

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

FORMAÇÃO DO PREÇO E A COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO BRASIL

FERNANDO LUIZ RUSCHEL MONTERA

Matrícula nº: 108084431

ORIENTADOR: EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA

MARÇO 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

FORMAÇÃO DO PREÇO E A COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO BRASIL

FERNANDO LUIZ RUSCHEL MONTERA

Matrícula nº: 108084431

ORIENTADOR: EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA

MARÇO 2014

As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade do autor

Agradecimentos

Gostaria de agradecer, inicialmente, ao meu orientador, Edmar Almeida, pela sua paciência e entendimento aos problemas que passei no desenvolver desta monografia. Devo também um agradecimento aos professores do Grupo de Economia da Energia da UFRJ que me fizeram encontrar uma área de interesse dentro do IE

Não posso esquecer-me da Sylvie D'apote, que acreditou no meu potencial e me contratou para o primeiro e único estágio na empresa Gas Energy onde agora trabalho como analista. Empresa essa que também devo agradecer pela disposição a manter como estagiário por um período incomum. Ainda dentro da Gas Energy, devo um agradecimento especial para os meus colegas de trabalho Renata Haagen e Luiz Ehlers, que sempre me apoiaram e acreditaram no meu potencial, não só no local de trabalho, mas como pessoa também.

Por último não posso esquecer meus familiares. Minha tia, Maria Carmen Montera, que sempre preocupada com o meu futuro, nunca me deixa esquecer aonde quero chegar. Minha namorada, esposa e melhor amiga, Paula Nagy, que morria de ciúmes da minha monografia, mas que me considera um gênio. E por fim e mais importante, minha mãe, Denise Ruschel, que “babona” como só ela é, nunca deixou de pagar pelos meus livros de faculdade mesmo sabendo que não havia necessidade.

RESUMO

Dada a crescente importância do gás natural na matriz energética brasileira discussões sobre a competitividade do gás natural vem ganhando cada vez mais espaço na pauta de desenvolvimento do país. Alinhado a esta realidade, em 2013, dentre as três rodadas de licitação de blocos exploratório ocorreu a 12ª Rodada, a qual teve como foco a licitação de blocos com maior potencial de produção de gás natural não associado. Deste modo, objetivo principal desta monografia é distinguir os determinantes da competitividade em preço do gás natural no Brasil. O estudo tem como base a formação de preço corrente no Brasil, a qual se dá através da metodologia de *cost-plus*, e os dados divulgados pelas distribuidoras de gás natural sobre o custo do gás no *city gate* e suas margem de distribuição. Por fim, a partir da consolidação destes dados e junto com a equivalência energética entre os combustíveis competidores do gás natural a análise da competitividade em preço explicita que não só o poder de mercado da Petrobras influencia no preço final do gás natural, como também a parcela referente a remuneração da atividade de distribuição.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	6
1. O GÁS NATURAL: CADEIA PRODUTIVA E MERCADO.....	8
1.1. USOS DO GÁS NATURAL EM SUA CADEIA PRODUTIVA	9
1.2. SEGMENTOS DE CONSUMO DO GÁS NATURAL	10
1.3. BENEFÍCIOS DO USO DO GÁS NATURAL	11
2. A PRECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL	14
2.1. MÉTODOS DE PRECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL	14
2.2. HISTÓRICO DA PRECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL.....	16
3. O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL	21
3.1. A OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	22
3.2. A DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	25
4. ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE.....	27
4.1. COMPETITIVIDADE NACIONAL - ENTRE OS ESTADOS	28
4.2. COMPETITIVIDADE NACIONAL – DENTRO DOS ESTADOS.....	30
4.2.1 Segmento Industrial	30
4.2.2 Segmento Residencial	31
4.2.3 Segmento Comercial	32
4.2.4 Segmento Automotivo	33
5. CONCLUSÃO	35
6. ANEXO	37
7. BIBLIOGRAFIA	51

INTRODUÇÃO

Formado basicamente por metano, o combustível chamado gás natural vem ganhando espaço nas discussões relacionadas ao desenvolvimento econômico brasileiro. Este combustível se torna importante dado que a sua utilização pode substituir praticamente todos os outros energéticos, quase sempre com vantagens ambientais.

No Brasil o gás natural vem assumindo um papel cada vez mais importante na matriz energética. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2013, publicado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), a participação deste combustível passou de 8,9% para 9,9% da matriz energética nacional entre 2000 e 2012. Dada esta crescente importância do gás natural na matriz, a competitividade do gás natural vem se tornando uma questão cada vez mais relevante no Brasil.

Frente ao fato do gás natural ser um substituto potencial para outros combustíveis a formação do preço do mesmo deve estar alinhada com o preço de seus competidores. Este estudo mostrará que, atualmente, o preço do gás natural no Brasil é formado a partir do somatório das tarifas de remuneração de cada uma das etapas das cadeias produtivas, conhecido como método de *cost-plus*. Tal método pode configurar uma barreira à expansão do consumo gás natural, ao passo que não leva em consideração o preço dos outros energéticos.

Tendo em vista a importância do gás natural para a competitividade industrial no Brasil, a Gerência de Competitividade Industrial e Investimentos e a Diretoria de Desenvolvimento Econômico e Associativo da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro elaborou um estudo sobre a competitividade do gás natural (Firjan, 2013). Este visou uma análise comparativa da competitividade do gás natural para as indústrias entre o Brasil e o Estados Unidos. Este estudo colocou em evidência a falta de competitividade do gás natural no Brasil.

Por sua vez a competitividade do gás natural depende de algumas variáveis: expansão da produção, desenvolvimento da infraestrutura de transporte, da distribuição e o preço final para o consumidor. Contudo dado o púbere mercado de gás brasileiro (o qual está presente em sua maioria na costa) o desenvolvimento dos três primeiros itens, além de estar relacionado a um cenário de preço favorável, necessitaria de políticas públicas de incentivo e estruturação.

Desse modo, o objetivo principal desta monografia é distinguir os determinantes da competitividade em preço do gás natural no Brasil. O estudo se encontra dividido em 4 capítulos. O primeiro capítulo abordará uma análise sobre a cadeia produtiva e o mercado de gás natural, pois antes de tudo se faz importante entender a sua trajetória da extração até o consumo e quais os benefícios que a utilização deste energético traz em relação aos seus substitutos. A apresentação dos benefícios se encontra mais concisa pelo fato de que esta análise não é crucial para o estudo, contudo é sabida a sua relevância na atual conjuntura, principalmente pelos movimentos ambientais.

Dado o objetivo deste estudo, o segundo capítulo tem como tema um assunto essencial e indispensável: a precificação do gás natural. É com base no conhecimento de como o gás natural pode ser e é precificado no Brasil que o quarto capítulo se desenvolve, o qual tratará especificamente da análise da competitividade do gás natural frente outros combustíveis.

No terceiro capítulo, para um maior aprofundamento de como o mercado de gás natural se configura no Brasil, será apresentado o histórico do mercado de gás natural no Brasil, discursando sobre a oferta e demanda de gás natural, ressaltando a importância da Petrobras no mercado.

Por fim e como dito anteriormente, o quarto capítulo apresentará a análise da competitividade do gás natural em quatro estados e quatro segmentos¹ frente a outras fontes de energia: o óleo combustível e o GLP (essenciais para o segmentos industrial), energia elétrica (presente na análise do segmento residencial e comercial), gasolina e o etanol (na competitividade do segmento automotivo). Cabe aqui ressaltar que este estudo não contemplará a competitividade do gás natural para a geração de energia elétrica em usinas termelétricas, dado que este segmento envolve discussões sobre o setor elétrico brasileiro, podendo uma monografia ser dedicada exclusivamente para este segmento.

¹ O estudo será feito sobre os estados de São Paulo, Minas Gerais, Bahia e Paraná para os segmentos industrial, residencial, comercial e automotivo.

1. O GÁS NATURAL: CADEIA PRODUTIVA E MERCADO

O gás natural é um combustível fóssil composto basicamente por uma molécula de carbono ligado a quatro de hidrogênio, o hidrocarboneto conhecido como metano. Segundo Abreu (1999), a sua origem se dá do mesmo modo que o petróleo, ou seja, através da decomposição de matéria orgânica de forma anaeróbica, a qual por movimentos da crosta terrestre acabou sendo soterrada a grandes profundidades, formando diferentes tipos de reservatórios de gás natural.

No caso de reservatórios que apresentam predominantemente petróleo, o gás natural é chamado de gás natural associado, quando o gás se encontra predominante dizemos gás natural não-associado. Além da classificação referente à predominância ou não de gás natural, também podemos classificá-lo de acordo com a formação geológica na qual ele foi armazenado. A atual metodologia considera:

“Os recursos de gás convencionais referem-se às acumulações de gás em rochas reservatórios, de elevada porosidade e permeabilidade com a presença de ‘armadilhas’ estruturais e estratigráficas. Em contraponto, os recursos não convencionais são aqueles cuja formação dos reservatórios independe de armadilhas estruturais ou estratigráficas” (ALMEIDA E FERRARO, 2013)

São quatro os diferentes tipos de gás natural não convencional: o hidrato de gás, o gás de arenito de baixa permeabilidade, o gás de folhelho e o gás de carvão.

