de compra e venda de GN possuem algumas características únicas, que envolvem certa complexidade e não muito bem compreendidas pelos consumidores. Com isto, muitas negociações de venda não são concretizadas pelo fato do consumidor não compreender bem as condições nas quais o produto lhe é ofertado. Ninguém toma uma decisão racional com base em uma informação que não pode compreender, ou a decisão não seria racional. Os principais conceitos dos contratos de GN são apresentados abaixo com o intuito de esclarecer o mecanismo de compra e venda de GN.

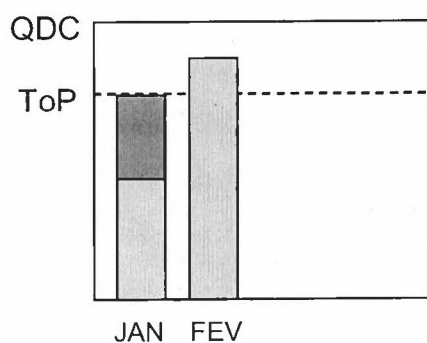
Os conceitos são presentes explícita ou tacitamente em todos os contratos de compra e venda e aplicam-se ao longo de toda a cadeia de fornecimento nos quais o cliente pode ser a transportadora de gás (em relação à produtora), a distribuidora (em relação à transportadora) ou o cliente final (em relação à distribuidora). Basicamente, visam estabelecer obrigações mínimas de compra e venda. O motivo da existência de tais condições é a busca pela redução de riscos e pela garantia do sucesso econômico do projeto, tanto do fornecedor quanto do consumidor de GN, conforme explicado em cada uma dos conceitos abaixo.

**QC (Quantidade Contratada):** é o volume contratado pelo cliente e representa o máximo volume de gás que um cliente pode consumir em um dado período. Fala-se freqüentemente na QDC, a Quantidade Diária Contratada.

**DoP (Deliver or Pay):** é uma condição que obriga o fornecedor de GN a disponibilizar 100% da QC para ser consumida pelo cliente a qualquer instante. Esta condição define a modalidade de contrato do tipo “firme” pois o fornecedor garante sempre a entrega do gás até o volume contratado. Caso o fornecedor falhe na entrega, a qualquer momento, deverá pagar penalidades. O DoP visa garantir o retorno do investimento do cliente nos equipamentos a gás e a continuidade da operação (seja ela industrial, comercial, geração de energia, etc.).

**ToP (Take or Pay):** corresponde a um volume mínimo de GN sobre o qual o cliente deve pagar a parcela de *commodity* em um dado período, mesmo que não tenha consumido tal volume integralmente. É expresso como uma porcentagem da QC. Desta forma, um ToP mensal de 80% significa que o consumidor deverá pagar a parcela de *commodity* sobre, no mínimo, 80% do volume mensal contratado. Caso o consumo seja superior ao volume de ToP o cliente deverá pagar pelo volume efetivamente consumido. O ToP pode ser visto como a garantia de uma demanda mínima que tem a finalidade de assegurar ao produtor de gás o retorno de seu investimento na prospecção e exploração de gás nos poços de onde é retirado.

Na figura 7 as barras representam volumes de gás e as áreas claras representam os volumes efetivamente consumidos. Em janeiro o cliente consumiu menos que o ToP, então precisará pagar a parcela da *commodity* sobre, além do volume efetivamente consumido, um volume adicional equivalente à área escura. Em fevereiro o cliente pagará pelo volume efetivamente consumido.



Fonte: elaborado pelo autor, 2002.

Figura 7. Diagrama ilustrativo do mecanismo de ToP.

**SoP (Ship or Pay):** corresponde a um volume mínimo de GN sobre o qual o cliente deve pagar a parcela de transporte em um dado período, mesmo que não o tenha consumido. Também é expresso como uma porcentagem da QC. O mecanismo de pagamento é idêntico ao do ToP. O SoP tem a finalidade de assegurar ao fornecedor o retorno do investimento na construção do gasoduto. Na prática, o fornecedor de gás somente irá construir um gasoduto se tiver confiança de que o investimento proporcionará o retorno financeiro esperado. O fornecedor buscará assinar com os clientes contratos com cláusula de SoP antes de construir o gasoduto para que lhe seja assegurado o pagamento de uma demanda mínima.

Os volumes pagos pelo consumidor devido às condições de ToP e SoP e que não tenham sido efetivamente consumidos são anotados como um crédito que o cliente poderá recuperar num momento futuro. A estes volumes chamamos de créditos de ToP e créditos de SoP. De forma geral, estes créditos podem ser recuperados, respectivamente, quando o cliente consumir volumes superiores ao ToP e SoP. Na figura 7, a área escura em janeiro seria convertida em crédito de ToP. Em fevereiro, o cliente poderia usar estes créditos para pagar a *commodity* sobre o volume acima do ToP. Ou seja, em fevereiro, o cliente pagaria apenas o volume equivalente ao ToP (desde que os créditos de ToP sejam suficientes para compensar o volume consumido acima do ToP). A este processo de recuperação de créditos chama-se *make-up*, e fala-se em *make-up* de ToP e *make-up* de SoP. Conforme a negociação, o *make-up* pode ser realizado durante toda a vida do contrato ou durante um período restrito, por exemplo, nos 5 anos seguintes à geração do crédito.

Conforme visto anteriormente, a distribuidora possui uma carteira de contratos de compra e de venda de gás. Cada contrato possui suas condições específicas de ToP e SoP que vão gerar créditos. Como consequência, a distribuidora possui créditos de ToP e SoP contra sua fornecedora de gás, e também dívidas de ToP e SoP para seus clientes. Estas duas contas são independentes, ou seja, a distribuidora poderá ter muitos créditos a receber de sua fornecedora sem, no entanto, dever nenhum a seus clientes. Ressaltamos que ser credor não é uma vantagem pois representa o pagamento adiantado de volumes que, eventualmente, poderão nunca ser consumidos.

Para os contratos de venda de GN a termelétricas, o preço de venda é desmembrado em três parcelas (preço da *commodity*, transporte e margem de distribuição) e os créditos de ToP e SoP são contabilizados separadamente. Para os demais consumidores, há uma tarifa unificada que varia em função do volume consumido, sobre a qual aplica-se apenas o mecanismo de ToP. Para os consumidores residenciais, o ToP aparece na conta mensal na forma de um volume mínimo a ser pago, mesmo que não tenha havido consumo.

O *make-up* é permitido apenas para os grandes consumidores (usinas termelétricas e de cogeração, além de alguns clientes industriais). Para os pequenos, o ToP representa um custo que não pode ser recuperado.

## 2.13. CONTRATOS

### 2.13.1. Os Contratos do Setor de GN

Os contratos representam a conclusão do processo de desenvolvimento de um projeto ou de uma negociação e constituem o vínculo formal entre o comprador e o fornecedor. A partir do momento em que o contrato é assinado o negócio passa a existir pois até então o que existe são intenções.

De uma perspectiva ampla, muitos são os contratos envolvidos no setor de gás – contratos de financiamento, de empreitada de construção, de seguros, de prestação de serviços os mais diversos, de compra e venda, etc. Especificamente relacionados ao gás, há dois tipos de contratos: o de comercialização da *commodity* (chamado “de compra e venda”, para o gás nacional, e de GSA, *Gas Sales Agreement*, quando se trata da venda de gás importado), e os de transporte. Estes dois contratos constituem o núcleo dos negócios de gás e sobre eles será focada nossa análise.

A distribuidora de gás possui vários contratos “de compra e venda” para adquirir gás e outros tantos “de compra e venda” para fornecer gás a seus clientes. De maneira mais simples, podemos dizer que a distribuidora possui contratos de compra, com seus fornecedores, e de venda, com seus clientes. Até 2001, todos os contratos de compra existentes até então possuíam a Petrobras como fornecedora. O motivo era o fato da Petrobras ser uma empresa verticalizada e proprietária de toda a malha de distribuição. Estes contratos (ainda vigentes) englobam tanto a venda da *commodity* como do serviço de transporte no mesmo documento.

Os contratos de venda para pequenos consumidores (com consumo mensal abaixo de 50 mil metros cúbicos como, por exemplo, consumidores residenciais e vários comerciais) são os mais simples, do tipo proposta de adesão (vide modelo no anexo 1) padronizada para todos os clientes, nos quais não há negociação de cláusulas e condições comerciais. A preocupação básica nestes contratos é o preço, e o critério de escolha do insumo energético é a economia que ele poderá proporcionar ao consumidor em sua conta mensal. O investimento costuma ser baixo para a distribuidora pois lhe basta construir um ramal de dutos (geralmente não muito extenso) até a residência do consumidor. O consumidor poderá ter investimentos mais significativos, como no caso do aquecedor de água, além da preparação da instalação de sua residência. Mesmo que o

volume consumido seja baixo, as margens são elevadas e os riscos são baixos, o que torna a realização do negócio bastante simples.

A complexidade dos contratos aumenta com o aumento do volume contratado. Os contratos para indústrias possuem complexidade intermediária, e costumam ter de dez a vinte páginas. Os contratos de venda para termelétricas são os mais complexos e longos (podem chegar a cem ou duzentas páginas), e requerem uma série de condições adicionais em relação aos citados anteriormente (vide lista de cláusulas mais comuns no anexo 2). Alguns contratos de transporte apresentam a mesma complexidade. Ambos podem levar anos para serem negociados. Para entendermos por que muitos projetos e negociações não são concluídos, é importante conhecer a dinâmica da negociação dos contratos e as condições mais controvertidas. Vamos analisá-las para os contratos mais complexos.

#### 2.13.2. A Dinâmica da Negociação de Contratos

O conhecimento da dinâmica de desenvolvimento dos contratos é importante na medida em que impacta o prazo e o sucesso da realização de uma venda. Se todos os contratos necessitassem de um simples aceite, como ocorre com os contratos de adesão para os pequenos consumidores, esta discussão não seria relevante. Para consumos maiores, os contratos passam a ter um nível de personalização, tanto maior quanto for o volume consumido e a complexidade do uso do GN. Vamos apresentar o caso mais crítico de desenvolvimento de um contrato, que ocorre na venda de GN para uma termelétrica. Os demais casos são simplificações da dinâmica descrita abaixo.

O investidor só irá arriscar o elevado capital necessário à construção de uma usina se tiver confiança no retorno que o projeto poderá oferecer. Para tanto, é preciso ter certeza de que poderá comprar o gás e vender a eletricidade produzida em condições interessantes. Igualmente, a distribuidora de gás somente irá investir em um gasoduto e efetuar a compra do gás se tiver razoável confiança na venda do gás para ter retorno de seu investimento. O mesmo vale para os membros mais acima na cadeia do gás. Deste ponto de vista, a forma ideal de viabilizar o desenvolvimento dos contratos de compra e venda seria negociá-los simultaneamente em toda a cadeia. Ou seja, o produtor negociaria com o transportador, este com o distribuidor e este último com o cliente final, de forma simultânea. Quando todos tivessem estivessem confortáveis o negócio

seria fechado e os acordos assinados. Para tanto, poder-se-ia pensar, então, em colocar todos os envolvidos em uma sala para que a negociação fosse realmente simultânea. Uma negociação destas, porém, é impraticável.

O desenvolvimento de uma usina termelétrica é complexo e envolve inúmeros agentes e etapas, muitas das quais simultâneas. Ao mesmo tempo em que negocia a compra do gás e a venda da energia elétrica o desenvolvedor da usina também negocia o contrato de empreitada de construção, compra de equipamentos, financiamento, seguros, realiza o licenciamento ambiental, registro nos órgãos competentes, audiências públicas, etc. O transportador e distribuidor precisam também negociar os contratos de financiamento, estudos técnicos, ambientais, e de direitos de passagem do gasoduto, por vezes em terras privadas nas quais o proprietário nem sempre é cooperativo. Por vezes, a região projetada para ser atravessada pelo gasoduto possui reservas ambientais e indígenas, sítios arqueológicos e espólios, o que torna a negociação dos direitos de passagem morosa e pode necessitar de um decreto de utilização pública para acelerar o processo.

A falta de experiência dos advogados locais no negócio de gás levou muitas empresas a trazerem advogados americanos e europeus, onde o setor é bastante desenvolvido, para participarem das negociações. Porém, os contratos precisam obedecer às leis brasileiras, o que faz necessário a participação de advogados locais. Vários executivos dos grupos investidores são estrangeiros e não falam o português ou espanhol e, para não dependerem de intérpretes pouco conhecedores do negócio, são sempre acompanhados de executivos locais apoiadores da negociação. Há ainda a participação de especialistas em diversas atividades, analistas, funcionários do governo, gerando um grande número de representantes de cada agente na realização do acordo. Como resultado, inúmeras reuniões precisam ser realizadas, cada uma envolvendo várias empresas, representadas individualmente por várias pessoas.

A formalização das negociações e criação de compromisso ocorre gradualmente, iniciando-se com a assinatura de um MDE (Memorando de Entendimento) entre cada par ou grupo de agentes que mantém relações diretas, contendo os interesses de cada parte e os princípios básicos de cada negociação. MILGROM e ROBERTS (1992) descrevem este tipo de documento como um contrato relacional, no qual as partes não estabelecem planos de ação detalhados mas sim objetivos, linhas gerais de responsabilidade e mecanismos para resolução de desentendimentos. As negociações prosseguem para a elaboração e assinatura de um

pré-contrato, um documento com um detalhamento maior de cada item negociado e os termos e condições básicos a serem inseridos no contrato. Finalmente, parte-se para o contrato final, com todos os termos e detalhes do acordo. Embora os dois primeiros documentos indiquem certo grau de compromisso passível de exigência de restituições financeiras, o contrato é o documento vinculante das partes de forma inexorável. O procedimento descrito permite aumentar gradualmente o grau de comprometimento entre as partes, e pode ser utilizado também nas negociações paralelas ao contrato de compra e venda (como aquelas para financiamento, construção, etc.). Desta forma, é possível que as negociações ocorram de forma seqüencial, mantendo-se o mesmo nível de comprometimento entre todos os envolvidos.

Como a assinatura de um contrato pode ocorrer antes que se tenha concretizado a negociação dos demais e obtido todas as licenças necessárias, é comum incluir no contrato uma cláusula de Condições Precedentes ou Suspensivas as quais permitem às partes cancelar o contrato caso não sejam satisfeitas até as datas determinadas. Apesar de contribuir para a assinatura do contrato antes que todos os arranjos do projeto estejam prontos, esta cláusula também pode dificultar a obtenção do financiamento na modalidade *project finance* pois pode impor dúvidas aos agentes financiadores sobre a real concretização do projeto.

### 2.13.3. As Cláusulas Contratuais Críticas

Discutimos abaixo algumas cláusulas bastante controvertidas e disputadas nas negociações dos contratos mais complexos pois podem significar o sucesso ou fracasso de um empreendimento. Não há padrões firmemente estabelecidos, não há condição certa ou errada, o que existe é a livre negociação entre as partes, caso a caso. O que se deve buscar é a melhor alocação dos riscos entre as partes para que o contrato resultante seja suficientemente robusto para ser cumprido. É importante lembrar que, para ser durável, um acordo deve ter riscos e benefícios balanceados entre as partes ou correrá o risco de ser quebrado, mesmo que involuntariamente, pela parte menos favorecida no acordo. Devido à curta experiência do país no negócio e a presença de executivos estrangeiros, os modelos de contrato inicialmente adotados possuíam fortes características de modelos americanos e europeus. Os contratos mais recentes já apresentam características mais próximas a de outros modelos de contratos nacionais.

É fácil perceber o impacto destas cláusulas na financiabilidade de um projeto. Um contrato em que qualquer evento possa ser considerado Força Maior e resultar na suspensão das obrigações de compra está sujeito a não apresentar o retorno mínimo esperado. Um critério de resolução de disputas que favoreça uma das partes ou permita resoluções inconsistentes também oferece riscos. O mesmo ocorre com a limitação de responsabilidade e garantias. Estes riscos são levados em conta pelo financiador no momento em que o desenvolvedor de uma usina solicita um *project finance*.

É importante notar a íntima relação entre as cláusulas apresentadas abaixo e os conceitos de ToP, SoP e DoP. Os conceitos aparecem embutidos nas cláusulas, de forma a determinar seu conteúdo (mesmo que parcialmente). Não houvesse estas obrigações de compra e entrega as cláusulas seriam sensivelmente mais simples, bem como a dinâmica da negociação.

#### 2.13.3.1 Força Maior ou Atos de Deus

A cláusula de Força Maior ou Atos de Deus é aquela que suspende as obrigações contratuais das partes que assinaram um contrato em situações fora do controle das partes, como guerras, greves, catástrofes da natureza e acidentes inevitáveis. Quando um destes eventos acontece, a parte afetada pode alegar Força Maior e suspender suas obrigações. Em alguns contratos de seguro de automóvel, por exemplo, a seguradora pode alegar a queda de uma árvore sobre o veículo como Força Maior e não pagar o valor segurado ao proprietário. Em contratos de gás, a distribuidora de GN poderia alegar a explosão de um gasoduto como Força Maior e não pagar multas por falha no fornecimento. O consumidor poderia alegar uma greve nacional como Força Maior e não pagar as obrigações de ToP e SoP. Em qualquer caso, o evento deve ser imprevisível e fora do controle da parte afetada.

A primeira questão que surge é a dificuldade de se harmonizar a cadeia contratual, ou seja, igualar as situações de Força Maior nos diversos contratos desde o poço de gás até o consumidor final. O ponto de disputa é: até onde na cadeia devem ser considerados os eventos ? Se a distribuidora de GN deixar de fornecer o gás devido a um problema no poço de gás na Bolívia, poderia alegar Força Maior para seu cliente e não pagar multas ? Igualmente, se uma termelétrica deixar de fornecer eletricidade

devido à queda de uma torre de transmissão de energia elétrica de um estado vizinho, poderia alegar Força Maior e não pagar o ToP e SoP ?

Esta questão ainda não está totalmente acordada entre os membros da cadeia. O que se tem visto nas negociações é a aceitação de um integrante da cadeia em cada sentido. Ou seja, a distribuidora poderia justificar sua falha de fornecimento a seu cliente devido a um problema de sua fornecedora de GN, mas não devido a um problema de uma empresa mais acima na cadeia. No sentido inverso, a distribuidora poderia alegar problemas na termelétrica como justificativa para não pagar ToP e SoP para sua fornecedora, mas não poderia alegar problemas na rede elétrica nacional para deixar de pagar o ToP e SoP.