Este capítulo apresenta os diferentes usos do gás natural através de sua cadeia produtiva, apresenta sua equivalência energética frente outros combustíveis e ressaltara os benefícios que a utilização do gás natural pode trazer em diferentes âmbitos, principalmente, no quesito ambiental.

1.1. Usos do Gás Natural em sua Cadeia Produtiva

Desde sua produção até a entrega final ao consumidor, o gás natural passa por diversos processos, os quais constituem a sua cadeia produtiva. Em linhas gerais, estes processos compreendem a exploração e produção, processamento e logísticas de transporte e, por fim, a sua distribuição para o consumidor final. Comumente a cadeia produtiva do gás natural pode ser dividida em três etapas: Upstream, Midstream e Downstream. Para cada uma dessas etapas o gás natural é utilizado para diferentes fins (ALMEIDA E FERRARO, 2013).

A primeira etapa, o *Upstream*, compreende desde as atividades de prospecção de um bloco exploratório até a extração propriamente dita do gás natural e o escoamento do mesmo até uma unidade de tratamento e processamento. Durante esse processo o gás pode ser utilizado tanto para reinjeção visando estimular a produção de líquidos quanto para o próprio funcionamento da plataforma, além de uma parcela ser queimada.

A chegada do gás natural em uma unidade de tratamento e processamento e o transporte do gás já tratado é o que consideramos como *Midstream*. Durante essa etapa o “gás é separado da fase líquida (água e hidrocarbonetos líquidos), desidratado, resfriado e fracionado em produtos especificados para venda ao consumidor final” (VAZ et al, 2008) e posteriormente o gás natural tratado dentro das especificações regulatórias é transportado até uma estação de distribuição (*City Gate*). Basicamente existem três maneiras diferentes de se realizar o transporte de gás natural: em gasodutos de alta pressão, em cilindros de alta pressão – mais conhecido como Gás Natural Comprimido (GNC) – ou em seu estado líquido sob baixíssima temperatura (-160 graus C), o Gás Natural Liquefeito (GNL) (PINTO JR et al, 2007).

A última etapa, o *Downstream*, é o momento em que o gás natural tratado é entregue para uma empresa distribuidora. É nesse momento em que ocorre a geração de valor do gás natural, ou seja, quando ele é efetivamente utilizado pelo consumidor final, podendo este ser residencial, comercial, industrial, automotivo e para a geração de energia elétrica.

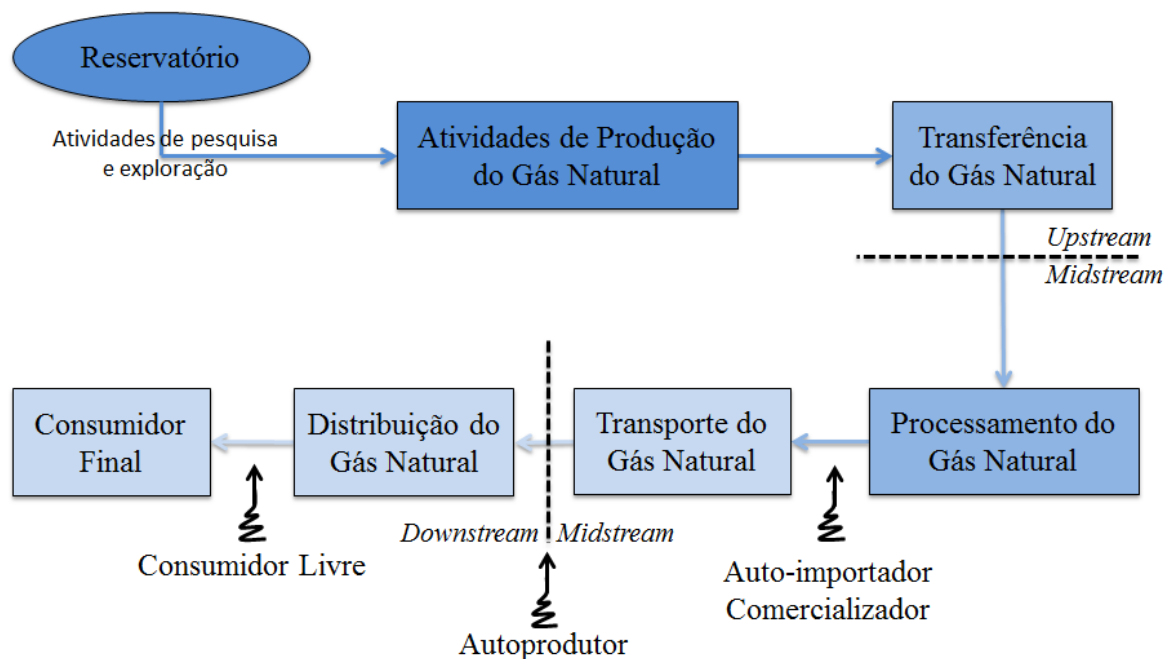
Com a sanção da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e publicação da Resolução nº 42 da ANP, de 29 de setembro de 2011, foram introduzidos quatro novos agentes na indústria do gás natural com a intenção de dinamizá-la:

- Comercializador de Gás Natural: um agente mediador entre produtores e consumidores, o qual é autorizado pela ANP a realizar a atividade de comercialização de gás natural;

- Autoprodutor: quando uma empresa utiliza o gás natural produzido por ela mesma como combustível ou matéria-prima;
- Auto-importador: semelhante ao Autoprodutor, porém ao invés de utilizar gás produzido utiliza gás natural importado;
- Consumidor Livre: é aquele consumidor que possui direito de escolher a origem do gás natural consumidor de acordo com o produtor, importador ou comercializador.

A criação destes agentes causou algumas mudanças na cadeia produtiva anteriormente descrita. A Figura 1.1 apresenta o esquema geral dos movimentos do gás desde sua prospecção até o consumo final relacionadas com cada uma das três etapas e os quatro novos agentes.

Figura 1.1 – Cadeia Produtiva do Gás Natural



Fonte: Elaboração e adaptação própria a partir de dados de Vaz et al., 2008 e Petrostrategies Inc, 2013

1.2. Segmentos de Consumo do Gás Natural

Na última etapa da cadeia de gás natural, o *Upstream* - momento em que ocorre a venda ao consumidor final -, o gás pode ser utilizado em diversos segmentos: industrial e petroquímica, automotivo, residencial, comercial e na geração elétrica. Cabe aqui ressaltar

que em todos estes diferentes segmentos o gás natural compete com outros combustíveis, como o gás liquefeito do petróleo e o etanol.

No segmento industrial o gás natural pode estar presente no processo produtivo para a geração de calor ou como, por exemplo, um redutor siderúrgico. Neste segmento o gás natural compete com combustíveis com o gás liquefeito do petróleo e o óleo combustível. Já na petroquímica o gás natural pode ser utilizado como a própria matéria-prima do processo produtivo, podendo substituir a nafta (PINTO JR et al, 2007).

Para o segmento automotivo o gás pode substituir a gasolina, o etanol ou diesel como combustível de carros, ônibus e caminhões. Os usos em residências e comércios são semelhantes, podendo ser empregado no aquecimento da água e do ambiente, e também na cocção de alimentos. Neste dois segmentos o gás natural pode substituir, principalmente, o gás liquefeito do petróleo e a energia elétrica.

Devido ao fato de que o gás natural não se configura como o único energético passível de ser utilizado nestes segmentos é importante destacar a equivalência energética. Cada um destes combustíveis citados – gás natural, óleo combustível, gasolina etc - possuem características específicas de densidade e poder calorífico. A partir desses dados podemos unificá-los de acordo com algum índice relacionado com uma quantidade de energia, ou seja, realizar uma equivalência energética entre os diferentes combustíveis. Esta equiparação é feita de acordo com os dados de conversão referenciados nas Tabelas 1.1, 1.2 e 1.3 presente no anexo deste documento.

1.3. Benefícios do uso do Gás Natural

Os benefícios na utilização do gás natural em relação a outros combustíveis são inúmeras. Segundo Abreu (1999), as vantagens podem ser enumeradas em vantagens macroeconômicas, ambientais, de segurança e diretas para o usuário. No sentido macroeconômico a expansão da utilização do gás natural é importante ao passo que possibilita a diversificação da matriz energética, além de possuir ampla e crescente disponibilidade de oferta ao redor do globo. Estes fatores são essenciais para a garantia de suprimento energético.

Nas vantagens diretas para o usuário Abreu destaca os menores custos com instalação e manutenção, além de a adaptação de instalações existentes ser de baixa complexidade. Outro fator importante da utilização do gás natural é a menor corrosão dos equipamentos devido à não-emissão de particulados, o qual também é responsável pela produção de materiais de

melhor qualidade como é o caso dos segmentos industriais de vidro, cerâmico, siderúrgico e outros.

Por fim, o assunto de grande relevância atualmente: os benefícios ambientais trazidos pelo uso do gás natural. No livro “Tecnologia da Indústria do Gás Natural” Vaz cita a baixa presença de contaminantes e a não emissão de particulados, os quais garantem uma combustão mais limpa, diminuindo, por exemplo, a poluição ao utilizarmos o gás natural em veículos automotivos em regiões urbanas.

Vale ressaltar que estes benefícios ambientais provenientes do uso de gás natural somente são visíveis quando queimado, pois, sendo um gás composto sumariamente por metano, “ao ser emitido na atmosfera ele possui uma capacidade de prender o calor 21 vezes maior que o próprio gás carbônico”² (Tradução livre. EIA, 1999). Como podemos ver nos Gráficos 2.1 e 2.2, o gás natural sendo utilizado em combustão emite quantidades sumariamente menores que outros combustíveis, chegando a emitir 42% menos dióxido de carbono com relação ao carvão e 83% menos nitrogenados que o óleo combustível.

Gráfico 1.1 – Emissões de Dióxido de Carbono por MMBtu

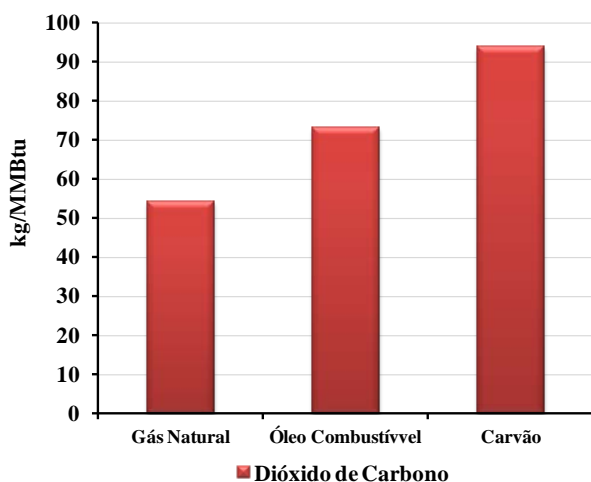
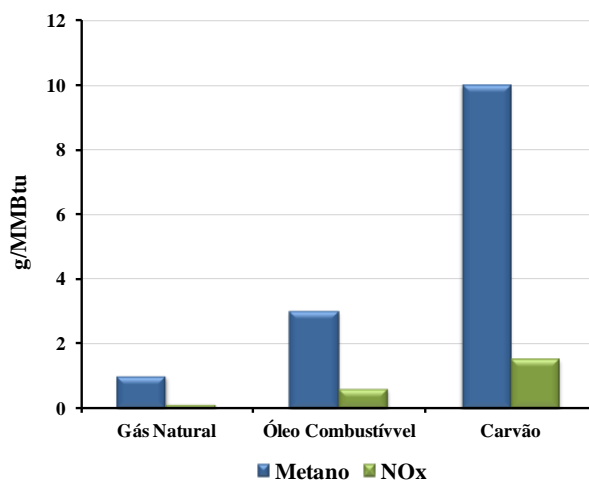


Gráfico 1.2 – Emissões de Metano e NOx por MMBtu



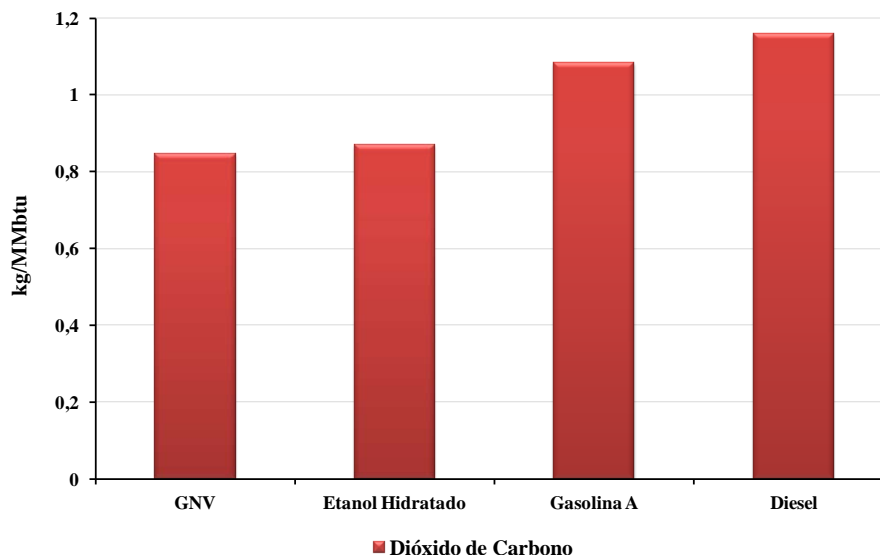
Fonte: Elaboração própria com dados de EIA, 1999

Em 2011 foi elaborado pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA) do Brasil o 1º Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários, o qual apresenta os níveis de emissões de poluentes pelos diferentes combustíveis utilizados por veículos rodoviários no Brasil. No Gráfico 1.3 fica visível que o melhor combustível nesse

² No texto original: “methane is 21 times as effective in trapping heat as is carbon dioxide (EIA, 1999)

questo ambiental é o gás natural, ou Gás Natural Veicular (GNV) como é chamado especificamente quando utilizado em automóveis.

Gráfico 1.3 – Emissão de Dióxido de Carbono por combustível para automóvel



Fonte: Elaboração própria com dados Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2011)

Percebemos facilmente que o GNV emite menos dióxido de carbono que todos os outros três combustíveis, emitindo 3%, 22% e 27% a menos que, respectivamente, o Etanol Hidratado, a Gasolina A e o Diesel. Contudo a comparação da emissão de dióxido de carbono entre o etanol e outros combustíveis automotivos de origem fóssil não é tão simples e envolve fatores e análises ambientais que fogem ao âmbito desta monografia.

2. A PRECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL

Como descrito anteriormente, da extração até o consumo final do gás natural existem diversas etapas, as quais configuram a cadeia produtiva do gás natural. Cada uma delas demandam grandes quantidades de investimento em, por exemplo, aquisição de terrenos, equipamentos, materiais, além dos custos de operação e manutenção destes ativos. Nesse sentido, o valor de venda para o consumo final do gás natural deve refletir de algum modo o retorno de investimento nestas etapas.

Em linhas gerais poderíamos dizer que o preço deverá conter três diferentes parcelas: uma que remunere a extração da molécula (*Upstream*), outra para o tratamento e transporte (*Midstream*) e mais uma para a remuneração da distribuição (*Downstream*). Contudo como o gás natural deve ser precificado para o consumo final?

É sobre este assunto que o segundo capítulo desta monografia procura tratar: os diferentes métodos de precificação do gás natural. Sendo importante destacar que a precificação pode gerar um desincentivo ao consumo do gás natural, influenciando diretamente e em grande magnitude na competitividade do gás natural.

2.1. Métodos de Precificação do Gás Natural

Contrariamente ao petróleo, o gás natural não é considerado uma *commodity* principalmente devido ao fato de ser um combustível que apresenta um elevado custo de transporte, já que utiliza uma infraestrutura de dutos de alta e baixa pressão.

“O transporte e distribuição do gás natural (GN) são feitos, na maioria das vezes, através da utilização de redes de dutos de alta e de baixa pressão. Desta forma, a IGN (Indústria do GN) é classificada como uma indústria de rede.”(PINTO JR et al, 2007)

Contudo, segundo a *International Gas Union* (IGU), ainda hoje um quinto dos contratos de gás natural é referenciado a uma cláusula de indexação ao preço do petróleo. Tal dado é proveniente de uma pesquisa realizada periodicamente pela instituição sobre a formação dos preços do gás natural no mundo. Nela a IGU coleta informações através do próprio fornecimento e pesquisa de dados e após análise as agrupa em diferentes grupos. Para essa

estratificação foram definidos oito diferentes categorias de métodos da precificação do gás natural, as quais foram criadas para a primeira pesquisa em 2005.

Tabela 2.1 – Métodos de Precificação de Gás Natural³

Método de Precificação	Definição
Preço Indexado ao Óleo (OPE)	O preço está ligado, geralmente ligado a um preço base e uma cláusula de indexação, para combustíveis concorrentes, tipicamente óleo bruto, <i>gas oil</i> e/ou óleo combustível. Em alguns casos, os preços de carvão podem ser utilizados, assim como o da eletricidade.
Competição Gás-Gás (GOG)	O preço é determinado pela interação da oferta e demanda - a competição gás-gás - e é negociado através de uma variedade de diferentes períodos (diário, mensal, anual ou outros períodos). Negociação ocorre em centros físicos como Henry Hub ou fictícios como o NBP. É provável que seja desenvolvido mercado futuro (NYMEX ou ICE). Nem todo o gás é comprado e vendido no preço base fixa no curto prazo e haverá contratos de longo prazo, mas estes irão utilizar índices de preços do gás para determinar o preço mensal, por exemplo, ao invés de índices de combustíveis concorrentes. GNL Spot também está incluído nesta categoria.
Monopólio Bilateral (BIM)	O preço é determinado por discussões bilaterais e acordos entre um grande vendedor e um grande comprador, sendo o preço fixado por um período de tempo, comumente de um ano. Pode haver um contrato escrito, porém costuma ser realizado à nível de Estado ou distribuidora estadual.
Preço Netback (NET)	O preço recebido pelo fornecedor de gás é uma função do preço recebido pelo comprador para o produto final, produzido pelo comprador. Isto pode ocorrer onde o gás é utilizado como matéria-prima em fábricas de produtos químicos.
Regulado: Custo de Serviço (RCS)	O preço é determinado, ou aprovado, pela autoridade regulatória, ou possivelmente o Ministério, de tal modo que reflita o custo do serviço, incluindo a recuperação do investimento e uma taxa de retorno razoável.
Regulado: Político e Social (RSP)	O preço é decidido irregularmente, provavelmente pelo Ministério, com uma base político/social, dada a necessidade de cobrir o crescimento dos custos.
Regulado: Abaixo do Custo (RBC)	O preço é determinando abaixo da média do custo de produção e transporte do gás, comumente como forma do estado subsidá-lo para a população.
Desconhecido (NK)	Sem dados.