A segunda questão é a dificuldade de definir quais eventos podem ser considerados Força Maior devido à falta de clareza do código civil brasileiro. No caso do seguro de automóvel, seria possível evitar que a árvore atingisse o veículo ? Uma alternativa possível é citar a definição geral da lei e incluir uma lista exemplificativa de eventos que são e que não são considerados Força Maior no acordo. Novamente volta-se ao problema da harmonia na cadeia, quando se percebe que os contratos já firmados entre Petrobras e GTB possuem listas exemplificativas que nem sempre são inteiramente aceitas pelas distribuidoras e usinas termelétricas, o que tem levando a impasses nas negociações.

### 2.13.3.2 Resolução de Disputas

Disputas não são raras no mercado de gás, principalmente devido à homogeneidade do produto que dificulta a identificação de propriedade, às ambigüidades nas cláusulas de Força Maior, e às regulações ainda em desenvolvimento. Muitas vezes, estão ligadas a desentendimentos sobre o pagamento de ToP e SoP. Embora tenha aplicação prática no Brasil questionável, a arbitragem tem sido a forma de resolução escolhida em vários contratos, por sua maior simplicidade, rapidez e menor custo em relação às disputas judiciais tradicionais (STRENGER, 1998).

Um fato interessante e polêmico entre as empresas é a arbitragem tripartite, que significa a participação de três partes em uma arbitragem ao invés de apenas duas. Por exemplo, se a transportadora falhar na entrega, a distribuidora e o cliente final não recebem o gás. Se a transportadora não reconhecer sua culpa, poderiam ser criadas duas arbitragens envolvendo a distribuidora – uma contra a transportadora e outra com o

consumidor – ambas buscando o culpado pela falha. Em arbitragens separadas, a distribuidora poderia perder ambas, o que seria inconsistente mas possível de ocorrer. A arbitragem tripartite evita este tipo de inconsistência.

#### 2.13.3.3 Limitação de Responsabilidades

No caso de falha da distribuidora de gás, ela deverá pagar penalidades à sua fornecedora e à termelétrica. A penalidade para a fornecedora de gás equivale ao ToP e SoP devidos pelo gás que não foi consumido. Para a termelétrica, equivalem ao preço de eletricidade comprado do mercado para cobrir a eletricidade que deixou de ser gerada. Somados, estes valores são extremamente elevados para as distribuidoras de gás frente ao tamanho destas empresas e seus potenciais de retorno nestes contratos. Por outro lado, a distribuidora possui uma probabilidade de falha muito pequena, uma vez que sua infra-estrutura não passa de uns poucos quilômetros de dutos e equipamentos, principalmente em comparação aos milhares de quilômetros de dutos e equipamentos mais complexos (como compressores) operados pela transportadora de gás. Assim, a probabilidade de uma falha da distribuidora de gás é bastante baixa, mas, caso ocorra, poderá ter um profundo impacto na saúde financeira da empresa que pode levá-la à falência. A definição final das responsabilidades dependerá do acordo entre as partes.

#### 2.13.3.4 Garantias

Várias são as garantias solicitadas pelas partes envolvidas. Algumas são bem aceitas e padronizadas, como a garantia de performance do fornecimento e garantia de pagamento, na forma de fiança bancária com as características usuais (banco de primeira linha, etc.). Outras formas de garantia também encontradas nos contratos de gás são o seguro, carta de crédito e conta caução. Uma diferença notável entre estas garantias é sua autonomia em relação ao acordo comercial: o seguro e a fiança bancária são autônomos enquanto a carta de crédito não o é.

Uma garantia bastante controvertida é aquela contra perdas e danos durante o contrato, por exemplo, no caso de falha no fornecimento ou acidente que resulte em dano à outra parte. Conforme discutido no item anterior, os limites de responsabilidade podem ser enormes e as garantias extremamente custosas em função de um dano que poderá nunca ocorrer.

Uma garantia por vezes solicitada pelo fornecedor é a de reembolso dos custos de desenvolvimento para o caso do acordo não vir a se concretizar por culpa exclusiva do pretendo consumidor. Esta garantia se dá pela assinatura de uma carta que representa mais um compromisso do que uma garantia em si. É razoável solicitar esta garantia em projetos com gasodutos dedicados a um único consumidor, como para uma termelétrica, que será abandonado caso o investidor desista de construir a usina por qualquer motivo.

## 2.14. CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

O GN é um produto versátil com características destacadas de eficiência, segurança e compatibilidade com o meio ambiente. Possui diversas aplicações em diversos mercados, cada qual com questões específicas que dificultam o desenvolvimento das vendas. O principal segmento é o industrial, tanto em volume quanto em receita. O segmento de termelétricas e de cogeração são aqueles com maior potencial de crescimento, embora a margem de contribuição destes segmentos seja bem menor.

A cadeia é composta por 3 atividades básicas (produção, transporte e distribuição), cada qual regulada por um agente e desenvolvida por empresas que são parceiras em alguns negócios e competidoras em outros, gerando relacionamentos conflituosos. O fluxo de gás na cadeia de fornecimento precisa ser contínuo, dadas as restrições no armazenamento do GN, o que impõe dependência e exige coordenação entre os agentes. O fornecimento é realizado através de gasodutos, que possuem características peculiares em relação aos demais modais de transporte. Estas características, assim como a estrutura e funcionamento da cadeia, precisam ser analisados em maior profundidade para buscar-se obstáculos ao desenvolvimento de negócios inerentes ao setor de GN.

A forma com que o GN é comercializado impõe obrigações de compra e de entrega entre os agentes da cadeia, chamadas de *Take or Pay*, *Ship or Pay* e *Deliver or Pay*, que limitam a flexibilidade do fornecimento. Estas obrigações aplicam-se aos contratos de compra e venda que compõem as carteiras de gás da distribuidora, e precisam ser bem administrados para balancear as obrigações com fornecedores e clientes.

O preço é composto pelas parcelas da commodity, transporte e margem de distribuição, às quais são aplicados os conceitos de *Take or Pay* e *Ship or Pay*. O preço máximo é regulado, sobre os quais a distribuidora pode aplicar descontos em conformidade a regulação. Os preços máximos são fixados em função do volume consumido, havendo tarifas especiais para os segmentos de GNV, cogeração e termogeração. A comparação com outras fontes de energia não é imediata pois precisa considerar os custos totais da utilização dos combustíveis.

Com relação à propaganda, dois pontos foram levantados: (i) a necessidade de ensinar ao consumidor os conceitos e mecanismos específicos do setor, e (ii) a necessidade da criação de uma “cultura do gás” na qual o consumidor conheça e compreenda as características e benefícios do GN, para que possa tomar uma decisão racional e se sentir confortável.

Neste ponto, podemos considerar que um primeiro obstáculo ao crescimento do setor já está implicitamente identificado, dentro do escopo previsto para este estudo de caso: a complexidade dos conceitos específicos do setor, que dificultam o entendimento pelo consumidor, prorrogam as negociações e a conclusão da venda. Estes conceitos são refletidos nas cláusulas contratuais, que tornam-se mais críticas e complexas.

### 3. ANÁLISE DO SETOR E DIAGNÓSTICO DE OBSTÁCULOS E OPORTUNIDADES

No capítulo anterior, descrevemos as principais variáveis mercadológicas e características do setor. Neste capítulo, vamos analisar algumas características inerentes ao negócio.

Inicialmente, vamos analisar a estrutura da cadeia de fornecimento, o relacionamento entre seus integrantes e características específicas do fornecimento através de gasodutos. Em seguida, aprofundaremos a discussão sobre a competitividade da cadeia, onde flexibilidade será identificada como obstáculo relevante ao desenvolvimento do setor. O capítulo encerra com a análise da flexibilidade de fornecimento e propõe a buscar alternativas à tecnologia de fornecimento através de dutos associada às condições comerciais vigentes.

#### 3.1. ANÁLISE DA CADEIA DE FORNECIMENTO

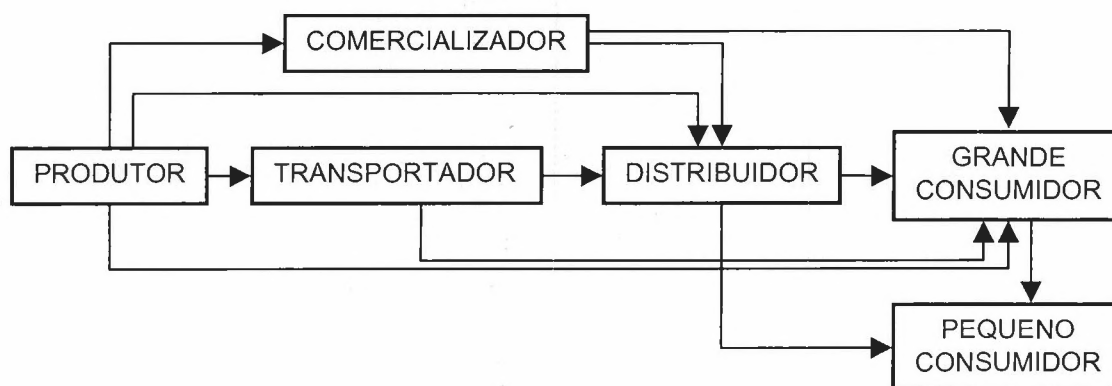
##### 3.1.1. A Estrutura da Cadeia

Até 1978 a estrutura do negócio de gás em todo o mundo era bastante semelhante. As empresas eram estatais e verticalizadas e a configuração da cadeia seguia o fluxo tradicional mostrado na figura 8:



Figura 8. Estrutura tradicional da cadeia de fornecimento de GN.

Em 1978 os EUA iniciaram o processo de desregulamentação do setor de GN, dando origem aos primeiros preços livres para o preço da *commodity* na boca do poço. O processo de desregulamentação continuou na década de 80 e em 1989 o preço da *commodity* foi totalmente liberado. Como consequência da desregulamentação, novos agentes surgiram na cadeia. BOWERSOX e CLOSS (2001) propõem uma figura para canais genéricos de distribuição e mostram com detalhes exemplos de estruturas de alguns canais complexos. Com base neles, criamos a estrutura mostrada na figura 9 abaixo, que pode ocorrer em um mercado livre de GN.



Fonte: elaborado pelo autor, 2002.

Figura 9. Estrutura da cadeia de fornecimento de GN em um mercado livre.

As setas representam a venda da *commodity*, e qualquer integrante da cadeia (com exceção dos pequenos consumidores) poderia comprá-la diretamente do produtor. Logicamente, para receber a *commodity*, o comprador precisará utilizar os gasodutos da transportadora e distribuidora e pagar as respectivas tarifas de transporte distribuição, conforme o caso.

No Brasil, a estrutura proposta para o mercado livre já é legalmente permitida quase em sua totalidade, embora poucas interações diferentes da estrutura tradicional ocorram na prática. O mercado está no início de um processo de transição. A legislação referente ao GN não define a figura do comercializador, mas a atividade comercial é permitida livremente para o gás de origem nacional e mediante autorização da ANP para gás importado. A compra de GN por um grande consumidor diretamente do produtor é permitida somente em alguns estados, nos casos em que o consumidor não utilize os gasodutos da distribuidora. Esta situação é conhecida como *by-pass*, e não é permitida no estado de São Paulo durante o período de exclusividade da distribuidora. O mesmo se passa com o grande consumidor, que compra o gás a tarifas inferiores às do pequeno consumidor e não pode revender a estes últimos para não concorrer com a distribuidora.

O aspecto internacional da cadeia é relevante na estrutura de mercado livre pois a relação entre os diversos agentes nacionais e estrangeiros é incentivada. Neste sentido, o Sirese assinou com a ANP um contrato de cooperação para adoção de regras compatíveis para o livre acesso de terceiros à infra-estrutura de transporte de GN dos dois países. O acordo visa harmonizar as regras entre Brasil e Bolívia sem implicar na utilização das mesmas regras (LORENZI, 2001). Como exemplo, o Decreto 24398

boliviano (BOLÍVIA, 1996) prevê licitação pública para a construção de novos gasodutos apenas quando estes forem considerados de interesse público. O objetivo é permitir que as mesmas empresas autorizadas a realizar o transporte em território brasileiro possam fazê-lo no lado boliviano, facilitando o desenvolvimento dos acordos e permitindo que diversos fornecedores importem o produto para o Brasil.

Um dos problemas na cadeia de fornecimento brasileira é o fato da Petrobras atuar em dois segmentos concorrentes, o de GN e de petróleo, o que permite à empresa manipular estes mercados. Segundo D. Zylbersztajn, ex-diretor da ANP, “em nenhum lugar do mundo uma empresa que vende gás natural vende óleo combustível e vice-versa” e acrescenta “...é essencial a competição na área do gás” (MELLONI, 2002).

### 3.1.2. Competitividade e Competição na Cadeia

LAMBIN (2000) propõe quatro tipos de competição em uma rede de distribuição:

- competição horizontal: entre integrantes da cadeia de mesmo nível e com produtos ou serviços semelhantes;
- competição intermodal: entre integrantes da cadeia de mesmo nível mas com diferenças nos produtos ou serviços prestados;
- competição vertical: entre integrantes de uma mesma cadeia mas em níveis diferentes;
- competição entre canais: por exemplo, entre a distribuição indireta através de atacadistas e varejistas e a venda direta através da Internet.

A única competição existente na estrutura tradicional é a intermodal entre os distribuidores de GN e de outras fontes de energia. Na medida em que a estrutura migrar para a de mercado livre, outros agentes e formas de competição deverão surgir.

Uma questão importante é a influência do ambiente regulatório na competição da cadeia. É intenção da ANP promover a competição entre os agentes (ANP, 2001), da qual um dos principais mecanismos é o livre acesso. Para garantir-lhe transparência, a ANP passou a monitorar a movimentação de gás natural em todo o país através de um centro de acompanhamento e avaliação da malha brasileira de gasodutos. A partir das informações do centro a ANP pode observar, por exemplo, se algum agente

do setor provoca desequilíbrio no mercado. Esta monitoração poderá ser ampliada para incluir a distribuição (PAMPLONA, 2001).

Segundo POIRIER (1997) a competição no futuro será entre diferentes cadeias de fornecimento, conceito próximo à competição entre canais de LAMBIN, e não do tipo horizontal ou vertical. Vários outros autores (como GIANESI e CORRÊA, 1994; BOWERSOX e CLOSS, 2001) reforçam a importância da colaboração entre os membros da cadeia para a criação de benefícios mútuos para as partes. Será necessário realizar parcerias fortes de forma a constituir uma cadeia otimizada e competitiva. Esta questão não é válida (ainda) internamente à cadeia do GN pois não há empresas suficientes operando para formar cadeias concorrentes na venda de GN. Por outro lado, a afirmação se aplica na competição direta do GN com a cadeia de outros energéticos. POIRIER (1997) propõe a parceria entre os membros da cadeia como a melhor forma de aumentar sua competitividade. Dentre os fatores críticos apontados pelo autor para a eficácia da parceria vamos destacar quatro.

O primeiro é a necessidade de um forte vínculo de confiança entre os participantes, sem o qual a cadeia nunca chegará próxima da otimização. Uma observação comum nas negociações de compra e venda é a ênfase dada pelos negociadores à vantagem unilateral, ao invés de buscarem oportunidades de alianças de longo prazo. Esta busca por vantagens não se limita a preços e inclui as condições de risco e responsabilidades descritas nas cláusulas contratuais no capítulo 2. Todos os agentes buscam se resguardar através da condição de ToP e SoP.

O segundo fator é a eliminação de redundâncias, freqüentemente ocasionadas pela falta de confiança entre as partes. Existem tarefas repetidas, como auditorias que uma empresa sofre de outra, além da realizada internamente pela própria empresa. Existem gastos que também poderiam ser evitados. Por exemplo, alguns gasodutos de distribuição são projetados para terem dois medidores de volume, um na entrada (de propriedade da transportadora, para medir o volume entregue à distribuidora) e outro na saída (da distribuidora, para medir o volume entregue ao consumidor), quando o volume que atravessa os dois é o mesmo.

Um terceiro fator é a partilha da economia. Segundo POIRIER (1997), “ao menos que o fornecedor que oferece o primeiro dólar de economia ganhe uma parcela desse dólar, o incentivo para encontrar [...] outros dólares de aperfeiçoamento não existirá”. A busca por vantagens unilaterais prejudica sobremaneira a partilha da economia.

O quarto fator é a comunicação e a partilha da informação. Algumas informações sobre volumes e outras condições do fornecimento já são compartilhadas entre transportadora e distribuidora através de sistemas eletrônicos de transferência de dados. Estas informações de curto prazo são as menos críticas. Conforme já dito, a construção de um gasoduto é cara e demorada. Desta forma, é essencial que o consumidor mantenha a distribuidora e este os membros superiores da cadeia informados de suas necessidades futuras de GN ou poderá não haver capacidade de transporte suficiente quando for necessário. Neste momento de transição em que se busca a entrada de novos agentes e a fomentação de concorrência, algumas empresas podem buscar o desenvolvimento de novos fornecedores e, desta forma, sentirem-se motivadas a não informar a Petrobras sobre suas necessidades futuras. Se bem sucedida, esta atitude pode trazer grandes benefícios para a empresa. Caso contrário, poderá não haver capacidade de transporte disponível.

### 3.1.3. O Relacionamento entre os Integrantes da Cadeia

A complexidade no relacionamento entre os agentes da cadeia, seja no modelo tradicional ou no proposto para um mercado livre, pode ser mais bem compreendida através da teoria dos custos de transação. MILGROM e ROBERTS (1992) nos ensinam que os custos de transação se manifestam através de custos de coordenação e de motivação.

O primeiro é aquele relacionado com a necessidade de se determinar preços e detalhes da transação, permitir que potenciais participantes de uma transação tomem conhecimento da existência um do outro, e criar condições para que os envolvidos se encontrem para negociar. Este custo é baixo para o pequeno consumidor, como o residencial, e aumenta exponencialmente com o aumento do volume contratado. Pelo exposto no capítulo 2, é fácil perceber que, para o fornecimento a uma termelétrica, o custo de coordenação é extremamente elevado: inúmeras partes envolvidas, muitas das quais não se conhecem, cujos acionistas são baseados em países distintos, atuando em um mercado ainda pouco desenvolvido no Brasil, com preços determinados por variáveis exógenas (dólar, cesta de óleos, índices de inflação americana), etc.

O custo de motivação, por sua vez, pode surgir devido a assimetrias de informação e a compromissos imperfeitos. Estes dois custos estão presentes nas transações de venda a todos os segmentos. A assimetria de informação aumenta

proporcionalmente à complexidade da utilização do GN. A distribuidora de GN conhece razoavelmente bem o comportamento do consumidor residencial, e a assimetria não é elevada neste caso. Um cliente industrial ou de um posto de GNV pode possuir muitas informações invisíveis à distribuidora: questões de compatibilidade técnica com seus equipamentos, endividamento da empresa, dificuldade de obter autorizações e licenças ambientais, etc., gerando certo nível de assimetria. Indo além, a assimetria de informação aumenta significativamente no desenvolvimento do fornecimento para uma termelétrica: a distribuidora desconhece para quem o investidor venderá a energia ou mesmo se conseguirá vendê-la, quais as chances de conseguir um *project finance*, de conseguir comprar equipamentos importados, de haver mudança no local de instalação da usina, etc.