Fonte: International Gas Union 2013

Como dito anteriormente, os investimentos na cadeia produtiva do gás natural alcançam valores expressivos e em ativos que não possuem valor de revenda, além disso sofre constantemente pressão de preço frente os energéticos competidores. Essas características configuram duas restrições básicas para a precificação do gás natural: “i) remunerar os investimentos na produção, transporte e distribuição; e ii) substituir de maneira competitiva as fontes de energia já utilizadas ou que podem ser usadas em novos projetos em alternativa ao gás” (ALMEIDA E FERRARO, 2013)

³ Tradução livre.

Almeida e Ferraro especificam duas metodologias de cálculo do preço do gás que atendem essas restrições: o *cost-plus* e a de *netback value*. A segunda, a qual já é referenciada pela IGU, é calculada a partir do preço final que o gás natural deve ter para poder ser competitivo. Já o *cost-plus* se dá pelo somatório dos custos da cadeia produtiva.

“Essa metodologia (*cost-plus*) leva em conta a ‘ótica do produtor’, segundo a qual é estabelecido um preço mínimo de venda que corresponde à soma dos custos incorridos até o momento da oferta do gás natural (...). A metodologia do *netback value* tem como pano de fundo a ‘ótica do mercado’. Nessa forma de precificação, o preço de compra é estabelecido de acordo com o preço máximo que os consumidores estão dispostos a pagar pelo gás natural em relação a outros combustíveis substitutos.” (ALMEIDA E FERRARO, 2013)

2.2. Histórico da Precificação do Gás Natural no Brasil

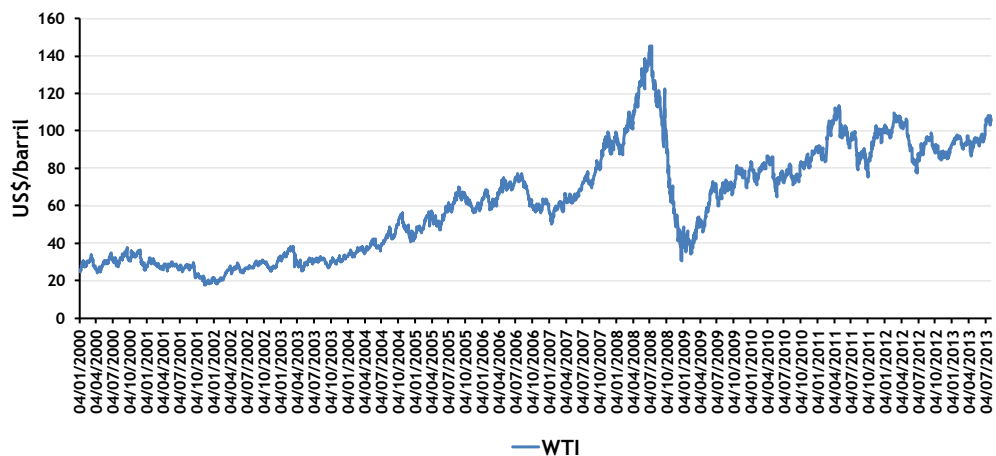
Segundo Filgueiras (2009) em sua dissertação de Mestrado, tradicionalmente, o preço do gás costuma ser definido por três modos diferentes: ditado pelo estado, definido por uma empresa monopolista ou em âmbito de mercado. No entanto, a autora destaca que o observado no Brasil é uma formação de preços oscilante dependendo da situação de mercado havendo momentos em que “o preço do gás era exclusivamente associado ao preço do óleo combustível, seu principal concorrente; em outros, o preço do gás boliviano era a variável principal” (Filgueiras, 2009).

Filgueiras descreve em detalhes o percurso das metodologias de preço do gás natural nacional ao longo do tempo no Brasil. As mudanças são diversas e por isso nos próximos pontos procuro resumir os dados mais importantes dos diferentes momentos por ela descritos.

1. Até 1999 a metodologia vigente era através da definição de um preço máximo, o qual, no caso, tinha como valor 75% do preço do óleo combustível A1, porém não havia especificação do preço que remunerava o transporte do gás natural;
2. A partir de 1997, dois fatores levaram o preço máximo do gás natural à experimentar oscilações consideráveis. O primeiro foi a aprovação da Lei nº 9.478/97, mais conhecida como Lei do Petróleo, instaurou a liberação dos preços dentro de um período de transição compreendido entre agosto de 1997 e o fim de dezembro de 2001. Durante esse período os reajustes do preço do gás natural seriam feitos em conjunto

por dois Ministérios: o de Minas e Energia (MME) e o da Fazenda (MF). O segundo fator foi “a conjuntura no mercado internacional, refletida na forte volatilidade de preços do petróleo” (Filgueiras, 2009). Esse segundo fator pode ser visualizado no Gráfico 1.1 abaixo que mostra o histórico de preço spot diário do *West Texas Intermediate* (WTI);

Gráfico 1.1 – Histórico de Preço Spot do WTI (2000-2013)



Fonte: Elaboração própria com dados disponibilizados pela EIA.

3. Após estes problemas se tornou necessário realizar uma reestruturação de preços visando a separação entre as atividades de comercialização e de transporte do gás natural (Filgueiras, 2009). Isto foi feito em 2000 através da Portaria MF/MME nº 30, a qual fixou o preço máximo da molécula no *city gate*, levando em conta, também, os custos de transporte, a qual era relacionada à distância percorrida pelo gás. O preço da molécula (P_M) ficou definido por uma fórmula englobando duas parcelas: a referente ao produto (P_{GT}), a qual seria igual ao preço no *city gate* praticado ao longo do segundo semestre de 1999 deduzindo a segunda parcela, a qual é referente ao transporte (T_{Ref}). A P_{GT} possuía toda uma lógica de atualização a partir de diferentes variáveis, como a variação do câmbio e de uma cesta de óleo combustível. Já a parcela referente ao transporte foi estabelecida a partir da Portaria ANP nº 108 de Junho de 2000.
4. Em janeiro de 2008 esta metodologia foi descartada e a Petrobras passou a utilizar uma nova política de preços, a qual também era composta por duas parcelas: uma Fixa e uma Variável, tal que “O objetivo da parcela fixa é remunerar os custos de transporte do gás natural e evitar uma grande volatilidade de preço final do gás” (Filgueiras, 2009).

5. Até hoje esta mesma metodologia é mantida pela Petrobras, contudo, segundo o MME, “a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de Julho/11 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 9,7% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras da região Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG” (MME, agosto de 2011). Desde então o preço no *city gate* se manteve constante, para isso passou de 9,7% e chegou a 32% em maio de 2013. No Gráfico 1.2 podemos observar o histórico de preços do gás nacional no *city gate* entre 2001 e 2012.

Além da precificação do gás natural nacional, existe o preço do gás natural importado pela Bolívia, por GNL e daquele destinado ao Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT). Este dois últimos citados não serão muito estudados devido que são basicamente voltados para o segmento de geração termoeletrica, o qual não faz parte do estudo desta monografia.

Segundo a CNI, o preço do gás boliviano, o qual teve o seu contrato firmado em 1999 com volume máximo de 30 MMm³/dia, “é precificado de acordo com uma fórmula com referência a uma cesta internacional de óleos (commodity) e inflação americana PPI (transporte)” (CNI, 2010). Além disso, a confederação destaca que os estados atendidos pela importação da Bolívia são os da Região Sul e em São Paulo as distribuidoras Gas Natural Fenosa e Gás Brasileiro. O histórico do preço do gás natural boliviano encontra-se, também no Gráfico 1.2. O contrato firmado possui dois preços diferenciados: a Quantidade Diária Contratada Base (QDCb) e a Adicional (QDCa), tal que:

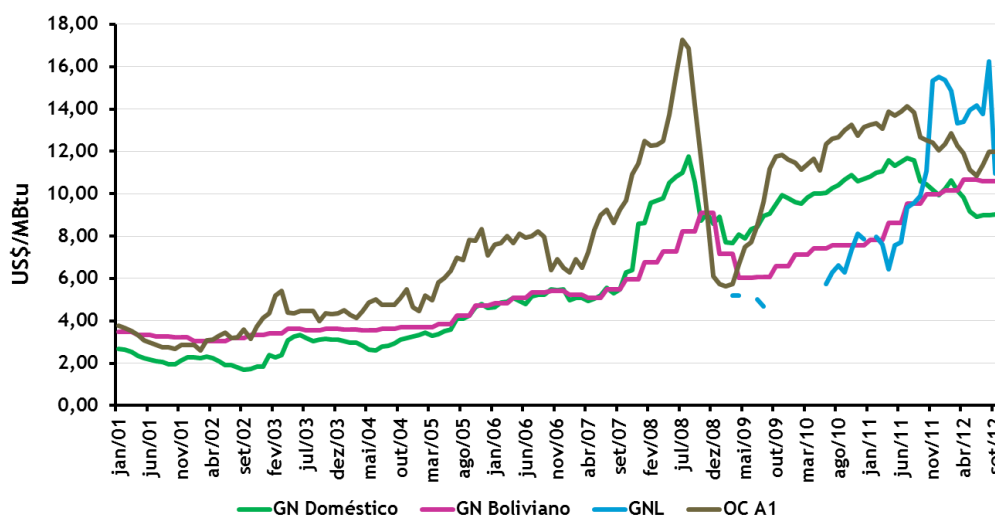
“El precio del volumen QDCA tipificado como la cantidad diaria adicional a la cantidad diaria base (QDCB) de gas natural, en el marco del contrato de exportación GSA, que YPFB se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir y, el precio del volumen QDCB que es la cantidad diaria base de gas natural hasta los 16 MMm³, en el marco del contrato de exportación GSA, que YPFB se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir” (Fundación Milenio, 2010)

Segundo a Filgueiras, o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) foi um plano do Governo Federal para combater a escassez de energia elétrica ao final da década de 90, época na qual o Brasil se encontrava altamente dependente da energia gerada a partir de usinas hidroelétricas (UHE). Visando diminuir esta dependência, o PPT visava a construção de usinas termoeletricas (UTE) à gás natural proveniente das importações da Bolívia (Filgueiras, 2009). Inicialmente o preço do gás natural para o PPT foi fixado em US\$ 2,581/MMbtu,

sendo corrigido pela inflação dos Estados Unidos, o *Producer Price Index* (PPI). Por fim, Filgueiras destaca que este preço é vigente até os dias de hoje somente para as usinas termoeletricas que foram incluídas até dezembro de 2004.

Como será melhor esclarecido na seção 3.1, a importação de GNL foi uma maneira encontrada pela Petrobras de flexibilizar a sua oferta para fazer frente às oscilações da demanda de gás por parte das usinas termoeletricas. Por isso a empresa não firmou nenhum tipo de contrato firme de suprimento de GNL, realizando as suas compras de cargas a partir do mercado spot. No Gráfico 1.2, também podemos visualizar o histórico de preços das cargas de GNL *Free on Board*, ou seja, não incluindo o frete e o seguro.

Gráfico 1.2 – Histórico de Preço do Gás Natural Nacional no City Gate e Importado da Bolívia (2001-2013)



Fonte: Energy, 2012

Por último existe mais uma variável na composição do preço final do gás natural: a margem de distribuição. Como será descrito na seção três, com exceção do Rio de Janeiro e São Paulo, cada estado brasileiro possui uma empresa distribuidora de gás natural, as quais devem aplicar uma margem sobre a prestação do serviço de distribuição do gás natural.

O valor da margem costuma possuir um teto para cada faixa e segmento de consumo, devendo refletir a quantidade de capital investido e que se planeja investir na expansão do serviço pela empresa prestado. Todavia não há impedimentos legais na aplicação de descontos por parte das empresas distribuidoras, visando maior competitividade (ALMEIDA E FERRARO, 2013). Os Gráficos 6.23 ao 6.26 no anexo mostram as margens de distribuição por consumo para os segmentos Industrial, Residencial, Comercial e Automotivo, respectivamente, nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Bahia e Paraná.

Nesse momento é importante ressaltar alguns fatores importantes que influenciam na precificação do gás natural no Brasil: a maturidade do mercado de gás natural brasileiro e a influência da Petrobras. O próximo capítulo deste estudo mostra que o mercado de gás natural existe a poucos anos no Brasil e possui ao longo de sua cadeia produtiva grande presença da Petrobras. Devido a este poder de mercado adquirido pela empresa, alguns pontos da precificação do gás natural se tornam nebulosos, ao passo que, não há transparência real na formação do preço até o *city gate*. Além desses fatores, podemos perceber que há, também, uma forte influência no preço final por parte da tarifa de distribuição, etapa da cadeia em que tem a formulação desta tarifa regulada por agências ou secretarias de estados.

Por fim percebemos que, no Brasil, a precificação do gás natural se dá pelo método de *cost-plus*, ou seja, o preço de venda ao consumidor final reflete o somatório das tarifas de remuneração das diferentes etapas. Desse modo para analisar a competitividade do gás natural em preços frente a outros combustíveis precisamos auferir, quando possível, separadamente a margem de distribuição, pois assim teremos com maior clareza o quanto cada um dos agentes influência na formação final do preço.

3. O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

De acordo com dados divulgados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), a produção bruta média de gás natural entre janeiro e maio de 2013 no Brasil se encontra em 73,8 milhões de metros cúbicos por dia. Além disso, segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME) importamos em média 48,3 MMm³/d neste mesmo período através do Gasoduto Bolívia Brasil e de dois terminais de regaseificação de gás natural. Enquanto isso, a demanda de gás natural, a qual é divulgada pela Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegas), fechou com média de 88,3 MMm³/d, tendo como principais segmentos demandantes o industrial e o de geração de energia elétrica. Para o tratamento da produção nacional de gás natural, o Brasil possui 32 unidades de processamento de gás natural, as quais absorveram em média em 2013 (janeiro até maio) 3,5 MMm³/dia.

Segundo dados tanto do MME quanto da Abegas, o Brasil conta com uma malha de transporte, basicamente litorânea, com extensão de 9.244 km e 27 companhias distribuidoras de gás natural, uma para cada estado, porém duas no Rio de Janeiro (CEG e CEG RIO) e três em São Paulo (COMGAS, GAS NATURAL FENOSA e GAS BRASILIANO). Já a malha de distribuição possui 23.578 km, concentradas principalmente nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Em todas as etapas do mercado do gás natural brasileiro – produção, transferência, processamento, transporte e distribuição – há uma fortíssima presença da empresa estatal Petrobras,

“Nessa época (anos 90), a Petrobras, buscando preservar as vantagens econômicas da integração vertical das atividades ao longo da cadeia, adquiriu participações na maior parte das empresas estaduais e consolidou sua posição dominante na cadeia produtiva do gás, via a aquisição de ativos e a internacionalização de suas atividades até o segmento *upstream* boliviano” (PINTO JR, Helder Queiroz et all, 2007)

Para um aprofundamento sobre o mercado de gás natural no Brasil, esse capítulo procura mostrar um *overview* da história da oferta de gás natural no Brasil, ressaltando os importantes momentos para o desenvolvimento do mercado. Posteriormente discursa sobre o comportamento da demanda pelo energético.

3.1. A oferta de gás natural no Brasil

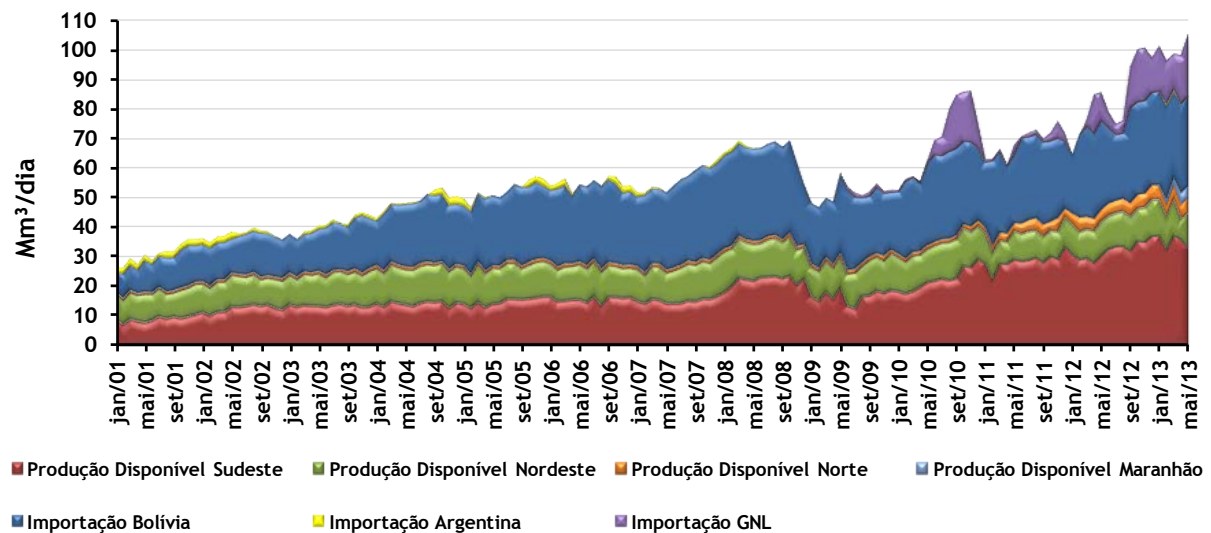
Segundo Pinto Junior, o mercado de gás natural brasileiro pode ser dividido em dois grandes momentos: o primeiro anterior à inauguração do Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL) em 1999 e o segundo após a inauguração do mesmo (PINTO JR, Helder Queiroz et al, 2007). Naquele primeiro momento, o consumo de gás natural era pequeno e limitado às regiões próximas aos principais campos produtores. O gás produzido era, em sua grande maioria, do tipo associado ao de petróleo, provenientes das Bacias de Campos no Rio de Janeiro e do Recôncavo Baiano e do Sergipe-Alagoas no Nordeste. Entretanto, o Sudeste e Nordeste eram mercados isolados, ou seja, não havia infraestrutura de conectando os dois.

Com 2.953 km de extensão e atravessando os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo e toda a região Sul do país, o GASBOL pode ser considerado como um grande acontecimento para a política gasífera nacional. Segundo o MME, este gasoduto possui 2.953 km de extensão e proporcionou o aumento potencial de 30 milhões de metros cúbicos diários à oferta nacional provida pela inauguração do mesmo criou a possibilidade de aumentar a difusão do gás natural para mercados mais afastados das grandes regiões produtoras. O principal exemplo do alcance do GASBOL é a demanda dos estados da região sul, com média história de 7,7 MMm³/dia entre janeiro de maio de 2013 ano, segundo a Abegas.

De acordo com a Confederação Nacional das Indústrias (CNI, 2010), após a inauguração do GASBOL, em 2010, outros dois gasodutos tiveram a sua construção como um importante momento no mercado de gás natural brasileiro, o Gasoduto Sudeste Nordeste (GASENE) e o Cabiúnas-Reduc III (GASDUC III). Enquanto o segundo permitiu o aumento “capacidade de envio aos mercados do Sudeste, que estavam limitados pela capacidade do GASDUC II (10 MMm³/d)” (CNI, 2010), o GASENE permitiu a conexão da região Sudeste com o Nordeste brasileiro. Por fim e até hoje o Norte se mantém como um sistema isolado da indústria do gás no Brasil.

Como podemos visualizar no Gráfico 2.1, atualmente, as principais fontes de oferta de gás natural nacional no Brasil são provenientes da Bacia de Campos, Santos e Espírito Santo. As bacias localizadas na Região Nordeste em suma estão em uma fase mais avançada de exploração e têm a sua produção declinante, exceto pela Bacia marítima do Recôncavo Bahiano, a qual ainda possui uma produção de gás natural representativa graças, principalmente ao campo de Manati.

Gráfico 2.1 – Histórico de Oferta de Gás Natural no Brasil Jan/2001-Mai/2013



Fonte: Elaboração Própria com dados disponibilizados pela ANP, Abegas, MME

De todo modo, a oferta total de gás natural ainda é muito representada pelas importações. Como já dito anteriormente, essas são realizadas pelo gasoduto GASBOL com capacidade de 30 MMm³/d e pelos dois terminais de regaseificação de gás, sendo um localizado na Baía de Guanabara-RJ com capacidade atual de 20 MMm³/d e outra em Pecém-CE com 7 MMm³/d. Na Tabela 2.1 explico a participação percentual de cada origem de oferta de gás natural no Brasil, onde poderemos ver que a oferta nacional representa 53% enquanto a importação representa 47%.

Tabela 2.1 – Percentual da Oferta de Gás Natural por Origem (média jan-maio 2013)

Origem da Oferta	Participação Percentual (%)
Rio de Janeiro	17%
São Paulo	7%
Espírito Santo	10%
Nordeste	11%
Maranhão	2%
Norte	5%
Bolívia	31%
GNL	16%

Fonte: Elaboração Própria com dados disponibilizados pela ANP e MME

Até o final de 2012, o Brasil possuía somente um mercado que poderia ser considerado como isolado: a Região Norte com o estado de Amazonas. Neste estado, por mais

que a produção bruta seja - em termos de mercado brasileiro (13% da produção bruta total) – considerada alta, um pouco mais da metade desta produção é reinjetada (aprox. 51%).

Já no início deste ano (2013), iniciou-se a produção de gás natural no estado do Maranhão, com a produção do campo de Gavião Azul operado pela OGX, a qual vem apresentado altos níveis de aproveitamento. Na Tabela 2.2 podemos ver a porcentagem do quanto é utilizado no próprio processo de extração (chamado de “Usos em E&P” na tabela), reinjetado, queimado no estado de Amazonas e no Maranhão comparado com os dados do Rio de Janeiro.

Tabela 2.2 – Percentual dos Usos no Processo de Disponibilização de Gás Natural no Rio de Janeiro, Amazonas e Maranhão (média jan-maio 2013)

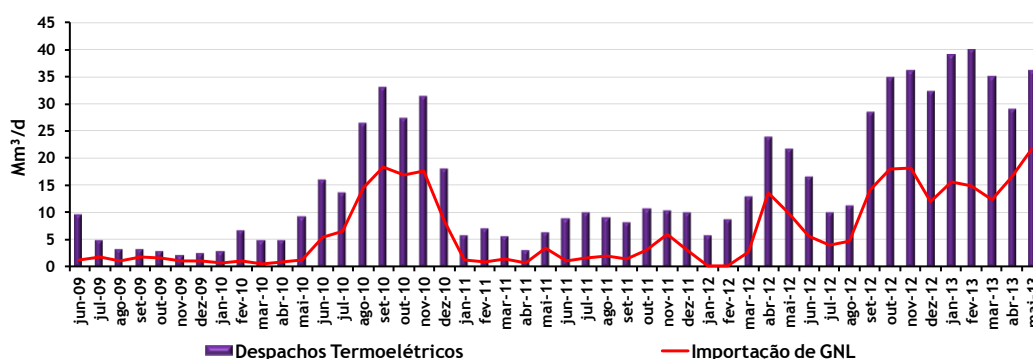
Estado	Produção Bruta	Usos em E&P	Reinjeção	Queima	Produção Disponível
Rio de Janeiro	100%	28%	2%	6%	64%
Amazonas	100%	4%	51%	3%	42%
Maranhão	100%	0%	0%	1%	99%

Fonte: Elaboração Própria com dados disponibilizados pela ANP

Como podemos ver no Gráfico 2.2, um fato importante sobre a oferta de gás brasileira é o uso das importações de GNL para flexibilizar a oferta de modo a conseguir suprir os momentos de alta demanda por parte das usinas termoeletricas à gás natural. Isso se dá pelo fato de que:

“Cerca de 75% da produção nacional vem de campos de gás associado. Assim, no caso de variação da produção de gás com o objetivo de atender a necessidade de flexibilidade do setor de geração termoeletrica, haveria impactos sobre a produção de petróleo.” (PINTO JR, Helder Queiroz et all, 2007)

Gráfico 2.2 – Importação de GNL versus a Demanda de Gás Natural para Geração Elétrica Jun/2009-Mai/2013



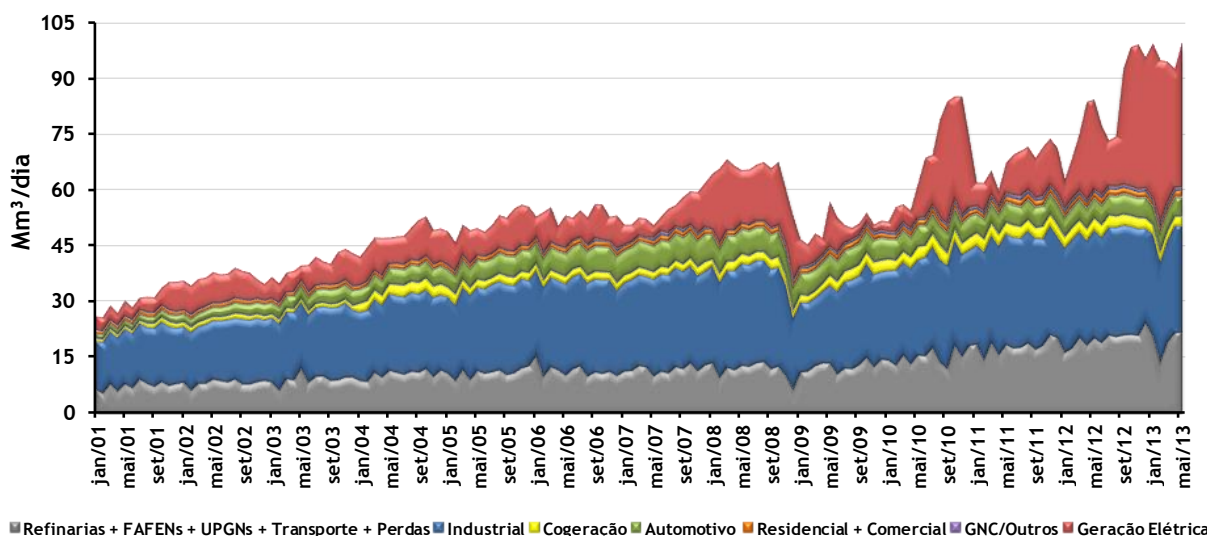
Fonte: Elaboração Própria com dados disponibilizados pelo MME e Abegas.

3.2. A Demanda de Gás Natural no Brasil

Como podemos ver no Gráfico 2.3, historicamente, a demanda de gás natural no Brasil é composta sumariamente pelo segmento industrial e pela geração elétrica (descontando o consumo em Unidades de Processamento de Gás Natural, Refinarias e perdas no transporte, os quais são próprios da Petrobras).