Os compromissos imperfeitos interferem na manutenção dos compromissos assumidos. O consumidor residencial pode substituir o GN por GLP ou energia elétrica a qualquer momento. Conforme definido no contrato de adesão (anexo 1) o contrato tem prazo de vigência indeterminado e pode ser rescindido sem multas ou outras consequências por uma simples solicitação do consumidor. O ramal da tubulação da distribuidora de gás não pode ser utilizado para outro consumidor. Como resultado, se o preço de um outro insumo energético tornar-se mais competitivo, o consumidor será motivado a pressionar a distribuidora de gás por preços menores. A pressão individual de um pequeno consumidor pode não ser sentida pela distribuidora, mas será se ocorrer coletivamente. No outro extremo, uma termelétrica tem incentivos bem menores para quebrar um contrato pois existem penalidades severas e garantias para assegurar os pagamentos previstos, conforme descrito no capítulo 2. Estes contratos são bastante amarrados em toda a cadeia. Como consequência, nenhum membro da cadeia, incluído a usina termelétrica, têm incentivos para quebrar o contrato devido a compromissos imperfeitos.

Ainda dentro da teoria dos custos de transação, encontramos em MILGROM e ROBERTS (1992) cinco atributos das transações, apresentados abaixo aplicados a nosso objeto de estudo:

- Especificidade dos investimentos: um investimento específico é aquele que perde muito de seu valor se não for utilizado para o fim específico para o qual foi desenhado. Quanto mais específico o investimento maior será a certeza necessária por parte do investidor de que o fornecedor ou cliente não irá desistir do contrato ou buscar uma renegociação oportunista dos termos acordados antes da efetivação do

investimento. Uma forma conveniente para proporcionar esta certeza é através de contratos com cláusulas que protejam o investidor. Este é o caso, por exemplo, dos fornecimentos de gás para termelétricas, no qual o gasoduto serve apenas para levar GN até a usina e esta só pode operar com o gás recebido do gasoduto. Além de multas para o término antecipado e imotivado do contrato, estes acordos possuem as cláusulas de ToP e SoP que garantem a utilização do ativo específico (o gasoduto). As instalações residenciais e comerciais, por outro lado, podem ser utilizadas tanto para GN como para GLP. Nas indústrias, alguns equipamentos são bi-combustível, geralmente GN e óleo. Nestes casos, a especificidade do investimento da distribuidora de GN é bem maior do que a do comprador.

- Frequência e duração das transações: nas relações freqüentes e duradouras as partes têm interesse em manter o relacionamento estável, o que leva as partes a um comportamento menos contencioso e reduz a necessidade de instrumentos de controle formais para o relacionamento. Nestas relações, as partes envolvidas possuem muitas oportunidades para punir ou recompensar a outra parte, o que igualmente reduz a necessidade de mecanismos formais. Como consequência, relações duradouras possuem mecanismos simplificados de controle, baseados na confiança, que reduzem o custo da operação global. Este conceito não é bem refletido nas relações de compra e venda de GN, nas quais os contratos regulam o relacionamento com muitos detalhes em função, principalmente, dos elevados riscos envolvidos devido à especificidade dos ativos e à condição de atividade regulada.
- Incertezas e complexidade da transação: em cenários bem definidos as transações são simples e os custos baixos. Em cenários com incertezas as transações tornam-se proporcionalmente mais complexas. Diante da dificuldade de se prever o imprevisível, os contratos passam a conter a especificação de direitos, responsabilidades e procedimentos. Desnecessário mencionar as incertezas da economia brasileira e, em particular, do setor de energia. Esta questão é refletida integralmente nos contratos de GN, conforme discutido na seção sobre contratos do capítulo 2.
- Dificuldade de medir o desempenho: a dificuldade surge quando o critério de avaliação e medição é subjetivo, não sendo relevante para este estudo.
- A inter-relação da transação com outras, envolvendo outras pessoas: as transações independentes são bem mais simples do que aquelas relacionadas a uma terceira

transação. Transações interdependentes precisam ser coordenadas para que a operação final resulte viável e satisfatória para todas as partes. No setor de GN, há muitas transações relacionadas, mesmo nos casos mais simples como no fornecimento a uma residência: há que se coordenar a operação de compra e venda de gás com a compra do equipamento que vai utilizá-lo, a instalação doméstica e a da distribuidora de gás, as autorizações dos órgãos ambientais e governamentais para a instalação, etc. Nos casos mais complexos as negociações relacionadas chegam às centenas, como ocorre no desenvolvimento de uma termelétrica.

Resumindo a análise realizada, a cadeia de fornecimento encontra-se em um momento de transformação, no qual novos agentes lutam para participar, criando relacionamentos conflituosos. Os relacionamentos possuem altos custos de transação em função do elevado número de atores, complexidade das negociações que possuem incertezas e assimetrias de informações. Com isto, a cadeia perde competitividade em relação a outros energéticos. Desta forma, vamos considerar a complexidade do relacionamento entre os integrantes da cadeia como o segundo obstáculo ao crescimento do setor, identificado neste trabalho, segundo os critérios definidos inicialmente.

## **3.2. O TRANSPORTE DUTOVIÁRIO**

Uma vez discutida a estrutura da cadeia e o relacionamento entre seus agentes vamos analisar o transporte dutoviário, tipo de fornecimento inerente ao setor de GN e possuidor de características singulares em relação aos demais modais de transporte existentes.

### **3.2.1. Características Básicas**

O transporte dutoviário é aquele em que o produto é transportado através de dutos, como os gasodutos (para o GN) e oleodutos (para óleos). Os dutos possuem altíssima confiabilidade de entrega e realizam o transporte de forma praticamente ininterrupta, com restrições apenas durante períodos de manutenção (BOWERSOX e CLOSS, 2001). Com a tecnologia atual, é possível realizar reparos e derivações rapidamente e sem interrupção do fluxo, mesmo nos dutos com gás e óleo, através de uma técnica conhecida como *hot-tap*. De fato, a manutenção nos dutos é extremamente baixa, com exceção de regiões metropolitanas nas quais muitas concessionárias

compartilham o uso do subsolo e, com alguma frequência, atingem dutos de gás, requerendo a ação da manutenção de emergência. Os custos de operação são igualmente baixos pois o sistema requer pouca mão-de-obra. Como resultado, os custos variáveis são bastante baixos. Uma outra vantagem sobre os outros modais é a ausência de contêineres e veículos que retornam vazios após a entrega. (BOWERSOX e CLOSS, 2001). Estas características, associadas ao alto custo do processo de armazenamento de GN, fazem com que a estocagem não seja economicamente interessante.

Os custos fixos, ao contrário, estão entre os mais altos dentre todos os modais de transporte. Além disto, uma desvantagem óbvia dos dutos é a falta de flexibilidade no fornecimento, depois de construídos, resultando:

- na impossibilidade de se utilizar o duto para fornecer a um cliente diferente daquele para o qual foi instalado;
- na limitação na capacidade de fornecimento à capacidade do duto;
- na limitação no número de produtos diferentes transportados (na maioria das vezes o duto é exclusivo para transportar um único produto, como se passa com o GN).

Para fornecer GN a um novo cliente é preciso construir um novo duto. Aliás, os dutos para transporte de GN utilizam apenas este produto e não possuem os problemas relacionados à limpeza e troca de produto. Resta o aumento de capacidade como questão importante a ser discutida.

### 3.2.2. O Aumento da Capacidade de Fornecimento

A capacidade de um gasoduto pode ser ampliada apenas através da instalação de compressores que aumentem a pressão de trabalho. Os compressores são utilizados apenas em gasodutos de transporte, de grande capacidade, e não na rede de distribuição. Como exemplo, a capacidade do Gasbol foi projetada para 30 milhões de metros cúbicos em sua fase final mas hoje é de apenas cerca de 16 milhões (a capacidade efetivamente utilizada é ainda menor, conforme mostrado na tabela 1).

A capacidade de um gasoduto de distribuição não pode ser aumentada. A capacidade do sistema de distribuição pode ser aumentada através da duplicação de gasodutos ou de trechos, mas a capacidade de cada gasoduto é fixa. Na prática, as duplicações são raras devido ao elevado custo das obras civis. Para a distribuidora, é

mais econômico superdimensionar os gasodutos do que incorrer nos elevados custos de duplicação.

É importante observar que a capacidade de alguns sistemas dutoviários pode ser aumentada, porém, em nenhum caso pode ser reduzida, tornando-se ociosa se não utilizada.

CHASE *et al.* (1998) destacam três considerações importantes no aumento da capacidade de uma operação:

- manutenção do balanceamento do sistema: as capacidades de todas as etapas de uma operação devem estar balanceadas. Para o GN, o balanceamento pode ser entendido como a capacidade de um gasoduto atender todos os seus ramais, derivações e pontos de entrega.
- freqüência de aumento da capacidade: tanto o aumento muito freqüente como o muito raro representam custos elevados. No primeiro caso os custos de compra tornam-se elevados e perde-se ganhos de escala pois os novos equipamentos são de pequena capacidade. No segundo caso a capacidade aumentada é grande, gerando capacidade ociosa. Para os gasodutos de distribuição o aumento se dá raramente e em grandes degraus, devido à impossibilidade de aumentos graduais.
- uso de fontes externas de capacidade: em alguns negócios, pode ser interessante subcontratar capacidade de uma outra empresa ao invés de investir no aumento da capacidade própria. No negócio de GN os dutos atendem a consumidores específicos, e o uso de dutos de terceiros precisaria ser em uma forma “temporária”, ou serem implantados de forma imediata, o que inexiste no cenário tecnológico atual.

Com certeza, o planejamento adequado das capacidades do sistema é uma das questões centrais para o sucesso da venda de GN.

### 3.3. OS FATORES DE COMPETITIVIDADE

Uma vez estudada cadeia, vamos analisar os fatores importantes para sua competitividade, bem como para a competitividade da empresa distribuidora.

BOLWIJN e KUMPE (1990) definem as prioridades competitivas de uma forma genérica como sendo custo, qualidade, tempo, flexibilidade e inovação, em um processo evolutivo e cumulativo, acompanhando as demandas do cliente e as mudanças

do mercado. Nesta linha, conhecer e ser competitivo em custo é um pré-requisito para se ter qualidade; qualidade é condição para eficiência nos tempos de prestação do serviço; ser ágil no tempo para oferecer um serviço precede a flexibilidade, e esta é um requisito para a inovação.

Os custos do setor de GN são bem conhecidos, no mínimo tanto quanto o dos energéticos concorrentes. A qualidade do produto é intrínseca e já foi discutida no capítulo 2. A qualidade do serviço prestado pela Comgás foi bem avaliada em todos os atributos de importância alta (como fornecimento sem interrupção) e vários de importância média (como antecedência na recepção e ausência de erros na conta) na pesquisa realizada pelo órgão regulador (CSPE, 2000). Muito embora ainda existam muitas oportunidades para melhorias (principalmente ligadas à comunicação e orientação do consumidor, segundo a mesma pesquisa) o fator qualidade pode ser visto como satisfatoriamente atingido na evolução para a competitividade. O tempo de entrega do produto através dos gasodutos é imediato, a qualquer momento que o consumidor deseje, uma vez que o gasoduto esteja construído. Uma debilidade do sistema é o tempo para o início do fornecimento para os clientes ainda não conectados à rede de dutos. O fator seguinte, flexibilidade, é uma etapa ainda a ser superada, haja vista as condições de ToP e SoP, além das garantias requeridas ao consumidor. A inovação é um fator ainda em seus primórdios.

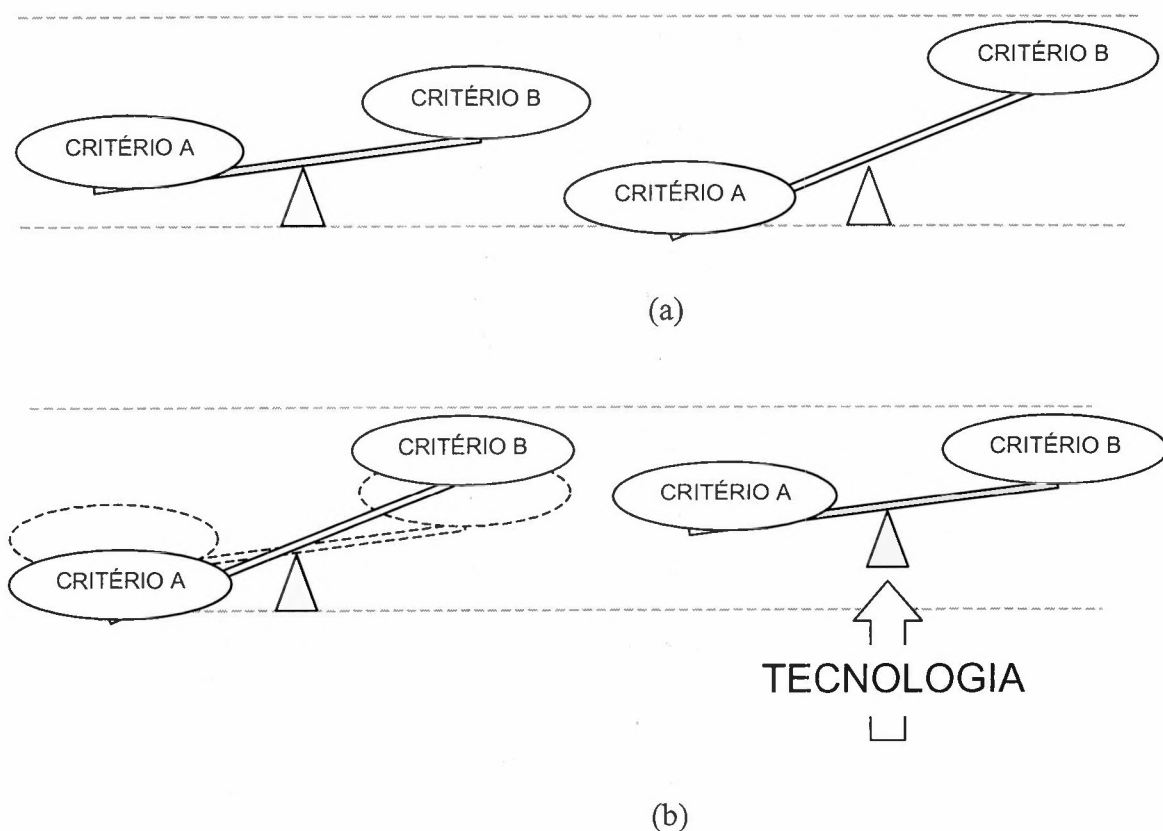
DORNIER *et al.* (2000) sugerem uma complementação de medidas financeiras tradicionais com um conjunto de medidas operacionais para completar o quadro de análise das operações de uma empresa. Estas medidas são: custo, qualidade (do projeto do produto e da conformidade com as especificações), serviço (velocidade e confiabilidade de entrega) e flexibilidade (de novos produtos, customização, de volume e de *mix* de produtos).

GIANESI e CORRÊA (1994) sintetizam a visão de vários autores sobre os critérios de avaliação da qualidade dos serviços. São eles: custo, atendimento/atmosfera, velocidade de atendimento, consistência, competência, credibilidade/segurança, características tangíveis, flexibilidade e acesso. Destes critérios, o nível dos três últimos no setor de GN pode ser considerado inerentes ao negócio, enquanto os demais dependem da estratégia da empresa prestadora de serviço. Explica-se: o GN é um produto homogêneo com características definidas e iguais em qualquer lugar; a flexibilidade é determinada pelo sistema de distribuição dutoviário (com seus reflexos nas condições comerciais); e o acesso é limitado aos locais em que a construção de

ditos seja técnica e economicamente viável. Os demais critérios (atendimento, credibilidade, etc.) dependem da forma de atuação da empresa e podem resultar excelentes ou muito ruins.

DORNIER *et al.* (2000) argumentam não ser possível para uma empresa atingir posição ganhadora nos quatro critérios simultaneamente. CROWE e NUÑO (1991) dizem que a manufatura não pode simultaneamente otimizar todas as prioridades competitivas, já que a qualquer momento estes objetivos podem estar em conflito, e é necessário definir uma sequência de prioridades. Seguindo a argumentação do autor, pode-se estender o conceito também para os serviços. Estas visões divergem daquela de BOLWIJN e KUMPE (1990), na qual as prioridades competitivas evoluem em etapas de forma cumulativa, sendo possível alcançar várias prioridades competitivas simultaneamente.

Para entendermos como a empresa poderia ter desempenho de destaque nos diversos fatores vamos estudar o que diz CORRÊA (2001). O autor representa os compromissos entre fatores através de balanças nas quais cada fator ocupa um prato.



Fonte: Corrêa (2001).

Figura 10. Compromisso entre fatores de competitividade e alavancagem pela tecnologia.

Nas balanças, os fatores de competitividade têm o mesmo comportamento que aquele proposto por autores como DORNIER *et al.* (2000) e CROWE e NUÑO (1991). Como exemplo, uma melhora da qualidade ou do tempo de atendimento implicaria em aumento de custo (deterioração deste fator). Ou seja, a elevação do prato “tempo de atendimento” implicaria na descida do prato “custo”. Este comportamento é o observado na figura 10 (a). A chave para a melhoria de um fator sem prejudicar o outro está no pivô (suporte) da balança, representado pela tecnologia. Ou seja, para uma dada tecnologia, a melhora de um fator prejudica o outro. Porém, é possível elevar o pivô através de um desenvolvimento da tecnologia, resultando na elevação de um fator sem afetar o outro. Este comportamento é ilustrado na figura 10 (b).

A tecnologia não se refere a aspectos exclusivamente técnicos mas a qualquer forma de conhecimento. Assim, de forma mais genérica, podemos falar em tecnologia de procedimentos operacionais, políticas, relacionamentos e estratégias.

Nas análises realizadas, a flexibilidade surgiu, repetidamente, como um fator de competitividade importante. O que precisamos fazer, metaforicamente, é identificar os pivôs das balanças que contêm a flexibilidade num dos pratos. A partir dos pivôs, teoricamente, seria possível identificar mudanças tecnológicas necessárias para aumentar a competitividade da cadeia de GN.