De modo a flexibilizar a demanda industrial, a atual principal ofertante de gás natural no Brasil, a Petrobras, disponibiliza dois tipos de contratos para o segmento industrial: contratos firmes e interruptíveis. Segundo Pinto Junior, os contratos firmes são aqueles “(...) cujo fornecimento deve ser feito de forma ininterrupta até o limite da quantidade/capacidade contratada” (Pinto Junior, 2007), ao passo que os interruptíveis tem a sua definição, também, inferida pelo próprio nome, ou seja, “prevê a possibilidade de interrupção do serviço com cláusulas específicas” (Pinto Junior, 2007).

Gráfico 2.3 – Histórico de Demanda de Gás Natural no Brasil Jan/2001-Dez/2012

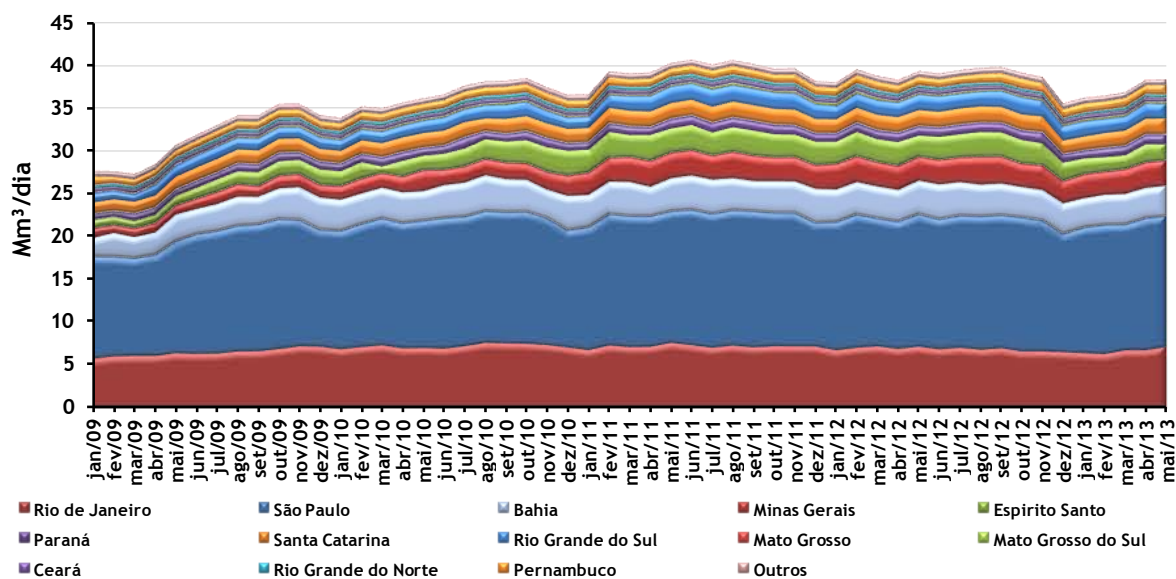


Fonte: Elaboração própria com dados disponibilizados pelo MME e Abegas

Analisando a área em vermelho, percebemos que a demanda brasileira de gás natural para geração de energia elétrica a partir de UTEs à gás natural é oscilante. Como mencionado anteriormente, este cenário se dá pelo fato de que a atual política de geração elétrica brasileira posiciona as usinas à gás natural como garantias de flexibilidade para o Sistema Interligado Nacional brasileiro. Por esse motivo a demanda de gás para geração elétrica brasileira se torna muito imprevisível, podendo variar o consumo, em um mesmo ano, entre 7,8 MMm³/dia para 38 MMm³/dia em épocas de alta estiagem.

Mesmo com os esforços para maior integração dos gasodutos no país, descritos na seção anterior, a demanda ainda se encontra altamente concentrada no sudeste, com destaque para o estado de São Paulo que sozinho representa 40% da demanda não termoeletrica do mercado brasileiro (média jan-mai/2013). Além disso, podemos visualizar pelo Gráfico 2.4 que após a recuperação a valores de demanda antes da Crise de 2009, esta manteve crescimento tímido.

Gráfico 2.4 – Histórico de Demanda Não Termoeletrica de Gás Natural no Brasil por Estado Jan/2001-Mai/2013



4. ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE

A análise da competitividade nacional do gás natural ocorre em dois níveis: a primeira relacionada à competitividade entre os estados e posteriormente, dentro de cada um dos estados, pela comparação frente os combustíveis substitutos, como Gasolina e Óleo Combustível. Contudo, a competitividade entre os estados somente é importante para o segmento industrial, uma vez que os segmentos residencial, comercial e automotivo estão sujeitos ao monopólio garantido por lei à distribuidora.

Para esta análise é necessário realizar a equivalência energética entre o gás natural e os combustíveis substitutos. A partir do Poder Calorífico Superior e os fatores de conversão para energia, citados na parte 1.2 e apresentados nas Tabelas 1.1, 1.2 e 1.3 no anexo, temos como equalizar todos os combustíveis sob a mesma unidade. Esta equalização é importante para a comparação do preço dos combustíveis, ao passo que, a comparação se dará em valores de mesmo grau.

Este capítulo irá apresentar a análise da competitividade do gás natural no Brasil em 4 estados brasileiros: Bahia, Minas Gerais, Paraná e São Paulo. Os segmentos avaliados serão: Industrial, Residencial, Comercial e Automotivo. Para o segmento industrial a análise compreenderá uma comparação entre o gás natural, gás liquefeito do petróleo (GLP) e o óleo combustível (OC). Os volumes analisados no segmento industrial serão de 500, 1 mil, 2 mil, 5 mil, 10 mil e 20 mil m³/mês de gás natural.

Para o segmento comercial a análise consistirá na comparação do gás natural frente a utilização de GLP ou energia elétrica. Os volumes serão de 100, 500, 1 mil, 2 mil, 3 mil, 4 mil, 5 mil e 10 mil m³/mês. Os volumes analisados no segmento residencial serão de 7, 15, 20, 30 e 50 m³/mês equivalentes de gás natural frente os mesmos combustíveis do segmento comercial.

No segmento automotivo a análise será feita tanto historicamente com um foco nos dados do consolidados de 2013 (janeiro até maio). O fator que pontuará qual dos combustíveis se posiciona como o mais competitivo será feito de acordo com a divisão do preço da gasolina e etanol pelo preço do gás natural veicular. Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), para realizar a verificação sobre a competitividade econômica do Gás Natural Veicular (GNV) frente a Gasolina e o Etanol deve-se calcular este fator.

Tal fator é auferido a partir da divisão do preço do combustível competidor pelo preço do GNV. A Tabela 4.1, extraída do “Simulador de Economia GNV” no site do IBP, apresenta as instruções para a verificação da competitividade.

Tabela 4.1 – Índice do Simulador de Economia GNV do IBP

Instruções:	
Para verificar se o GNV é mais ou menos vantajoso que o Álcool : você deve dividir o Preço do Álcool (litro) pelo Preço do GNV (m³)	
Preço do Álcool (R\$ / litro)	= 0,54
Preço do GNV (R\$ / m³)	
se o índice for igual ou maior que 0,54 é mais Vantajoso o uso do GNV.	
Álcool	← 0,54 → GNV
Para verificar se o GNV é mais ou menos vantajoso que a Gasolina : você deve dividir o Preço da Gasolina (litro) pelo Preço do GNV (m³)	
Preço da Gasolina (R\$ / litro)	= 0,77
Preço do GNV (R\$ / m³)	
se o índice for igual ou maior que 0,77 é mais Vantajoso o uso do GNV.	
Gasolina	← 0,77 → GNV

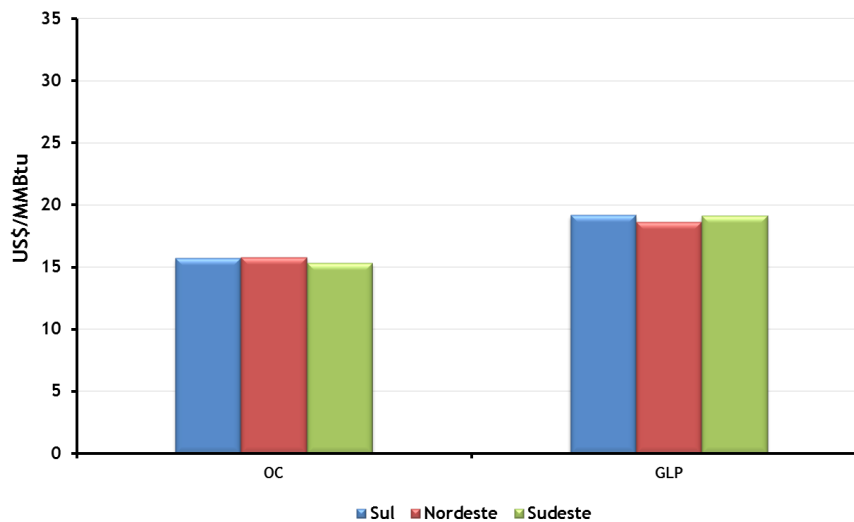
Fonte: Simulador de Economia GNV, IBP

Cabe aqui lembrar que, como dito na Introdução, este estudo não terá como foco a questões técnicas da utilização do gás natural que influenciam na competitividade deste energético, ou seja, não tratará das questões de produção, transporte e distribuição.