### 3.4. ANÁLISE DA FLEXIBILIDADE DE FORNECIMENTO

A flexibilidade foi apontada como um fator de competitividade ainda a ser superado. GIANESI e CORRÊA (1994) apontam sete tipos distintos de flexibilidade:

- de projeto de serviço
- do pacote de serviço
- de data de fornecimento do serviço
- de local de fornecimento do serviço
- de robustez do sistema de operações
- de recuperação de falhas
- de volume de serviço

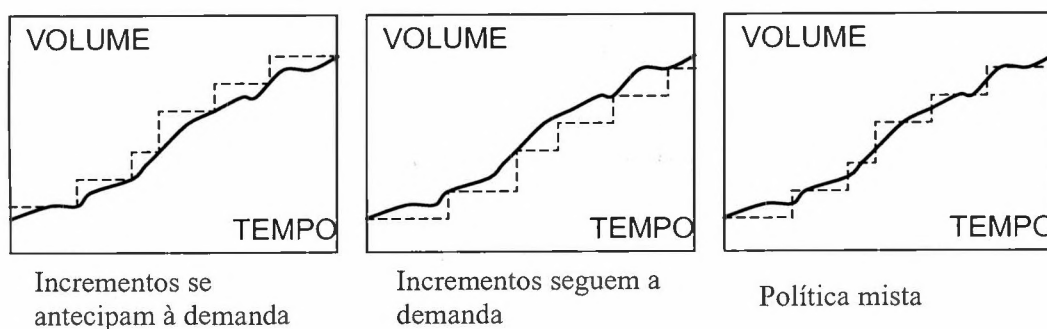
Os dois primeiros tipos não se aplicam ao negócio de GN. A data de fornecimento já foi discutida na análise do aumento de capacidade – uma vez que o gasoduto esteja construído o tempo de fornecimento é imediato; porém, a implantação

do duto possui um prazo mínimo difícil de ser vencido pela necessidade de projeto e construção do gasoduto, além da obtenção de licenças e autorizações de órgãos governamentais para sua instalação. O local de fornecimento é limitado aos locais já atendidos pela rede ou em que a construção do gasoduto seja técnica e economicamente viável. A robustez do sistema é inerente ao transporte dutoviário e foi comentada no item anterior, assim como a recuperação de falhas. O volume de serviço é limitado à capacidade do gasoduto instalado.

Dos sete tipos apontados, aqueles que apresentam oportunidade de melhoria são os de data, local e volume de fornecimento. Esta última é discutida em mais profundidade logo abaixo devido a sua complexidade. No próximo capítulo, faremos propostas para os três tipos.

#### 3.4.1. A Flexibilidade de Volume de Fornecimento

Uma empresa que tenha o GN como insumo energético não pode ter sua flexibilidade de produção limitada pelo volume disponível de GN. Da mesma forma, o morador de uma residência não pode condicionar o número de refeições e banhos ao volume disponível de GN. Como consequência direta, devido à impossibilidade de se aumentar sua capacidade, os gasodutos precisam ser dimensionados pelo pico estimado de consumo, para não imponham restrições de uso ao consumidor. Na verdade, a situação é ainda mais extrema: os gasodutos são dimensionados para atender os picos das demandas futuras, ainda não bem conhecidas. Como consequência, os gasodutos são, quase sempre, superdimensionados.



Fonte: GIANESI e CORRÊA (1994).

Figura 11. Diferentes políticas para o instante do aumento de capacidade.

GIANESI e CORRÊA (1994) apresentam três diferentes políticas para o instante do aumento de capacidade, mostradas na figura 11. A linha contínua representa a demanda e a tracejada a capacidade instalada.

Com respeito a um único consumidor apenas a primeira alternativa é possível pelo motivo apresentado no início deste item. Em se tratando de um grupo de consumidores, observando-se o agregado dos volumes, é possível atender somente alguns de forma a se obter a segunda e terceira a políticas. De qualquer forma, os gasodutos construídos precisam ser projetados pelo pico de consumo, o que resulta em capacidades ociosas nos momentos de baixo consumo. Além disto, é preciso considerar as possíveis necessidades de incremento futuro no consumo dos clientes, o que causa o superdimensionamento dos gasodutos e aumenta ainda mais a capacidade ociosa. Ou seja, o superdimensionamento do gasoduto resolve a questão da flexibilidade de volume de fornecimento mas causa um aumento no investimento. Podemos, então, estabelecer uma balança com custo de investimento em um prato e flexibilidade no outro. O pivô que dá apoio a esta balança é a o sistema de dutos e a política comercial de vendas.

Para garantir o pagamento por uma utilização mínima do gasoduto foi criada a condição de SoP, apresentada no capítulo 2. O motivo para a existência desta condição é garantir o retorno do investimento no gasoduto. Apesar de aumentar a utilização da capacidade, esta condição possui um efeito prejudicial à flexibilidade pois obriga o consumidor a pagar pelo transporte de volumes mínimos, mesmo sem tê-los utilizado. O mesmo se passa com o ToP. Nos casos em que é possível a recuperação dos créditos (*make-up*) o único prejuízo é o custo financeiro do valor pago adiantadamente. Nos casos em que o *make-up* não é possível o valor pago representa um custo real.

Muitos profissionais do setor concordam com o *make-up* do ToP mas não aceitam o *make-up* do SoP. O motivo é que as moléculas do gás são tangíveis e podem permanecer armazenadas no poço até que sejam utilizadas. Desta forma, seria possível “pagar adiantado” pelas moléculas da *commodity* na forma de ToP e usar os créditos (ou seja, receber as moléculas que estavam guardadas) quando fosse conveniente. O SoP, por outro lado, refere-se à capacidade, de natureza intangível e perecível e que, se não for utilizada em um dado momento, não estará disponível em um momento seguinte. O gasoduto que possui uma capacidade de mil metros cúbicos por dia, se não for utilizado durante o dia inteiro, não poderá transportar dois mil metros cúbicos no dia seguinte para compensar o dia anterior. Embora bastante comum, esta argumentação não possui

fundamento sólido. A explicação está relacionada à tarifa de uso da capacidade, conforme será concluído mais abaixo.

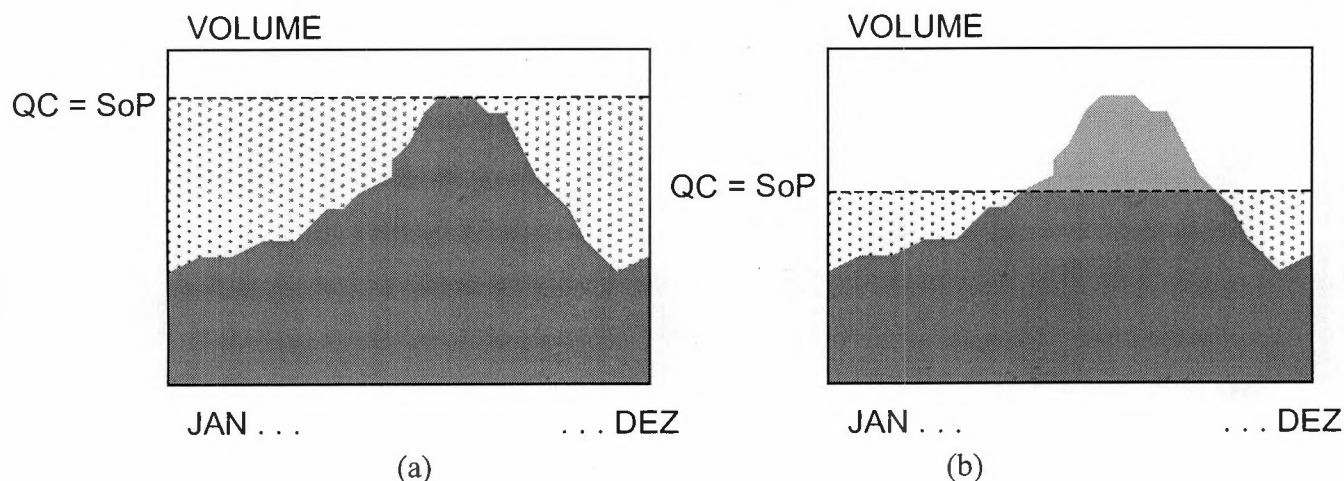
### 3.4.2. Nível de SoP de 100%

Um contrato de transporte que tenha SoP de 100% terá a tarifa de transporte baseada nesta capacidade transportada para recuperar o investimento no gasoduto, ou seja:

$$\text{tarifa de transporte} = \frac{\text{investimento}}{100\%} + \text{margem de lucro}$$

Para um cliente que tenha um consumo estável e constante o SoP de 100% é adequado pois resulta nas menores tarifas. Este consumidor pagará sempre um valor fixo pela capacidade de transporte, e estará limitado a ela. Na prática, este tipo de consumidor não existe. Os clientes reais possuem consumos variáveis e sazonais, e podem ter duas atitudes diante de uma condição SoP de 100% (figura 12):

- contratar uma quantidade equivalente a seu pico de consumo e pagar elevados volumes de SoP não utilizados (área pontilhada);
- contratar uma quantidade inferior a seu pico de consumo e ficar sujeito a não dispor do gás nos momentos de pico. O pagamento por capacidades ociosas (área pontilhada diminui); em contrapartida, o pico de consumo, ilustrado pela área mais clara, representa um custo pela falta do combustível.



Fonte: elaborado pelo autor, 2002.

Figura 12. Impacto da Quantidade Contratada no pagamento de SoP (CQ = SoP).

O nível ótimo de contratação será aquele com o melhor compromisso entre o SoP pago e não utilizado e o custo da falta de gás. O cálculo deve ser feito: área pontilhada multiplicada pelo custo do transporte contra a área clara multiplicada pelo custo de falta do gás. No caso de haver possibilidade de *make-up* deve-se multiplicar a área pontilhada por um fator entre 0 e 1 que reflita a expectativa do volume de créditos que não poderão ser recuperados, segundo as regras do contrato.

Não se sabe com certeza, antecipadamente, qual será o consumo real. A área na figura 12 rotulada como consumo não é mais que uma estimativa do consumo futuro, que poderá não ocorrer exatamente como o previsto. Se houver uma chance do pico de consumo ser menor do que o previsto, o consumidor poderá contratar um volume inferior ao pico e correr o risco do pico não ocorrer. A situação contrária é altamente indesejável: contratar um volume pelo pico, e este não ocorrer, gerando altos pagamentos de SoP.

Note-se que o custo de falta de gás para atender o pico não significa, necessariamente, que o cliente não irá realizar suas atividades normais pois ele poderá utilizar uma fonte de energia alternativa (como eletricidade ou óleo).

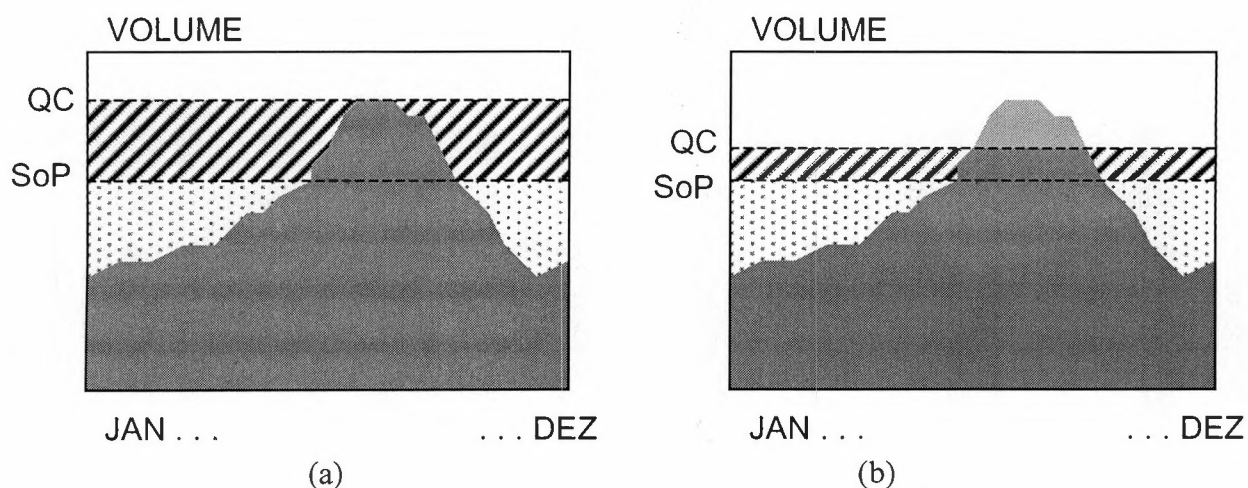
### 3.4.3. Nível de SoP abaixo de 100%

Um contrato com SoP inferior a 100% (digamos, 80%) terá uma tarifa maior que a do caso anterior:

$$\text{tarifa de transporte} = \frac{\text{investimento}}{80\%} + \text{margem de lucro}$$

Por outro lado, o SoP inferior a 100% permite ao cliente dispor de uma capacidade garantida superior àquela da obrigação mínima de pagamento (SoP). O volume de SoP pago (área pontilhada da figura 13a) é menor que o SoP pago no caso anterior (área pontilhada da figura 12a). No entanto, o preço unitário de cada volume de SoP é maior para o SoP de 80%. Ou seja, é possível encontrar um nível ótimo de SoP em função do perfil de demanda. O perfil de demanda é a forma da curva de consumo esperado. Se não houver variações ao longo do tempo, o SoP de 100% torna-se vantajoso para o cliente. Se houver grandes variações como picos ou sazonalidades,

uma redução no nível de SoP implica em grande economia. Na figura 13 (a) o consumidor deixaria de pagar o volume ilustrado pela área hachurada. Este volume é suficiente para compensar a tarifa ligeiramente mais alta (20%) paga pelo gás efetivamente consumido.



Fonte: elaborado pelo autor, 2002.

Figura 13. Impacto da Quantidade Contratada no pagamento de SoP ( $QC > SoP$ ).

A situação mais completa é representada na figura 13 (b), que combina tanto a Quantidade Contratada quanto o SoP inferiores a 100%.

Comparando-se as duas fórmulas apresentadas para cálculo da tarifa de transporte, nota-se que, qualquer que seja o nível do SoP, o investimento do fornecedor será igualmente recuperado. Desta forma, o *make-up* do SoP faz sentido pois o retorno do investimento do fornecedor está assegurado. Isto responde a pergunta que havíamos formulado no final do item 3.4.1. A única restrição é que o *make-up* só pode ocorrer até a capacidade contratada, por limitação física do gasoduto.

Não obstante o pagamento e o *make-up* do SoP, a capacidade equivalente a este pagamento (áreas pontilhada em qualquer caso das figuras 12 e 13) continua ociosa. Haveria duas possibilidades para aproveitar as capacidades de SoP ociosas:

- o cliente poderia “revender” a capacidade ao mercado, e usar a receita para pagar sua obrigação de SoP;
- o fornecedor poderia “revender” a capacidade ao mercado e descontar a receita da dívida de SoP do cliente que havia contratado a capacidade mas não a usaria.

Logicamente, o fornecedor teria uma facilidade muito maior de identificar compradores e revender a capacidade.

Os últimos parágrafos tratam da capacidade ociosa até o nível do SoP. Resta ainda aquela acima do SoP até a CQ (áreas hachuradas da figura 13). Quem tem direito a usar esta capacidade ? Com certeza o fornecedor, pois o cliente não está pagando por ela. A venda desta capacidade ao mercado representaria um lucro extra para o fornecedor pois o primeiro consumidor já pagou por ela na forma de uma tarifa mais elevada devido ao SoP. Seria o mesmo que vender duas vezes a mesma capacidade e utilizá-la, logicamente, apenas uma vez.

Resumindo, há duas capacidades ociosas distintas que poderiam ser aproveitadas:

- aquela inferior ao SoP (e acima do consumo real), de propriedade do consumidor, que poderia contar com a ajuda do fornecedor para revendê-la ao mercado;
- aquela acima do SoP (e inferior à CQ), de propriedade do fornecedor, que também poderia ser revendida ao mercado.

A venda destas capacidades ao mercado poderia ocorrer de duas maneiras:

- através de venda eventual, de curto prazo, quando as capacidades não estivessem sendo utilizadas;
- através de uma venda no sistema não-firme, na qual o fornecedor pudesse suspender o fornecimento caso necessário.

A venda eventual ainda não existe no Brasil, para a qual seria necessária uma integração maior entre o fornecedor e o consumidor para que as demandas e o uso das capacidades fossem conhecidos e planejados *a priori*. Com isto, a utilização dos gasodutos seria otimizada e permitiria aos consumidores mitigar a restrição de flexibilidade de consumo imposta pela condição SoP.

A venda não-firme não é praticada no Brasil para os clientes finais.

#### 3.4.4. A Necessidade de Flexibilidade de Volume da Comgás

Toda a análise realizada até aqui somente é válida se existirem oscilações na demanda que justifiquem tal necessidade de flexibilidade no volume. Os volumes de GN comprados pela distribuidora são fixos. Se os volumes de vendas fossem estáveis, a distribuidora poderia comprar exatamente e apenas a quantidade necessária à venda. No

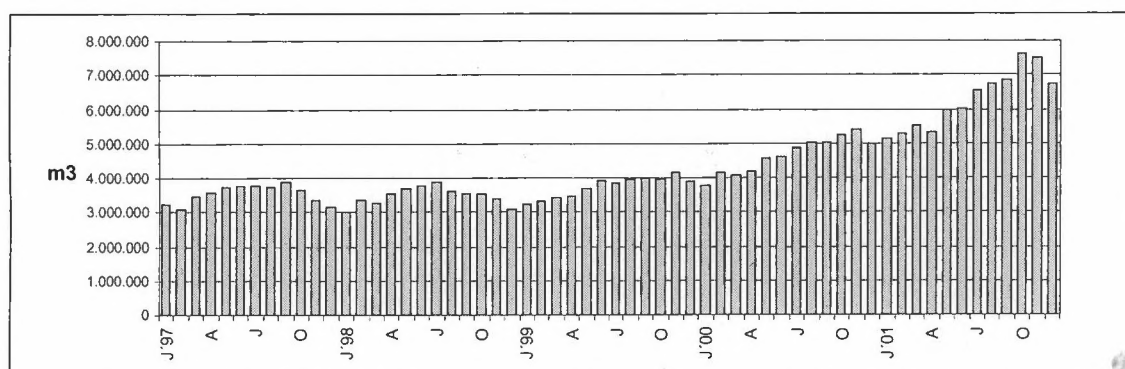
caso de variações na demanda, surgem capacidades contratadas ociosas e o pagamento de ToP e SoP para a transportadora.

As oscilações na demanda podem ocorrer devido a sazonalidades e variações aleatórias. As variações aleatórias possuem origens e características diversas. As sazonalidades podem ter características horárias, diárias, semanais, mensais ou anuais, e ocorrem, dentre outros motivos, devido a:

- ciclos econômicos de crescimento e recessão;
- ciclos na demanda de GN, como em empresas que aumentam a produção nos meses de setembro a novembro para estocar produtos para o Natal; ou residências que aumentam o consumo no inverno para aquecer mas a água do chuveiro; ou ciclos de produção por motivos operacionais, fiscais, trabalhistas, que levam empresas a produzirem apenas em determinados dias e horários;
- competição entre diferentes fontes de energia – embora este ciclo não seja regular, acontece de forma recorrente, afetando alguns segmentos com maior intensidade.

Ainda no campo teórico, a suposição da existência de variações na demanda parece consistente. Comparemos com dados reais.

A figura 14 mostra a evolução das vendas da Comgás de jan/1997 a dez/2001. A sazonalidade é facilmente perceptível nos anos de 1997 e 1998. Em maio de 1999 houve a privatização da empresa, que elevou progressivamente o volume de vendas, mascarando a sazonalidade do mercado. Os novos clientes possuem perfis variados e distintos dos antigos. Associado a este fato, a desregulamentação do preço de óleo combustível, mudanças na economia e variações na taxa de entrada de novos clientes, dentre outros fatores, tornam muito difícil a projeção da sazonalidade para os próximos períodos.



Fonte: Comgás, 2001.

Figura 14. Evolução do fornecimento da Comgás (médias mensais).

“Geralmente, quanto maior o nível de agregação, menores serão os erros de previsão.” (BOWERSOX e CLOSS, 2001, p.220). Quando se faz previsões de demanda para segmentos isolados, a previsão é mais difícil e sujeita a erros. Quando se faz previsões para um agregado de segmentos, os erros para mais em alguns segmentos compensam os erros para menos em outros de forma que a soma total dos erros é menor do que para as previsões isoladas. Adaptando este raciocínio para nossa análise, podemos inferir que, se a demanda total de GN apresenta variações ao longo do ano, a demanda por segmento deverá apresentar variações ainda maiores.

Diante dos dados e da discussão apresentada, embora não possamos precisar a sazonalidade da demanda futura, é razoável admitir que existam variações, sazonais e aleatórias, tanto no nível do agregado quanto por segmentos específicos.

### 3.5. CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A cadeia de distribuição está migrando de uma estrutura tradicional verticalizada para uma estrutura de mercado livre no qual existem várias oportunidades de competição. O relacionamento entre os integrantes da cadeia de GN é complexo e conflituoso, resultando em custos de transação elevados. Por isto, o relacionamento foi considerado como o segundo obstáculo relevante a este estudo. A especificidade dos investimentos, o ambiente de incertezas e a interdependência entre as negociações dos muitos atores do setor tornam os custos de transação ainda mais elevados. Estes custos diminuem a competitividade da cadeia que, portanto, precisa criar esforços colaborativos para competir com as cadeias dos outros energéticos. Por outro lado, cada integrante da cadeia de GN precisa desenvolver fatores competitivos próprios para, futuramente, competir também internamente à cadeia de GN com os novos agentes que surgirão.

O transporte dutoviário é uma modalidade com altíssima confiabilidade e disponibilidade de entrega. Possui os menores custos variáveis e os maiores custos fixos dentre todos os modais, além de restrições quanto à flexibilidade. Para o cliente, a restrição na flexibilidade de volume se reflete nas através das condições de *Take or Pay* (ToP) e *Ship or Pay* (SoP), que lhe resultam em custos adicionais. Para minimizar estes custos, o consumidor pode elaborar estratégias em função do perfil de sua demanda prevista e escolher a melhor relação entre quantidade contratada e SoP que minimize o pagamento de SoP.

A capacidade dos gasodutos não pode ser aumentada. Com isto, os gasodutos costumam ser superdimensionados para atender aos picos de consumo do cliente, inclusive futuros, gerando capacidades de transporte ociosas. Parte desta capacidade ociosa é paga pelo consumidor através do SoP. A outra parte é de propriedade do fornecedor. Estas duas capacidades ociosas poderiam ser revendidas ao mercado para aumentar a flexibilidade de consumo do cliente e o lucro do fornecedor. A existência de variações na demanda no mercado da Comgás foi verificada para suportar a existência teórica de capacidades ociosas.

A baixa flexibilidade de volumes, de local e de data de entrega foi identificada como o terceiro obstáculo ao desenvolvimento do setor, em conformidade com os critérios definidos na proposta do trabalho. Como pivô de apoio da balança da flexibilidade identificamos a tecnologia de fornecimento através de dutos associada às condições comerciais vigentes. Para aumentarmos a flexibilidade, é preciso atuar nestes pivôs. Este será o objetivo do próximo capítulo.

Finalmente, mostramos que, contrariamente ao argumentado por muitos profissionais, o valor pago pelo SoP poderia ser recuperado pelo cliente da mesma maneira que o ToP pois qualquer nível de SoP assegura o retorno do investimento do gasoduto.

## 4. PROPOSTAS PARA O DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

Este capítulo inicia com um estudo da aplicabilidade da gestão da oferta e demanda como ferramenta para aumentar a flexibilidade de fornecimento. Em seguida, apresenta duas propostas para atenuar o impacto dos obstáculos identificados.

A primeira proposta refere-se à flexibilidade de volume de fornecimento, à complexidade dos conceitos do setor e também à complexidade do relacionamento na cadeia. O pivô a ser analisado é a política comercial e as condições de *Take or Pay* e *Ship or Pay*. Com base na análise, vamos propor novas modalidades de fornecimento.

A segunda proposta refere-se à flexibilidade de local e de data de fornecimento. Nesta proposta, vamos sugerir a utilização de uma tecnologia para a distribuição diferente da dutoviária. A nova tecnologia consiste na distribuição de GN através de botijões.

Finalmente, faremos algumas recomendações para a implantação das propostas.

### 4.1. ADMINISTRAÇÃO DA OFERTA E DEMANDA

A ferramenta que aborda a flexibilidade de fornecimento é a administração da oferta e demanda, assunto bastante discutido na literatura, tanto na produção de bens quanto na prestação de serviços. Nesse item, vamos examinar sua aplicabilidade a nosso estudo de caso.

Várias estratégias e técnicas têm sido desenvolvidas para adequar a oferta à demanda e aumentar a flexibilidade das operações. No entanto, várias estratégias (como a modularização e a postergação, comentados em DORNIER, 2000) aplicadas com sucesso em diversos setores não são aplicáveis ao negócio de GN devido a suas especificidades. Vamos partir de conceitos genéricos da administração da oferta e demanda para identificar as estratégias aplicáveis a nosso caso.

CORRÊA *et al.* (1999) apontam cinco áreas principais para realização de esforços: previsão de demanda, comunicação com o mercado, priorização e alocação de pedidos, promessa de prazos e influência sobre o mercado.

A previsão da demanda é realizada atualmente pela distribuidora com as ferramentas conhecidas: dados históricos, análise da concorrência, cenários econômicos, etc. A previsão de longo prazo é fundamental para o dimensionamento dos gasodutos e a de curto prazo para o planejamento financeiro da empresa. Neste ponto, não há muito que inovar no setor de GN, além da implantação de alguma eventual ferramenta mais sofisticada para aumentar a precisão das previsões. Por exemplo, modelos econométricos poderiam ser desenvolvidos para ajustar a previsão de demanda dos clientes já conquistados às variações do cenário econômico. CHASE *et al.* (1998) descrevem vários sistemas de previsão e indicam a existência desde simples ferramentas, como médias móveis, até sofisticados programas que requerem o comprometimento de recursos e pessoas. A análise do sistema mais adequado foge ao escopo do presente trabalho.

A comunicação com o mercado, também citada em GIANESI e CORRÊA (1994), consiste em trazer informações do cliente para a empresa e informar o cliente sobre os melhores horários e formas para consumir o serviço. Como exemplo, podemos citar a antecipação picos de consumo (como presentes no Natal) e a conscientização dos consumidores quanto à importância de economizar água e energia elétrica em períodos de poucas chuvas. No mercado de GN, esta estratégia é importante para informar o consumidor sobre eventuais suspensões programadas no fornecimento para manutenção da rede, permitindo ao cliente antecipar ou postergar o consumo para não deixar de fazê-lo no momento da suspensão. Fora isto, é muito difícil influenciar o comportamento individual do consumidor sem haver nenhum benefício individual como evitar lojas lotadas para aqueles que realizarem compras de Natal com antecedência ou comprar passagens aéreas antecipadamente com desconto. Os horários de consumo de GN são um tanto quanto inflexíveis, tanto pelo costume das pessoas em cozinhar e tomar banho em horários definidos, quanto pela necessidade de operação das padarias, indústrias e demais consumidores em determinados horários. O benefício pela mudança do momento de consumo não é individual mas sim coletivo, em função do melhor aproveitamento da capacidade dos ativos da empresa fornecedora que poderia, desta forma, reduzir custos e repassar o benefício a todos os consumidores.

A habilidade para prometer prazos só faz sentido, no setor de GN, para o início do fornecimento. Este é um ponto crítico pois pode resultar na paralisação de uma indústria, comércio ou usina pela falta do fornecimento na data esperada. Para as térmicas em particular, as multas são bastante elevadas pelo atraso no início de

fornecimento, já conforme explicado, devido ao elevado valor da energia elétrica, na qual se baseiam as penalidades, em relação à margem da distribuidora de GN. Aqui cabe a aplicação de técnicas de gerenciamento de projetos para o planejamento e implantação dos gasodutos. A promessa de prazos está associada à flexibilidade de início de fornecimento, para a qual faremos uma proposta no item 4.3.

Pela própria característica do negócio, a habilidade de priorização e alocação de pedidos não é aplicável pois o nível de serviços prometido é 100%. Se houvesse um fornecimento não-firme, esta área poderia ser desenvolvida, provavelmente, dentro de regras de isonomia que seriam definidas pela CSPE. Lembremos, ainda, da característica de não dirigibilidade do fluxo, apontada no capítulo 1, que confere ao próprio sistema o poder de decidir quais clientes serão atendidos com prioridade. Os clientes do fornecimento não firme precisariam estar situados em pontos específicos do sistema ou terem válvulas especiais na entrada de suas unidades que permitissem a interrupção do fornecimento se necessário.

FITZSIMMONS, J.A. e FITZSIMMONS, J.M. (2000) apresentam algumas estratégias para a influência sobre o mercado no que chamam de “gerenciamento da demanda”. Destacamos as duas listadas abaixo como aplicáveis ao setor de GN:

- Oferecimento de preços diferenciados: a definição de preços e descontos é um dos assuntos mais debatidos por todos os envolvidos direta ou indiretamente no setor de GN e sua análise quantitativa foge aos limites deste trabalho. Vamos nos limitar a apresentar um exemplo para aplicação da proposta que será feita. Esta discussão é apresentada no próximo item.
- Overbooking: consiste na venda antecipada de serviços além da capacidade disponível, prevendo-se que parte dos consumidores não irão utilizá-los parcial ou integralmente. Lembremos que os contratos de GN são de logo prazo (o que aumenta a incerteza da demanda), os clientes não podem ficar sem o fornecimento de energia e o gasoduto não pode ser utilizado para outro fim, fatos que restringem sobremaneira a possibilidade de realização de *overbooking*. Além do mais, a distribuidora não pode correr o risco de falta de capacidade no caso de toda a capacidade contratada ser realmente demandada pois o nível de serviço garantido é 100% (condição DoP, *Deliver or Pay*). Além das multas para os clientes, há multas devidas também à CSPE, que tem o poder, inclusive, de suspender a concessão no caso de incapacidade da Comgás em prover serviços adequados. Esta ferramenta seria possível para consumidores que dispusessem de um sistema alternativo de

energia como eletricidade ou diesel para cobrir o risco de eventual falta de GN. Clientes residenciais poderiam usar o chuveiro e forno elétrico; indústrias poderiam usar caldeiras e geradores movidos a óleo – observadas restrições ambientais, dentre outras. A operação de troca de insumo energético nem sempre é instantânea e pode envolver custos adicionais. Pensar em *overbooking* não faz sentido no momento do projeto da capacidade do gasoduto, uma vez que este é desenhado para permitir a venda do maior volume possível. O *overbooking* torna-se interessante na presença de capacidades ociosas, como é o caso.

Pelo exposto, nota-se que o fornecimento de GN, na forma como é realizado atualmente, não permite a utilização efetiva das ferramentas de gestão da oferta e demanda. Esta utilização poderia ser facilitada através das duas propostas que seguem.

## 4.2. PROPOSTA 1 – NOVAS MODALIDADES DE FORNECIMENTO

Muitos autores já afirmaram que, atualmente, o valor de um produto não se encontra mais em suas características intrínsecas e sim migrou para as características intangíveis. Apesar das características diferenciadas do GN, é preciso desenvolver formas mais eficientes de comercializar este produto. É possível criar novas formas de relacionamento entre os agentes. As capacidades ociosas são uma oportunidade para o desenvolvimento de formas alternativas de fornecimento que aumentem o valor intangível agregado ao produto. É preciso desenvolver novas modalidades de fornecimentos, refletidas em novos tipos de contratos.

Vamos nos basear em alguns conceitos financeiros para desenvolver modalidades alternativas que viabilizem o aproveitamento de capacidades ociosas. De fato, sendo um produto homogêneo, o GN é uma *commodity* passível de ser negociada em bolsa, o que não ocorre ainda hoje devido ao período de exclusividade e à falta de um mercado livre. Esta conjuntura deverá demandar vários anos para que o mercado atinja maturidade suficiente para a comercialização em bolsa.

Os conceitos que utilizaremos são os de opção de compra (*call*), opção de venda (*put*) e *swap*, explicados e analisados em muitos livros de finanças. Basicamente, as opções de compra e venda referem-se a uma entrega do bem (se a opção for exercida) em um momento futuro em troca de um preço combinado no presente. As operações de *swap* referem-se à troca de fluxos de caixa indexados a parâmetros diferentes. Em nossa proposta, a opção refere-se ao direito de entregar e receber um bem (no caso o GN) no

momento presente ao preço presente. O contrato de *swap* seria a troca de volumes de gás entre duas empresas diferentes. Desta forma, teríamos os seguintes tipos de contratos:

**Call:** o consumidor que assinasse um contrato tipo *call* poderia receber o GN apenas quando fosse de seu interesse, sem que houvesse ToP ou SoP. A distribuidora ficaria obrigada a fornecer o gás sempre que solicitada a fazê-lo pelo consumidor, em troca do pagamento do volume recebido ao preço do dia. Ou seja, apenas o consumidor teria o direito de interromper o fornecimento.

**Put:** a distribuidora que assinasse um contrato tipo *put* poderia interromper o fornecimento em qualquer momento que desejasse. O consumidor permaneceria com a obrigação de ToP e SoP. Ou seja, apenas a distribuidora teria o direito de interromper o fornecimento. Note-se que, em nosso caso, o termo *put* não significa que o fornecedor entrega quando puder, mas sim, que pode interromper o fornecimento quando precisar.

**Interruptível:** a partir de agora, vamos chamar de interruptível a modalidade em que tanto o consumidor quanto a distribuidora possam interromper o fornecimento quando desejarem. As condições de ToP, SoP e DoP não seriam aplicáveis.

Apesar dos contratos de *call* e *put* também permitirem interrupções, vamos usar o termo interruptível conforme definido acima para facilitar a diferenciação entre as três modalidades. As outras duas modalidades seriam:

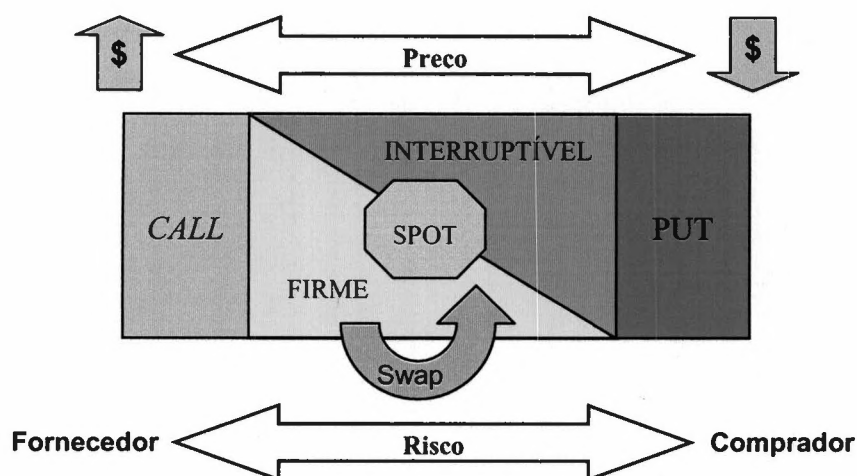
**Spot:** a compra *spot* seria aquela eventual, que ocorresse em prazos bastante curtos, negociada rapidamente.

**Swap:** o *swap* seria a troca de volumes de gás, que poderiam ser retirados em locais, momentos ou condições diferentes. Por exemplo, uma distribuidora “A” que tivesse uma capacidade contratada superior à demanda de seus consumidores em um momento inicial poderia realizar um contrato de *swap* com uma distribuidora “B”, que pudesse revender o volume neste momento inicial. Em troca, a distribuidora “B” disponibilizaria para a distribuidora “A”, em um momento futuro, um volume ligeiramente inferior do que aquele do momento inicial. A diferença de volumes representaria uma taxa que a distribuidora “A” pagaria por ser a maior interessada na operação. Caso os interesses fossem equivalentes, os volumes trocados poderiam ser idênticos.

É importante observar que a modalidade *spot* constituiria uma venda firme, durante um prazo curto. Os contratos *call*, *put* e interruptíveis seriam de longo prazo

com a possibilidade de suspensão de fornecimento. Nos três casos, a suspensão pode ser acordada para ocorrer a qualquer momento ou apenas em alguns períodos determinados do ano.

O contrato do tipo *call* oferece flexibilidade ao consumidor e risco à distribuidora (de que o consumo seja muito baixo), sendo, portando, um fornecimento mais caro. De forma oposta, o contrato *put* oferece risco ao consumidor e conforto ao fornecedor, devendo ter um preço bem baixo. O interruptível é uma situação intermediária, que pode beneficiar a ambas as partes. Não obstante, tende a ser mais favorável à distribuidora pois esta tem informação privilegiada sobre sua disponibilidade de capacidade, pode inferir estimativas sobre o consumo do cliente e possui a possibilidade de administrar sua capacidade de fornecimento; o cliente, por sua vez, conhece apenas a sua necessidade, geralmente com uma capacidade de manobra inferior àquela da distribuidora. O risco e preço dos contratos *spot* e de swap variam conforme a diferença de expectativas entre as partes do acordo. Podemos, então, representar a graduação de preço e risco através de um diagrama genérico, mostrado na figura 15:



Fonte: GOHN, 2001.

Figura 15. Diagrama de custo e risco de contratos.

O contrato firme representado é o contrato convencional de compra e venda, com as obrigações de ToP, SoP e DoP. Os contratos *spot* e swap podem mover-se livremente no diagrama para a esquerda ou direita, conforme o interesse das partes na realização da transação.

Note-se que o conceito de interrupção de fornecimento está relacionado com o serviço de transporte, e não com o produto em si, cujas características permanecem

inalteradas. Ou seja, os preços representados na figura 15 referem-se à parcela de transporte apenas, enquanto a parcela relativa à *commodity* permanece inalterada.

Estas modalidades não são totalmente inéditas no Brasil. Algumas empresas já negociam contratos de *swap*, e o contrato de *put* foi permitido pela Portaria CSPE 182 de 21/06/2002 (SÃO PAULO, 2002b), a qual chama de interruptível o contrato de aqui chamamos de *put*. Algumas das condições impostas pela portaria, no entanto, poderiam ser revistas para permitir uma flexibilidade maior. Por exemplo, a antecedência mínima de 6 horas para notificação da interrupção claramente visa proteger o interesse do consumidor, mas tira da distribuidora a agilidade de utilizar a capacidade máxima dos gasodutos até que seja necessária a interrupção, o que só seria possível com alguns minutos de antecedência, ainda aceitáveis tecnicamente para o consumidor e negociado caso a caso. Com propriedade, a mesma portaria proíbe a modalidade no fornecimento para serviços essenciais. O oferecimento da modalidade para o mercado residencial também é vetado, embora este consumidor disponha de energia elétrica para cobrir eventuais situações de emergência em que ocorra a interrupção e o consumo seja inadiável.

As modalidades *call*, *spot* ou interruptíveis, na acepção deste trabalho, existem conceitualmente entre os profissionais do setor. Não obstante, não foram encontradas informações sobre contratos, que tenham sido assinados ou estejam em desenvolvimento no Brasil, nestas modalidades.

#### 4.2.1. Impacto das Modalidades Propostas nos Contratos de Compra e Venda

As modalidades *call*, *put* e interruptível simplificariam sobremaneira a elaboração e a negociação dos contratos. O motivo é simples e direto: no capítulo 2 descrevemos algumas cláusulas críticas e o processo de negociação. Várias das cláusulas descritas referem-se a procedimentos, garantias e limitações de responsabilidade para o caso de falhas no fornecimento. No contrato puramente interruptível as obrigações de ToP e SoP seriam eliminadas, simplificando o mecanismo de compra e venda e as cláusulas descritas. Nos contratos *call* e *put* as obrigações seriam eliminadas para uma das partes do acordo, também simplificando o contrato e sua negociação.

Os contratos *spot*, apesar de serem de entrega e consumo firmes, referidos a curtos prazos nos quais as incertezas e probabilidade de falha são reduzidos. O risco de

término antecipado é quase inexistente e uma falha teria um período máximo de duração ainda curto, limitando a exposição a penalidades e, conseqüentemente, reduzindo a necessidade de garantias.

Os contratos de *swap* tendem a ser os mais complexos. Além das duas partes que trocam os volumes, há também o envolvimento de terceiros, como uma ou mais empresas transportadoras que irão entregar fisicamente os volumes de gás trocados.

#### 4.2.2. Vantagens dos Novos Contratos

Os contratos *call*, *put* e interruptível impactam as barreiras à realização de negócios que foram identificadas de várias formas:

- a) eliminariam ou reduziriam a falta de flexibilidade gerada pela condição ToP e SoP;
- b) simplificariam o contrato, em particular as cláusulas críticas apresentadas;
- c) como consequência do item anterior, simplificariam a negociação de venda, reduziriam os respectivos custos de transação e simplificariam o relacionamento entre os membros da cadeia;
- d) aumentariam a velocidade e a confiança do cliente potencial na tomada de decisão pela compra do produto ao reduzir a existência de condições complexas e não bem compreendidas pelo cliente final;
- e) diminuiriam a necessidade de coordenação entre os agentes, pois as falhas no fornecimento passariam a ser consideradas como uma interrupção prevista no acordo;
- f) simplificariam o relacionamento entre os agentes da cadeia, permitindo um relacionamento menos contencioso e mais colaborativo, aumentando a competitividade da cadeia de GN;
- g) permitiriam a utilização de ferramentas como o *overbooking*;

O contrato de *swap* é complexo e teria seu maior efeito sobre a falta de flexibilidade, na medida em que permitiria à distribuidora vender gás (através do *swap*) quando não houvesse demanda em sua área, evitando o pagamento de ToP e SoP para sua fornecedora. O contrato *spot* também atuaria na flexibilidade, de forma ligeiramente diferente ao *swap*: ao invés de se trocar dado volume com uma outra empresa

comercializadora de gás durante um período definido, a distribuidora venderia para o mercado, em um processo bem mais dinâmico.

#### 4.2.3. Desvantagens dos Novos Contratos

No contrato tipo *call* e interruptível a distribuidora não teria garantia de retorno do seu investimento pois o cliente poderia, em teoria, optar por nunca consumir gás. Desta forma, haveria necessidade de se incluir algum incentivo, restrição ou penalidade para evitar a ocorrência deste cenário.

Enquanto houver capacidade disponível nos gasodutos de transporte a modalidade *put* não é interessante para a distribuidora pois, em tese, não seria nunca necessário interromper o fornecimento. Ou seja, o fornecimento seria “firme” mas o preço cobrado do cliente seria menor, dada a menor qualidade de serviço.

Os tipos propostos poderiam substituir parte dos contratos firmes que já foram assinados ou ainda por assinar. Este evento seria uma desvantagem caso o lucro final resultasse menor do que com os contratos firmes.

#### 4.2.4. Exemplo de Aplicação

Algumas vendas de GN para a indústria não são realizadas por questões econômicas. Alguns clientes utilizam óleos em seus processos de fabricação, que possuem o custo total de utilização (*burner tip*) inferior ao do GN. Para ser competitiva em preço junto a estes clientes, a distribuidora de GN poderia conceder um desconto na tarifa – ou seja, em sua margem, pois o custo de compra de GN é sempre repassado integralmente ao consumidor – sujeita às restrições de isonomia e de não realização de subsídio. O desconto na tarifa faria com que os custos de utilização para o cliente fossem os mesmos para o GN e óleo, mas o cliente ainda precisaria realizar um investimento para converter seus equipamentos para utilizar GN no lugar do óleo. Muitas vezes, este o investimento é uma barreira para a concretização da venda. Mesmo que não houvesse investimento, ainda haveria a condição de SoP para o GN, que inexistente para a compra de óleo. Os contratos não-firmes poderiam ser adequados para superar este tipo de barreira.

Vimos que, para a distribuidora de gás, os contratos firmes convencionais de compra de GN ocasionam créditos de ToP e SoP que podem ser recuperados através do

mecanismo de *make-up* dentro dos mesmos contratos. A recuperação nem sempre é possível pois só pode ocorrer quando o consumo for superior aos níveis de ToP ou SoP. Os créditos de ToP e SoP, tal como estoques, possuem um custo financeiro associado. Desta forma, os créditos que tenham expectativa de recuperação em um ano poderiam ser recuperados hoje ao valor presente, descontando-se o respectivo custo financeiro. O mesmo raciocínio vale para créditos com expectativa de recuperação em dois ou mais anos. Para aumentar seu volume de vendas, a distribuidora poderia vender seus créditos de ToP e SoP com um desconto equivalente ao custo financeiro até a data em que a recuperação ocorreria pelo processo de *make-up* convencional. A tabela 4 abaixo mostra os descontos máximos que seriam aplicáveis ao preço do gás (*commodity* ou transporte), em função da taxa de juros reais considerada e do número de anos em que a recuperação levaria para ocorrer pelo *make-up* convencional:

		NÚMERO DE ANOS PARA A RECUPERAÇÃO DOS CRÉDITOS				
		1	2	5	7	10
JUROS ANUAIS REAIS	1%	1,0%	2,0%	5,1%	7,2%	10,5%
	2%	2,0%	4,0%	10,4%	14,9%	21,9%
	3%	3,0%	6,1%	15,9%	23,0%	34,4%
	4%	4,0%	8,2%	21,7%	31,6%	48,0%

Fonte: elaborada pelo autor.  
Tabela 4. Descontos máximos no preço para venda antecipada de créditos de ToP e SoP.

Estes descontos seriam aplicados sobre os créditos de ToP e SoP. Ou seja, seriam aplicados sobre o custo do gás e não sobre a margem da distribuidora. Assim, poderiam ser realizados dois contratos com o cliente:

- a) um contrato de venda firme de longo prazo, com um desconto suficiente para igualar a tarifa de GN ao *burner tip* do óleo;
- b) um contrato de venda interruptível, com um desconto sobre o preço do gás (já pago pela distribuidora na forma de ToP ou SoP).

O objetivo do contrato interruptível seria permitir o retorno do investimento do consumidor e complementar as necessidades eventuais de gás além do volume contratado no contrato firme. Se o mecanismo fosse oferecido a um único e pequeno cliente, seria possível fornecer o GN em base firme. Devido à isonomia entre clientes, poderia não haver capacidade suficiente para a recuperação dos créditos e atendimento a toda a demanda adicional, requerendo que os fornecimentos pudessem ser interrompidos.

É preciso atenção ao impacto no balanço contábil causado pela venda antecipada de créditos com desconto. Os créditos referem-se a volumes de gás e não a quantias em dinheiro, portanto, assemelhando-se mais a um estoque do que a um saldo a receber. STICKNEY & WEIL (2000) indicam as bases utilizadas para contabilização de estoques:

- a) pelo custo de aquisição
- b) pelo custo de reposição do estoque
- c) pelo custo realizável de venda imediata
- d) pelo menor valor entre o custo de aquisição e valor de mercado

A base aceita pela CSPE é a de custo de aquisição. Quando a venda de créditos de ToP e SoP é realizada com desconto existe redução do ativo. Não obstante a redução no ativo a operação deve ser percebida como positiva pois monetiza créditos que poderiam ser perdidos no futuro, ao valor presente dos mesmos. Em outras palavras, se os créditos fossem mantidos no ativo, com o passar do tempo, gerariam custos financeiros no passivo. São estes custos que, embora ainda não incorridos, podem ser convertidos em desconto.

#### **4.3. PROPOSTA 2 – FORNECIMENTO EM BOTIJÕES (GNC)**

A falta de flexibilidade de data inicial e de local de fornecimento foram identificadas como fatores críticos de competitividade a serem desenvolvidos.

Usando o conceito das balanças de CORRÊA (2001), vamos propor a utilização de uma tecnologia alternativa para contornar as restrições impostas pela distribuição de GN através de gasodutos. A tecnologia proposta é o transporte através de GNC – gás natural comprimido – armazenado em botijões e transportado em caminhões.

Atualmente, o GN não é distribuído em botijões por razões técnicas e econômicas, cuja análise foge ao escopo deste trabalho. Apenas como ilustração, a característica que permite ao GLP ser comercializado em botijões é a facilidade com que é transformado em líquido (forma em que é armazenado nos botijões) e reconvertido em gás no momento do uso. A conversão do GN em líquido é mais cara e tecnicamente mais difícil. Alternativamente à forma líquida, o GN poderia ser armazenado no botijão comprimido na forma gasosa, de forma semelhante aos usados

em veículos. Porém, o botijão seria muito pesado para ser manuseado e necessitaria, também, de equipamentos especiais para aquecer o gás no momento do uso.

Os obstáculos técnicos e econômicos podem ser superados se a operação for diferente da utilizada atualmente para o GLP. Para tanto, vamos propor duas estratégias para a distribuição de GN na forma de GNC:

- a) os botijões seriam entregues diretamente ao consumidor final. O caminhão depositaria um ou mais botijões em cada cliente, e recolheria os módulos vazios cujo gás já houvesse sido consumido. Esta estratégia serviria apenas para grandes consumidores como os clientes industriais, que dispusessem de equipamento adequado para o manuseio dos botijões e aquecimento do gás no momento do uso.
- b) os botijões alimentariam uma mini-rede, isolada da rede da distribuidora, que levaria o GN a um grupo restrito de consumidores. Nesta estratégia, apenas o ponto inicial da mini-rede precisaria de equipamentos especiais, e o GN poderia ser fornecido a praticamente qualquer segmento, inclusive o residencial, que possui as maiores margens.

Na primeira estratégia o preço poderia ser livremente negociado entre fornecedor e cliente. Na segunda, como o fornecimento ao consumidor final se daria através de tubulações, a CSPE poderia considerar esta atividade como sendo regulada e aplicar as tarifas reguladas normais definidas em portaria. Alternativamente, poder-se-ia pensar na criação de uma classe de preços exclusiva para clientes atendidos por GNC para compensar os custos adicionais incorridos em função da operação de GNC.

A proposta de uso do GN não visa substituir o sistema de distribuição por gasodutos, que também possui muitas virtudes, mas complementá-lo para que o processo de distribuição, como um todo, seja mais eficiente. Neste sentido, o transporte de GNC permitiria à distribuidora de GN atingir os seguintes objetivos:

- ampliar o número de regiões atendidas para incluir aquelas até as quais a construção da rede não seja, nem mesmo em longo prazo, economicamente viável. Esta estratégia visaria gerar receitas através do fornecimento de GNC.
- levar GN a regiões até as quais a construção da rede não seja viável, mas que possam se desenvolver e atingir um nível de consumo que justifique a construção de um gasoduto num momento futuro. Esta estratégia visaria promover o uso de GN em uma região para estimular a demanda e viabilizar vendas através de gasodutos;

- iniciar o fornecimento de GN a regiões que deverão ser atendidas por gasodutos no curto e médio prazo. Esta estratégia visaria antecipar o início de fornecimentos por gasodutos que já estivessem programados para ocorrer.

O primeiro e segundo objetivos permitiriam o fornecimento a regiões que “nunca” seriam atendidas pelo sistema convencional de gasodutos, atuando na questão da flexibilidade de local. A terceira estratégia possibilitaria a antecipação do início do fornecimento, impactando a flexibilidade de data de início de fornecimento.

A distribuição de GNC atuaria na especificidade dos ativos. Os botijões que armazenam o gás e os caminhões que os transportam poderiam ser utilizados para o fornecimento a diversos clientes e diversas mini-redes, desde que estes possuíssem os equipamentos necessários ao recebimento dos botijões e descompressão do gás.

A operação atuaria também na dependência e necessidade de coordenação entre os agentes da cadeia pois problemas com um caminhão não afetariam o restante da cadeia.

O GNC permitiria que a capacidade do fornecimento fosse aumentada em degraus próximos àqueles do aumento da demanda, sem que houvesse capacidades ociosas. Permitiria também o uso de recursos de terceiros, como caminhões e botijões, em caso de necessidade ou conveniência. Com isto, o planejamento de capacidades se tornaria uma tarefa bem menos complexa e com menos riscos comparada àquela do fornecimento convencional por gasodutos.

Há informações de que a venda de GNC para indústrias já foi utilizada na Argentina, Índia e EUA. No Brasil, foi recentemente permitida através da Portaria 243 (Brasil, 2000c), que prevê que qualquer empresa interessada e qualificada poderá receber autorização para operar em qualquer estado, inclusive na área da Comgás, e estabelecer livre concorrência com a distribuição de gás canalizado. Isto pode representar uma ameaça à Comgás, por exemplo, em regiões próximas ao estado do Rio de Janeiro, onde o GN nacional vendido pela Petrobras é mais barato e poderia ser trazido na forma de GNC para cidades de São Paulo próximas à fronteira.

Na operação de GNC, o GN precisa ser comprimido em equipamentos semelhantes àqueles utilizados em postos de abastecimento de GNV. Esta compressão deve ocorrer no ponto da rede de gasodutos mais próximo à área a ser atendida para minimizar a distância a ser percorrida pelos caminhões. Com isto, o local de compressão poderia ser aproveitado para a construção de um posto de serviços de GNV que utilizaria os mesmos equipamentos.

A operação seria viável apenas para algumas faixas de consumo. Consumos muito baixos não permitiriam a utilização da primeira estratégia, que entregaria os botijões diretamente nos clientes. Consumos muito elevados, por outro lado, trariam complicações operacionais em ambas as estratégias devido a um número enorme de caminhões em trânsito e cilindros sendo trocados na estação de recebimento.

#### **4.4. RECOMENDAÇÕES PARA IMPLANTAÇÃO DAS PROPOSTAS**

Para o desenvolvimento das novas modalidades de fornecimento e do GNC recomendamos atenção quanto à estratégia do desenvolvimento e ao processo de negociação.

Recomendamos estratégias diferentes para o desenvolvimento do GNC e dos contratos não firmes. O GNC foi recentemente regulado pela ANP e algumas empresas já realizam estudos preliminares. Devido ao rápido crescimento atual do setor de GN e de energia em geral, inclusive com a migração para uma estrutura de cadeia competitiva, é provável que novos agentes busquem capturar o valor desta oportunidade. Para não falar dos outros insumos energéticos, que concorrem com o GN com intensidade. Diante deste cenário de urgência, uma abordagem minuciosa e detalhada do mercado e o desenvolvimento de um plano de ação aprimorado poderiam demandar um tempo de elaboração elevado e permitir que novos agentes fossem pioneiros. Muitos autores já destacaram a vantagem do primeiro competidor a se mover. MINTZBERG *et al.* (2000) contrapõem este aspecto com a necessidade analítica das estratégias: “Quando a empresa termina a análise, os primeiros que se moveram podem estar fora de vista”. Recomendamos que seja identificado um caso piloto capaz de viabilizar a operação e que esta seja implantada. Os conhecimentos necessários (compressão de GN, logística de transporte rodoviário, etc.) são disponíveis, necessitando-se combiná-los para compor a operação de GNC. Após a implantação do caso piloto, poderá ser possível expandir e disseminar o novo negócio, com o aprendizado da primeira experiência.

Para o início da operação do caso piloto, pode ser necessário tomar medidas de precaução até que a operação confiável. Para mitigar problemas logísticos com caminhões, dentre outros, e garantir a continuidade do fornecimento em níveis semelhantes ao de gasodutos, poder-se-ia deixar vários botijões de reserva no local do cliente ou no início da mini-rede para situações de emergência. Esta redundância de

equipamentos representaria custos adicionais que podem reduzir a competitividade da operação normal, e deve ser vista com cuidado. “Em princípio, é possível alcançar qualquer nível de serviço logístico se a empresa estiver disposta a alocar os recursos necessários. No ambiente operacional atual, o fator restritivo é econômico e não tecnológico.” (BOWERSOX e CLOSS, 2001, p.23).

As novas modalidades de fornecimento requerem uma abordagem mais analítica. Antes de se desenvolver um caso piloto recomendamos a análise de cenários e de alternativas para a definição dos modelos. Questões como a isonomia entre os consumidores precisam ser levadas em conta. É preciso atenção para que as simplificações aportadas pelos novos contratos não confundam o consumidor com mais informações em lugar de simplificar o relacionamento com o fornecedor. Os novos contratos constituem novos serviços e precisam ser percebidos pelo cliente como tal. De outra forma, o cliente poderá exigir que um fornecimento firme seja realizado ao mesmo preço de um fornecimento do tipo *put* por não compreender a diferença entre as modalidades.

Quanto ao processo negocial, relembramos a necessidade de colaboração entre cliente e fornecedor para que o acordo resultante seja robusto e competitivo. A redução da assimetria de informação tem um papel importante e pode ser conseguida através da abertura de canais de comunicação que hoje são exclusivos a apenas uma das partes.

Além das técnicas de negociação usuais, chamamos atenção também para os aspectos interculturais das negociações. Vários são os agentes estrangeiros envolvidos no na cadeia de GN, a nível corporativo e individual. HALL E.T. e HALL M.R. (1995) e HOFSTEDE (1980) descrevem diferenças culturais significativas que devem ser levadas em consideração no desenvolvimento de uma negociação e de um trabalho conjunto envolvendo diversidade cultural. Dentre elas, destacamos o contexto da comunicação, a utilização do tempo na realização de tarefas (focada e seqüencialmente, ou dispersa e simultâneas), o individualismo e aversão ao risco.

#### **4.5. CONCLUSÕES DO CAPÍTULO**

A administração da oferta e demanda é a ferramenta tradicionalmente utilizada para se atuar sobre a flexibilidade do fornecimento. No entanto, os modelos de fornecimento de GN atuais não permitem que tais ferramentas sejam aproveitadas

eficazmente. Para combater os obstáculos identificados e permitir uma melhor utilização das ferramentas de gestão, foram apresentadas duas propostas.

A primeira proposta refere-se à flexibilidade de volume de fornecimento, à complexidade dos mecanismos do setor e à complexidade dos relacionamentos na cadeia. Foram apresentados novos tipos de contratos de distribuição chamados de *call*, *put*, *swap*, interruptível e *spot*. Conceitualmente, estes contratos diferenciam-se das operações do sistema financeiro com relação ao objeto: enquanto no mercado financeiro a opção é de compra e venda, nos contratos de *call* e *put* ela refere-se à opção de receber ou não o gás; ao invés de fluxos de caixa, o contrato de *swap* troca volumes de gás. Os contratos *spot* são firmes, mas de curta duração. A modalidade *put* já é regulada no Brasil, as demais existem apenas conceitualmente entre os profissionais do setor. De forma geral, permitiriam a viabilização de negócios em função da simplificação dos mecanismos de compra e venda e do relacionamento entre fornecedor e comprador, além de possibilitar maior flexibilidade de volume (mitigação do SoP). Foi proposto um modelo para classificar cada um destas modalidades quanto ao respectivo nível de risco e preço. As novas modalidades referem-se apenas à atividade de transporte, e o preço da *commodity* permanece inalterado. Uma possibilidade de implantação seria através da venda de créditos de SoP (já pagos pela distribuidora) com desconto para o consumidor equivalente ao custo financeiro do estoque de créditos. Esta venda somente seria possível na modalidade *call* ou interruptível.

Para aumentar a flexibilidade de data de início e de local de fornecimento propusemos o uso de GNC, que consiste na distribuição de GN em botijões transportados por caminhões. O fundamento da proposta é a substituição do pivô tecnológico representado pelo sistema de dutos. Os ativos deixariam de ser específicos, e tornariam a operação mais independente em relação à cadeia. Foram propostas duas estratégias de operação, uma entregando o botijão diretamente em clientes industriais e outra alimentando uma mini-rede que forneceria o GN a um grupo de clientes. Neste caso, a atividade poderia ser vista como regulada e vir a ter padrões estabelecidos pela CSPE. A proposta não visa substituir o sistema de gasodutos mas sim complementá-lo com um sistema mais flexível.

Para a implantação dos novos tipos de contrato recomendamos atenção ao processo estratégico e negocial, em particular, em relação à urgência competitiva e às características multi-culturais dos agentes envolvidos.

## 5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma descrição das principais variáveis mercadológicas do setor de gás natural bem como das principais cláusulas e conceitos que regem sua operação. Estes conceitos impõem obrigações de compra e de fornecimento, restringindo a flexibilidade do relacionamento entre cliente e fornecedor. Além do mais, os conceitos apresentados possuem certa complexidade e demandam habilidade dos integrantes da cadeia, para serem compreendidos e para a elaboração de estratégias eficientes de compra e venda.

Nesse sentido, a complexidade dos conceitos específicos do setor surge como primeiro obstáculo ao crescimento do setor, dentro dos critérios da proposta deste trabalho. Estes conceitos são refletidos nas cláusulas contratuais e, em conjunto, adicionam complexidade às negociações.

A estrutura da cadeia de fornecimento está em transformação, e o relacionamento entre seus integrantes é complexo e conflituoso, com altos custos de transação. Este relacionamento é refletido na dinâmica de negociação de vendas e de desenvolvimento de projetos. Desta forma, a complexidade do relacionamento entre os agentes da cadeia foi considerado como segundo obstáculo.

A identificação do terceiro obstáculo partiu da análise da competitividade da cadeia e da distribuidora. Concluiu-se que a falta de flexibilidade de volume de fornecimento, de prazo para o início de fornecimento e de locais passíveis de serem atendidos são fatores de competitividade ainda a serem superados e constituem um obstáculo no cenário atual.

Foram apresentadas duas propostas visando superar ou combater os obstáculos identificados. A primeira proposta refere-se à flexibilidade de volume de fornecimento, à complexidade dos mecanismos do setor e à complexidade dos relacionamentos na cadeia. Foram propostos novos tipos de contratos de distribuição chamados de *call*, *put*, *swap*, interruptível e *spot*. A modalidade *put* já é regulada no Brasil, as demais existem apenas conceitualmente entre os profissionais do setor. De forma geral, permitiriam a viabilização de negócios em função da simplificação dos mecanismos de compra e venda e do relacionamento entre fornecedor e comprador, além de possibilitar maior flexibilidade de volume (mitigação do SoP). Foi proposto um

modelo para classificar cada um destas modalidades quanto ao respectivo nível de risco e preço.

A segunda proposta refere-se à falta de flexibilidade de data de início e de local de fornecimento, e consiste na distribuição de gás em botijões transportados por caminhões. O fundamento da proposta é a substituição do pivô tecnológico representado pelo sistema de dutos. Os ativos deixariam de ser específicos, e tornariam a operação mais independente em relação à cadeia. Foram propostas duas alternativas para a estratégias da operação, que necessitaria ser diferente da utilizada pelo setor de GLP para a operação resultar viável. A proposta não visa substituir o sistema de gasodutos mas sim complementá-lo.

Ratificamos que o presente trabalho não constitui estudo de revisão bibliográfica do setor ou de algum assunto em particular. Trata-se de um estudo de caso, a partir dos fatos e bibliografia relevantes para a consecução dos objetivos.

## **5.1. RECOMENDAÇÕES**

Para a proposta de novas modalidades, recomendamos a realização de estudos quantitativos para a confirmação de sua viabilidade econômica. Estes estudos deveriam buscar identificar quais seriam os preços que viabilizariam as vendas, tanto do lado da distribuidora quanto do consumidor.

Recomendamos a análise do impacto das novas modalidades propostas sobre o mercado já existente de gás, e a avaliação das possibilidades de impacto negativo no lucro final da distribuidora.

Recomendamos a realização de um estudo qualitativo para a identificação de sazonalidades nos diversos setores e segmentos atendidos pela Comgás. As sazonalidades que forem complementares poderão facilmente compor contratos interruptíveis, complementares nas demandas. Por exemplo, uma empresa consome gás de maio a novembro, enquanto outra empresa consome gás de novembro a maio. A distribuidora de GN poderia assinar um contrato não-firme com cada uma delas, e vender um volume e uma capacidade constante de gás durante todo o ano.

Sugerimos a investigação da possibilidade de generalização dos conceitos e análises apresentadas para outras regiões e empresas que não a Comgás.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Anacleto, R. (2002). Termelétricas são consideradas uma ameaça para o mercado do gás natural. *Gás Brasil*. Acesso em 12 jul. 2002 na WWW: <http://www.gasbrasil.com.br/atualidades/news/news.asp?codigo=125>
- ANP – Agência Nacional do Petróleo (2001). *Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros*. Rio de Janeiro: ANP.
- ANP busca a competição (2001). *Brasil Energia*, 249. Acesso em 20 ago. 2002 na WWW: <http://www.brasilenergia.com.br/energia/oldbe/ago2001/36.asp>
- Beting, J. (2001, setembro 29). Na mancha de óleo. *O Estado de S. Paulo*. Acesso 01 ago. 2002 na WWW: <http://www.estado.estadao.com.br/colunistas/joelmir/2001/09/joelmir010929.html>
- Bolívia, Sirese (1996). Decreto Supremo 24398. *Aprueba reglamentos de la ley de hidrocarburos: reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos*. 31 out.
- Bolwijn, P.T. & Kumpe, T. (1990). *Manufacturing in the 1990's - productivity, flexibility and innovation*. Long Range Planning, vol.23, n.4.
- Bowersox, D.J. & Closs, D.J. (2001). *Logística empresarial: o processo de integração da cadeia de suprimento*. São Paulo: Editora Atlas.
- Brasil, Congresso Nacional (1997). Lei 9478. *Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo*, 06 ago.
- Brasil, Agência Nacional do Petróleo (2000a). Portaria 128. *Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 3/2001 que estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado no País*, 28 ago.
- Brasil, Ministério das Minas e Energia (2000b). Decreto 3371. *Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade, e dá outras providências*, 24 fev.
- Brasil, Agência Nacional do Petróleo (2000c). Portaria 243. *Regulamenta as atividades de distribuição e comercialização de gás natural comprimido (GNC) a granel e a construção, ampliação e operação de Unidades de Compressão e Distribuição de GNC*, 18 out.
- Brasil, Congresso Nacional (2001a). Lei 10192. *Dispõe sobre medidas complementares ao Plano Real e dá outras providências*, 14 fev.
- Brasil, Ministério das Minas e Energia e Ministério da Fazenda (2001b). Portaria interministerial 176. *Fixa o preço base máximo, em reais por MMBTU, para suprimento do gás natural, destinado à produção de energia elétrica pelas usinas*

*integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, que entrem em operação até 30.06.2003, segundo fórmula a ser aplicada, 01 jun.*

Chase, R.B.; Aquilano, N.J.; Jacobs, F.R. (1998). *Production and operation management: manufacturing and services*. USA: McGraw-Hill.

Comgás – Companhia de Gás de São Paulo (2002). Acesso em 25 ago.2002 na WWW: <http://www.comgas.com.br/pt/empresa/concessao.asp>

Corrêa, H.L. (2001). Apostila: *Estratégia, Operações 1*. Curso MBA da FGV.

Corrêa, H.L.; Giancesi, I.G.N.; Caon, M. (1999). *Planejamento, programação e controle da produção: MRPII/ERP: conceitos, usos e implantação* (2ª ed.). São Paulo: Atlas.

Crowe, T.J. & Nuño, J.P. (1991). *Deciding manufacturing priorities: flexibility, cost, quality and service*, v.24, n.6. EUA: Long Range Planning.

CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia (2000). *Pesquisa de satisfação cliente residencial e industrial da Comgás 1999/2000*. Acesso em 10 ago.2002 na WWW: <http://www.cspe.sp.gov.br>.

CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia (2002). Acesso em 10 ago.2002 na WWW: <http://www.cspe.sp.gov.br>.

Dornier, P.P. et al (2000). *Logística e operações globais: textos e casos*. São Paulo: Atlas.

Eletrobrás (2001). *Plano decenal de expansão 2000-2009*. Rio de Janeiro: Eletrobrás.

Faveret, J.R. (2001). *Aspectos regulatórios nos contratos de venda de gás para termelétricas*. CD-ROM Energy Summit 2001, Rio de Janeiro.

Finnerty, J.D. (1999). *Project finance: engenharia financeira baseada em ativos*. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora.

Fitzsimmons, J.A. e Fitzsimmons, J.M. (2000). *Administração de serviços: operação, estratégia e tecnologia de informação* (2ª ed.). Porto Alegre: Bookman.

Gerusa, M. & Teixeira, A. (2002, set. 25). Investidores ainda duvidam do sucesso imediato do PPT. *Economy News*. São Paulo: Agência Estado.

Giancesi, I.G.N. & Corrêa, H.L. (1994). *Administração estratégica de serviços: operações para a satisfação do cliente* (1ª ed). São Paulo: Atlas.

Gohn, A. (2001). Contratos interruptíveis de gás natural. *Documentação do Seminário Contratos de Energia e Gás*, organizado pelo IIR, São Paulo, p. 13.9.

Hall, E.T. & Hall, M.R. (1995). *Understanding Cultural Differences*. Yarmouth: Intercultural Press.

- Hitt, M.A.; Ireland, R.D.; Hoskisson, R.E. (2001). *Strategic management: competitiveness and globalization* (4<sup>a</sup> ed.). EUA: South-Western College Publishing.
- Hochstetler, R.L. (1998). *A reforma do setor elétrico no Brasil: as perspectivas de introdução de competição no segmento de geração*. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Hofstede, G. (1980). *Culture's consequences: International differences in work-related values*. Newbury Park, CA: Sage.
- Ieno, G.O. (1999). *O gás natural como fator de integração do mercosul*. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Lambin, J.J. (2000). *Market-driven management: strategic and operational marketing*. London: MacMillan Press.
- Lorenzi, S. (2001, set. 24). Regras facilitarão acesso ao gás. *Gazeta Mercantil*, p.A6.
- Melloni, E. (2002, abril 9). *Impasses colocam programa de gás natural em xeque*. O Estado de S.Paulo.
- Milgrom, P.R. & Roberts, J. (1992). *Economics, organization and management*. New Jersey: Prentice-Hall.
- Mintzberg, H.; Ahlstrand, B.; Lampel, J. (2000). *Safári de estratégia: um roteiro pela selva do planejamento estratégico*. Porto Alegre: Bookman.
- MME reduz projeções sobre termelétricas (2002 jul. 26). *Gazeta Mercantil*.
- Moreira, T. (2002, junho 21). *Petrobras reduz queima de gás em Campos*. Valor Econômico.
- Nunes, F. (2002, 10 julho). ANP prepara propostas de lei para o gás natural. *Gazeta Mercantil*, p. A6.
- Pamplona, N. (2001, out. 11). ANP avalia transporte de gás natural. *Gazeta Mercantil*, p.A9.
- Paula, E. (1997). *Um modelo de integração energética para a América Latina*. São Paulo: Gráfica e Editora Bartira.
- Petrobras (2002a). Acesso em 20/08/2002 na WWW: <http://www.gasenergia.com.br/portal/port/areanegocios/gasdistribuicao.jsp#mapa>
- Petrobras (2002b). Acesso em 20/08/2002 na WWW: <http://www.gasenergia.com.br/portal/port/areanegocios/comgas.jsp>

- Petrobras (2002c). Acesso em 20/08/2002 na WWW: [http://www2.petrobras.com.br/portal/frame.asp?pagina=/companhia/portugues/perfil/grupo/transpetro/bra\\_transpetro.htm](http://www2.petrobras.com.br/portal/frame.asp?pagina=/companhia/portugues/perfil/grupo/transpetro/bra_transpetro.htm)
- Poulallion, P. (1986). *Manual do Gás Natural*. Editado pelo Conselho para Assuntos de Energia – COASE – da Confederação Nacional da Indústria (CNI).
- Poulallion, P. (1986) & Carvalho, J.G. (1996). *A oferta de energia: elementos para decisão da indústria*. Rio de Janeiro: CNI, COINFRA.
- Peebles, M.W.H. (1992). *Natural Gas Fundamentals*. Bath, England: Bath Press.
- Poirier, C.C. & Reiter, S. (1997). *Otimizando sua rede de negócios: como desenvolver uma poderosa rede entre fornecedores, fabricantes, distribuidores e varejistas*. São Paulo: Editora Futura.
- Revolução na Petrobras dá mais gás a subsidiárias (2001). *Relatório Reservado*, 1771, 22 nov. Rio de Janeiro: Margem.
- Sirese – Superintendencia de Hidrocarburos (2002). Acesso em 22 ago.2002 na WWW: <http://www.superhid.gov.bo/presentacion.html>
- Strenger, I. (1998). *Contratos internacionais do comércio* (3ª ed.). São Paulo: Editora LTR.
- São Paulo (Estado), Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE (1999). *Contrato de concessão nº CSPE/001/99 para exploração de serviços públicos de distribuição de gás canalizado*, 31 maio.
- São Paulo (Estado), Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE (2002a). Portaria CSPE 180. *Dispõe sobre o reajuste dos valores das Margens de Distribuição e sobre o repasse das variações dos preços do Gás e do Transporte às tarifas tetos praticadas pela Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS em sua área de concessão*, 21 junho.
- São Paulo (Estado), Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE (2002b). Portaria CSPE 182. *Dispõe sobre as condições de fornecimento de gás canalizado ao Segmento Interruptível*, 21 junho.
- Stickney, C.P. & Weil, R.L. (2000). *Financial accounting: an introduction to concepts, methods and uses* (9<sup>th</sup> ed.). Orlando: Harcourt College Publishers.
- TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil. (2002). Acesso em 20 ago. 2002, na WWW: <http://www.tbg.com.br>
- Telles, L.H.E. (1997). *Impactos da conversão de indústrias ao gás natural na região metropolitana de São Paulo*. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo.

Victor, W.G. (2002, abril 5). O risco do “acesão” no mercado de gás natural. *Gazeta Mercantil*, p. A3.

## **7. ANEXOS**

ANEXO 1 – Modelo de Contrato de Adesão para Consumidor de até 50.000 m<sup>3</sup> por Mês

ANEXO 2 – Cláusulas de Contrato de Compra e Venda de GN para uma Termelétrica

ANEXO 3 – Tarifas Máximas de Venda de Gás Natural para a área da Comgás

ANEXO 4 – Análise da Indexação Cambial do Preço do Gás Natural

ANEXO 5 – Mapa da rede de distribuição da área da Comgás

## ANEXO 1 – MODELO DE CONTRATO DE ADESÃO PARA CONSUMIDOR DE ATÉ 50.000 M<sup>3</sup> POR MÊS

### CONTRATO DE ADESÃO PARA FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

Este instrumento contratual está vinculado às normas e regulamentos aprovados pela **COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA CSPE**, em especial pelas Condições Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado no Estado de São Paulo, estabelecidas pela Portaria CSPE no. 160, de 20/12/2001, aceitos de forma integral pelo usuário responsável pela unidade usuária, conforme definido abaixo.

#### 1. DEFINIÇÕES

Para os fins e efeitos desse Contrato são adotadas as seguintes definições técnicas mais usuais:

- 1.1. **Contrato de Adesão:** instrumento cujas cláusulas estão vinculadas às normas e regulamentos aprovados pela Comissão de Serviços Públicos de Energia CSPE.
- 1.2. **Comgás:** Concessionária de serviço público de distribuição de gás canalizado na área leste, integrada pelas atuais regiões administrativas da grande São Paulo, São José dos Campos, Santos e Campinas, compreendendo atualmente 177 municípios.
- 1.3. **Fatura de Gás:** Nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de **gás canalizado**, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.
- 1.4. **Gás ou gás canalizado:** observado os termos do Decreto Estadual nº 43.889, de 10 de março de 1999, hidrocarboneto com predominância de metano ou ainda qualquer energético, em estado gasoso, fornecido na forma canalizada através de sistema de distribuição.
- 1.5. **Pedido de fornecimento:** ato voluntário do interessado, que solicita ser atendido pela **Comgás** no que tange à prestação do serviço público de distribuição de **gás canalizado**, vinculando-se às condições regulamentares dos respectivos contratos.
- 1.6. **Ponto de Entrega:** local de entrega de gás, caracterizado como o limite de responsabilidade do fornecimento.
- 1.7. **Religação:** procedimento efetuado pela **Comgás** com o objetivo de restabelecer o fornecimento à **Unidade Usuária**.
- 1.8. **Tarifa:** preço da unidade de **Gás** consumido, fixada em Reais por metro cúbico (R\$/m<sup>3</sup>).
- 1.9. **Unidade usuária:** imóvel onde se dá o recebimento do **Gás** em um só **Ponto de Entrega**, com medição individualizada e correspondente a um único **Usuário**.
- 1.10. **Usuário:** pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicitar a concessionária o fornecimento de gás natural e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da CSPE, assim vinculando-se ao contrato de adesão.

#### 2. OBJETO

Formalizar a relação contratual entre a **Comgás** e o **Usuário** com vistas à prestação e utilização do serviço público de distribuição de **gás canalizado**,

destinada a **Unidades Usuárias** com volume previsto inferior a 50.000 m<sup>3</sup>/mês, de acordo com as Condições Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado e demais regulamentos, bem como suas alterações posteriores.

### 3. CONDIÇÕES BÁSICAS DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

#### 3.1. Condições básicas

- 3.1.1. A Comgás poderá condicionar à quitação, ligação, religação, aumento do volume ou contratação de fornecimentos especiais, solicitados pelo cliente que tenha quaisquer débitos, de sua responsabilidade, no mesmo ou em outro local de sua área de Concessão.

#### 3.2. Principais obrigações da Comgás no atendimento ao Usuário:

- 3.2.1. Disponibilizar ao **Usuário** um serviço que satisfaça as condições de regularidade, generalidade, continuidade, qualidade, eficiência, segurança, atualidade, modicidade das tarifas, cortesia na prestação do serviço e de informações, .
- 3.2.2. Desenvolver, em caráter permanente e de maneira adequada, campanhas com vistas a informar ao **Usuário** sobre os cuidados especiais que o **Gás** requer na sua utilização, divulgar seus direitos e deveres, bem como outras orientações por determinação do órgão regulador.
- 3.2.3. Proceder à entrega das faturas, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias da data do vencimento, e informar ao **Usuário**, por escrito, com antecedência mínima de 10 (dez) dias, nos casos de suspensão de fornecimento por falta de pagamento.
- 3.2.4. Aplicar ao faturamento mensal, quando pertinente, os valores mínimos faturáveis referentes ao custo de disponibilidade do sistema de **Gás da Concessionária**.
- 3.2.5. Comunicar ao **Usuário** , com antecedência mínima de 10 (dez) dias, da necessidade de remanejamento de rota ou reprogramação do calendário de leitura do medidor, de apresentação e vencimento das faturas
- 3.2.6. Responder ao **Usuário**, no prazo máximo de 10 (dez) dias, sobre as providências adotadas quanto as suas solicitações ou reclamações.
- 3.2.7. Restabelecer o fornecimento, sem ônus para o **Usuário**, no prazo máximo de até 4 (quatro) horas, caso constatado que a suspensão foi indevida.
- 3.2.8. Em caso de inadimplemento ou, qualquer outro fato de der causa à interrupção do fornecimento advinda por culpa do **Usuário**, a **religação** poderá ser procedida em até 48 (quarenta e oito) horas, conforme legislação em vigor, sendo que os custos de religação neste caso serão de estrita responsabilidade do **Usuário**.
- 3.2.9. Disponibilizar pelo menos 6 (seis) datas de vencimento da fatura, com diferença mínima de 05 (cinco) dias entre uma data e outra, podendo o usuário optar pela que lhe convier.
- 3.2.10. Deverá, quando for solicitado pelo **Usuário**, emitir segunda via da fatura, que deverá obrigatoriamente vir expressa sob o título de "SEGUNDA VIA" .Concomitantemente, deverá a Comgás, informar ao **Usuário** sobre o custo da mencionada operação, quando cobrável, no momento da sua solicitação, sendo, conforme legislação aplicável,

estimado o prazo de até 03 (três) dias úteis para a emissão da fatura solicitada.

### 3.3. Principais obrigações do Usuário perante a Comgás:

- 3.3.1. Efetuar tempestivamente o pagamento referente aos serviços recebidos pela **Comgás**, respondendo pelos débitos assumidos durante a vigência deste contrato, inclusive os referentes aos juros legais que serão de 0,033% (trinta e três milésimos por cento) ao dia e multa moratória de 2% (dois por cento) sobre o valor da dívida acrescida dos juros. Atraso superior a 30 (trinta) dias ou superior a 60 (sessenta) dias, quando se tratar de **Usuário** do segmento residencial, no pagamento de qualquer conta, dará à **Comgás** o direito de suspender o fornecimento do **gás**.
- 3.3.2. Observar no projeto, construção e manutenção das instalações internas da **unidade usuária** as disposições das Normas Brasileiras de segurança, ficando isenta a **Comgás** de quaisquer responsabilidades, inclusive ressarcimento de danos, em caso de descumprimento dessa obrigação pelo **usuário**. A não observação desse dispositivo, inclusive com relação aos equipamentos instalados na **unidade usuária** antes do pedido de fornecimento de **gás canalizado**, implicará na interrupção do fornecimento do mesmo, sendo que a religação ficará adstrita à regularização dos equipamentos por parte do **Usuário**, conforme legislação pertinente.
- 3.3.3. Manter sob sua guarda, na condição de depositário a título gratuito, os equipamentos de medição, bem como zelar pela integridade dos lacres instalados pela **Comgás**.
- 3.3.4. Informar corretamente a atividade exercida na **Unidade Usuária**, bem como suas eventuais alterações. Quaisquer alterações das condições de fornecimento devem ser previamente submetidas à apreciação da **Comgás**, observadas as disposições legais pertinentes.
- 3.3.5. Garantir aos empregados e prepostos da **Comgás**, devidamente identificados, livre acesso aos equipamentos de medição.
- 3.3.6. Responsabilizar-se por danos causados a outros usuários ou aos equipamentos de propriedade da **Comgás**, decorrentes de aumento ou alteração das características do fornecimento contratado, ou, ainda, qualquer outra ação irregular praticada à revelia da **Comgás**.
- 3.3.7. Informar seus dados cadastrais e suas alterações, especialmente em casos de locação ou transferência de propriedade a qualquer título como também responsabilizar-se-á pela veracidade dos mesmos.
- 3.3.8. Informar à **Comgás** quando se retirar definitivamente da **Unidade Usuária**, solicitando a alteração da titularidade de ligação ou o desligamento das instalações do sistema de distribuição de **gás**, sob pena de continuar respondendo pela utilização dos serviços.
- 3.3.9. Não utilizar ou armazenar Gás Liquefeito de Petróleo GLP nas dependências do estabelecimento durante a vigência do contrato, sob as penas aplicáveis pela legislação pertinente.

## 4. VIGÊNCIA

- 4.1. O Contrato de adesão entra em vigor a partir da data do pedido de fornecimento efetivado pelo **Usuário** e será mantido por prazo indeterminado.
- 4.2. Eventuais alterações de legislação vigente serão incorporadas automaticamente a este Contrato, ficando revogadas quaisquer cláusulas em contrário

## 5. TARIFAS E SERVIÇOS

As tarifas aplicáveis, bem como outros serviços cobráveis, deverão estar em conformidade com as portarias expedidas pelo órgão regulador.

## 6. RESCISÃO

6.1. Este Contrato poderá ser rescindido nas seguintes situações:

6.1.1. A qualquer tempo: formulado o pedido de desligamento da **Unidade Usuária**, e efetivado o pagamento dos débitos existentes e observado o cumprimento das demais obrigações regulamentares.

6.1.2. Por ação da **Comgás**: em decorrência do descumprimento das obrigações contratuais ou regulamentares pelo **Usuário** ou quando houver pedido de fornecimento formulado por novo interessado referente à mesma **Unidade Usuária**.

## 7. PENALIDADES

Pelo descumprimento das obrigações assumidas neste Contrato as partes sujeitam-se às penalidades estabelecidas pela Comissão de Serviço Público de Energia CSPE.

## 8. EXECUÇÃO

O **Usuário** reconhece como título executivo extrajudicial, na forma dos arts. 583 e 585, II, do Código de Processo Civil, os documentos de faturas mensais emitidas pela **Comgás**, que decorram da prestação do serviço público de gás canalizado objeto deste Contrato.

## 9. COMPETÊNCIA

Compete à CSPE dirimir no âmbito administrativo as questões e divergências oriundas deste Contrato.

## **ANEXO 2 – EXEMPLO DE CLÁUSULAS COMUNS EM CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE GN PARA UMA TERMELÉTRICA**

DEFINIÇÕES E INTERPRETAÇÃO DE TERMOS

OBJETO

RESPONSABILIDADES DAS PARTES: do Consumidor, da Distribuidora

FASE DE COMISSIONAMENTO: Aspectos Gerais, Termos e Prazos, Fases de Cada Período, Falha de Fornecimento no Período, Outras Particularidades do Período, Programação de Retirada de Gás, Compromissos da Distribuidora, Compromissos do Consumidor

FASE DE TESTES: *idem*.

QUANTIDADE DIÁRIA CONTRATUAL

QUALIDADE

PONTO DE ENTREGA E TRANSFERÊNCIA DE PROPRIEDADE

CONDIÇÕES DE ENTREGA DO GÁS

PROGRAMAÇÃO DE RETIRADA DE GÁS: Quantidades, Prazos, Períodos de Manutenção

PREÇO: Commodity, Transporte, Margem de Distribuição, Reajustes

COMPROMISSOS DE RECEBIMENTO DE GÁS (TAKE OR PAY): Medição e Pagamento

COMPROMISSO DE TRANSPORTE DE GÁS (*SHIP OR PAY*): *idem*

RECUPERAÇÃO DE TOP E SOP

PENALIDADES: por Retirada Maior que a Programada, por Retirada Menor que a Programada, por danos às Instalações, Outras Penalidades

PRIORIDADE DE AQUISIÇÃO

RESTRIÇÕES AO USO DO GÁS

FATURAMENTO, FORMA E GARANTIA DE PAGAMENTO: Valores a Faturar, Periodicidade dos Faturamentos e outras Cobranças, Apresentação Notas Fiscais e Documentos de Cobrança, Datas de Vencimento, Compensação de Multas Imputadas pelo Consumidor à Distribuidora, Impostos, Encargos Moratórios, Incorreção em documento de Cobrança, Cobranças Objeto de Controvérsia

GARANTIAS: de Pagamento, aos Agentes Financiadores, de Início de Fornecimento

MEDIÇÃO

VIGÊNCIA E PRORROGAÇÃO

EFEITO VINCULATIVO E CONDIÇÕES SUSPENSIVAS: Para o Consumidor,  
CASO FORTUITO OU FORÇA MAIOR: Conceito Genérico, Efeitos no Contrato,  
Obrigações não Excluídas, Procedimentos, Abrangência, Eventos Excluídos,  
Eventos Incluídos

CESSÃO DE DIREITOS E OBRIGAÇÕES

REVISÃO DAS CLÁUSULAS CONTRATUAIS

NOVAÇÃO

INADIMPLEMENTO E RESCISÃO: Inadimplemento do Consumidor, da  
Distribuidora, Rescisão por Inadimplemento do Consumidor, da Distribuidora,  
Outras Hipóteses de Resolução, Inadimplemento em Outros Contratos,  
Indenizações

NOTIFICAÇÕES

TOLERÂNCIA E SOBREVIDA

SOLUÇÃO DE CONTROVÉRSIAS: Arbitragem, Arbitragem TriPartite, Peritagem,  
Nomeação do Perito, Peritagem TriPartite, Qualificações do Perito, Sigilo,  
Obrigações e Prerrogativas do Perito, Obrigações e Direitos das Partes, Outras  
Disposições

FORO

MODIFICAÇÕES

DISPOSIÇÕES DIVERSAS

ANEXOS

CONCORDÂNCIA DAS PARTES

ANEXO 3 – Tarifas Máximas de Venda de Gás Natural para a área da Comgás  
(conforme Portaria CSPE 180 de 11/06/2002)

TARIFAS DE GÁS NATURAL CANALIZADO

SEGMENTOS	CLASSES	VOLUMES MENSAIS	TERMO	
			FIXO - F em R\$	VARIÁVEL -V em R\$/m³
RESIDENCIAL, COMERCIAL E INDUSTRIAL	1	Até 5 m³	9,12	0
	2	6 a 50 m³	0,93	1,724058
	3	51 a 130 m³	14,75	1,451927
	4	131 a 1.000 m³	69,39	1,035190
	5	1.001 a 5.000 m³	128,05	0,976359
	6	5.001 a 50.000 m³	1.955,32	0,610956
	7	50.001 a 300.000 m³	10.307,50	0,443907
	8	300.001 a 500.000 m³	25.747,35	0,392444
	9	500.001 a 1.000.000 m³	26.467,72	0,391003
	10	Acima de 1.000.000 m³	28.501,86	0,388969
GÁS NATURAL VEICULAR	GNV		0,00	0,241576

SEGMENTOS COGERAÇÃO E TERMOELÉTRICAS  
VALOR DA MARGEM R\$/m³

		VALOR DA MARGEM R\$/m³	
CLASSE S	VOLUMES MENSAIS (m³)	GERAÇÃO OU COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA AO CONSUMO PRÓPRIO OU À VENDA A CONSUMIDOR FINAL	GERAÇÃO OU COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA À REVENDA A DISTRIBUIDOR
1	500.001 a 2.000.000	0,0457084	0,0454550
2	2.000.001 a 4.000.000	0,0406297	0,0404045
3	4.000.001 a 7.000.000	0,0355510	0,0353539
4	7.000.001 a 10.000.000	0,0304722	0,0303034
5	10.000.001 a 20.000.000	0,0253936	0,0252528
6	Acima de 20.000.000	0,0101574	0,0101011

SEGMENTO PEQUENA COGERAÇÃO

		VALOR DA MARGEM R\$/m³	
CLASSE S	VOLUMES MENSAIS (m³)	GERAÇÃO OU COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA AO CONSUMO PRÓPRIO OU À VENDA A CONSUMIDOR FINAL	GERAÇÃO OU COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA À REVENDA A DISTRIBUIDOR
1	0 a 100.000	0,119812	0,1191931
2	100.001 a 499.999	0,065352	0,0650144

Para se chegar ao preço de venda para as termelétricas, cogerações e pequenas cogerações, é necessário adicionar o custo do gás às margens indicadas. Para mais detalhes sobre as tarifas e margens da Comgás, vide a Portaria CSPE 180.

## ANEXO 4 – ANÁLISE DA INDEXAÇÃO CAMBIAL DO PREÇO DO GÁS NATURAL

Como regra geral, vale a proibição da indexação à moeda estrangeira (BRASIL, 2001a). No entanto, os preços do gás natural importado têm sido negociados indexados ao dólar, inclusive por indicação do próprio Ministério das Minas e Energia.

FAVERET (2001) levanta algumas questões. A primeira que surge é: os preços regulados estão excluídos da proibição? A Lei do Petróleo (BRASIL, 1997) delega o poder de fixar o critério de revisão aos Ministros da Fazenda e das Minas e Energia. Como uma lei especial não é revogável por lei geral, a indexação poderia ser aprovada. Porém, a Medida Provisória 2149 lançou dúvida sobre este entendimento pois, a rigor, ela não seria necessária.

Uma alternativa para justificar a indexação poderia ser o uso de um gatilho cambial, mas levanta uma outra dúvida: o gatilho cambial não se confunde com indexação?

Uma outra alternativa seria através do conceito de “custo de produção” permitido por lei. Mas o custo de uma comercializadora de bem importado (sem industrialização) pode ser considerado como tal? O custo do financiamento em moeda estrangeira pode ser considerado custo de produção? O custo de um serviço pode ser considerado custo de produção?

Adicionalmente, a indexação ao câmbio resultaria em reajustes com periodicidade inferior a um ano, também proibidos por lei (BRASIL, 2001a).

A Portaria 176 (BRASIL, 2001b) propõe um mecanismo que permite que o preço do GN para termelétricas permaneça fixo em reais por um ano. Este mecanismo absorve oscilações do câmbio durante o ano, reduzindo significativamente o risco de oscilações no custo da matéria prima das termelétricas (o GN), mas a indexação permanece. Além do mais, o que acontece se não houver opção pelo mecanismo de compensação? O que acontece após os 12 anos durante os quais a Portaria 176 prevê a aplicabilidade da compensação, sendo que os contratos de venda de gás para as termelétricas estão sendo negociados com a duração de 20 anos? E os demais segmentos, por que não foram contemplados com este benefício?

Desde meados de 2001 a ANP cogita desindexar o preço do GN ao dólar (ANP..., 2001). O índice para a correção seria o IGP-M, baseado no pressuposto de que o índice já é aplicado na correção da energia elétrica. Com isso, a correção do preço do

GN passaria de trimestral para anual, mitigando as incertezas e compatibilizando os reajustes dos setores de gás e energia elétrica. BETING (2001) mostrou-se cético quanto à vontade do governo em aplicar tais medidas. Recentemente (DORIA, 2002) o governo voltou a cogitar o assunto, desta vez com novos motivos: o governo aprovou subsídio no valor de R\$ 500 milhões para o GN boliviano a ser fornecido para termelétricas, mas, com o preço do GN cotado em dólares, o valor do subsídio poderá ser insuficiente. Adicionamos que a desindexação ao dólar poderia violar alguns contratos privados já em vigor, o que poderia ter o efeito contrário ao desejado e afastar o investidor privado, principalmente o estrangeiro.