4.1. Competitividade Nacional - Entre os Estados

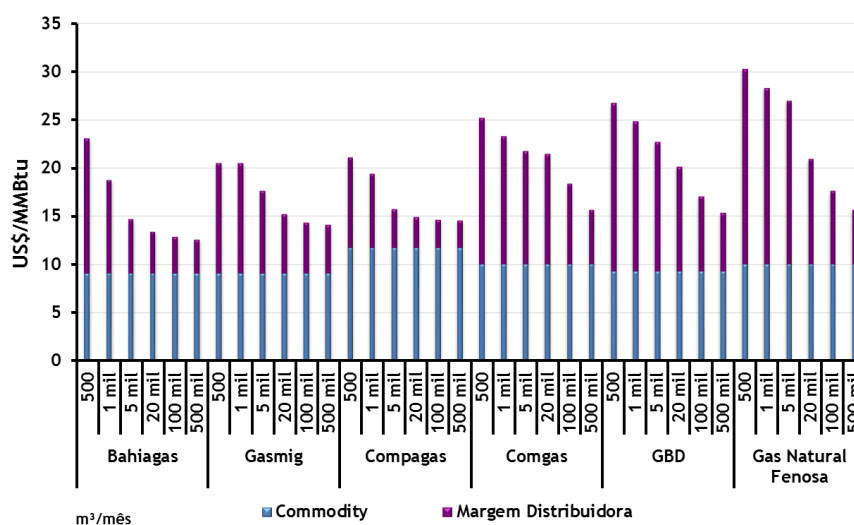
Como dito anteriormente, esta análise se faz relevante principalmente para o caso da instalação de uma nova indústria. Supondo uma indústria, a qual pretende consumir o equivalente à 500 mil m³/mês de gás natural e que a localização não exerça grande importância, o fator de decisão seria o estado que oferecesse a menor tarifa para utilização do combustível. Dentro da análise deste estudo a indústria poderia escolher entre os combustíveis: Gás Natural, Gás Liquefeito do Petróleo e Óleo Combustível. Para a localização da fábrica os estados de opção seriam: Bahia, Minas Gerais, Paraná e São Paulo, o qual possui três distribuidoras com diferentes tarifas: Comgás, Gás Brasileiro e Gás Natural Fenosa.

Gráfico 4.1 – Competitividade do GLP e OC entre os estados– Segmento Industrial



Fonte: Elaboração Própria com dados da ANP

Gráfico 4.2 – Competitividade do Gás Natural entre os estados – Segmento Industrial



Fonte: Elaboração Própria com dados da ANP

A partir do Gráfico 4.x percebemos que não há grandes discrepâncias entre os custos do GLP e OC nas diferentes regiões de análise. Já no gás natural (Gráfico 4.x) não só há diferença entre as tarifas praticadas pelas distribuidoras dos estados, como também uma gradativa diminuição com o aumento do perfil de consumo da indústria.

Para o caso suposto de uma indústria consumidora de 500 mil m³/mês de gás natural equivalente, a melhor opção econômica seria a utilização de gás natural no estado da Bahia. Na Tabela 4.2 podemos ver um resumo sobre a melhor opção econômica de acordo com o volume de consumo mensal equivalente em gás natural.

Tabela 4.2 – Competitividade do Gás Natural entre os estados – Segmento Industrial

Consumo Mensal (m³)	Gás Natural		Óleo Combustível e GLP		Melhor Opção Econômica
	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Estado da Menor Tarifa	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível e Região	
500	20,5	Minas Gerais	15,70	OC no Sul	Óleo Combustível
1 mil	18,8	Paraná	15,70	OC no Sul	Óleo Combustível
5 mil	14,7	Bahia	15,70	OC no Sul	Gás Natural
20 mil	13,5	Bahia	15,70	OC no Sul	Gás Natural
100 mil	12,9	Bahia	15,70	OC no Sul	Gás Natural
500 mil	12,6	Bahia	15,70	OC no Sul	Gás Natural

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

4.2. Competitividade Nacional – Dentro dos Estados

4.2.1 Segmento Industrial

A análise da competitividade do gás natural no segmento industrial por estado apresentou certa uniformidade entre os estados da Bahia, Minas Gerais e Paraná. Do mesmo modo, as distribuidoras pertencentes ao estado de São Paulo apresentaram certa semelhança entre si.

Naqueles três estados percebemos que o gás natural se mantém como a pior opção econômica nos primeiros volumes analisados, assim como o GLP deixa de ser a mais competitivo a partir do consumo de 5 mil m³/mês. Contudo quando olhamos os maiores volumes analisados veremos que tanto na Bahia quanto em Minas e no Paraná, o gás natural se mantém como o combustível mais competitivo.

Já o estado de São Paulo apresenta um perfil completamente diferente. Nas três distribuidoras em questão, o GLP se mantém mais competitivo até o consumo de 20 mil m³/mês. Para os volumes de 100 e 500 mil m³/mês, vemos que o OC se mantém como melhor opção econômica. Os Gráficos 6.1 até 6.6 apresentam a competitividade do gás natural no segmento industrial por distribuidora.

Tabela 4.3 – Resumo da Competitividade do Gás Natural no Segmento Industrial – Consumo: 500, 1 mil e 5 mil m³/mês

Estado	Distribuidora	Consumo de 500 m³/mês		Consumo de 1 mil m³/mês		Consumo de 5 mil m³/mês	
		Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível
Bahia	Bahiagas	15,8	OC A1	15,8	OC A1	14,7	GN
Minas Gerais	Gasmig	15,3	OC A1	15,3	OC A1	15,3	GN
São Paulo	Comgas	15,3	OC A1	15,3	OC A1	15,3	OC A1
São Paulo	Gás Brasileiro	15,3	OC A1	15,3	OC A1	15,3	OC A1
São Paulo	Gás Natural Fenosa	15,3	OC A1	15,3	OC A1	15,3	OC A1
Paraná	Compagás	15,7	OC A1	15,7	OC A1	15,7	OC A1

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Tabela 4.5 – Resumo da Competitividade do Gás Natural no Segmento Industrial – Consumo: 20 mil, 100 mil e 500 mil m³/mês

Estado	Distribuidora	Consumo de 20 mil m³/mês		Consumo de 100 mil m³/mês		Consumo de 500 mil m³/mês	
		Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível
Bahia	Bahiagas	13,5	GN	12,9	GN	12,6	GN
Minas Gerais	Gasmig	15,3	GN	14,4	GN	14,2	GN
São Paulo	Comgas	15,3	OC A1	15,3	OC A1	15,3	OC A1
São Paulo	Gás Brasileiro	15,3	OC A1	15,3	OC A1	15,3	OC A1
São Paulo	Gás Natural Fenosa	15,3	OC A1	15,3	OC A1	15,3	OC A1
Paraná	Compagás	15,0	GN	14,7	GN	14,6	GN

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Os dados disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo para o preço do OC e GLP industrial não apresentam a margem de distribuição. Para esta análise foi adicionado 30% ao valor disponível como estimativa do quanto é cobrado pela distribuição destes energéticos.

4.2.2 Segmento Residencial

Para ao segmento residencial percebemos uma variedade na competição entre os energéticos em cada estado. Na Bahia e Paraná o gás natural se mantém em todas as faixas de consumo como o mais econômico. Já em Minas Gerais o GLP é o melhor competidor. Enquanto isso nas distribuidoras de São Paulo a energia elétrica se mantém como a melhor opção, ao passo que o gás natural só mais competitivo no estado dentro da área de concessão da Gás Natural Fenosa para o consumo acima de 30 m³/mês.

As Tabelas 4.4 e 4.5 apresentam o resumo da competitividade no segmento residencial para os estados de análise. No Anexo são apresentados os gráficos (6.7 até 6.12) os quais apresentam a competitividade neste segmento para cada um dos estados.

Tabela 4.4 – Resumo da Competitividade do Gás Natural no Segmento Residencial – Consumo: 7 e 15 m³/mês

Estado	Distribuidora	Consumo de 7 m³/mês		Consumo de 15 m³/mês	
		Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível
Bahia	Bahiagas	25,7	GN	25,7	GN
Minas Gerais	Gasmig	28,5	GLP	28,5	GLP
São Paulo	Comgas	17,6	EE	17,6	EE
São Paulo	Gás Brasileiro	18,6	EE	18,6	EE
São Paulo	Gás Natural Fenosa	19,6	EE	19,6	EE
Paraná	Compagás	22,6	GN	22,6	GN

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Tabela 4.5 – Resumo da Competitividade do Gás Natural no Segmento Residencial – Consumo: 20, 30 e 50 m³/mês

Estado	Distribuidora	Consumo de 20 m³/mês		Consumo de 30 m³/mês		Consumo de 50 m³/mês	
		Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível
Bahia	Bahiagas	25,7	GN	24,6	GN	23,8	GN
Minas Gerais	Gasmig	28,5	GLP	28,5	GLP	28,1	GN
São Paulo	Comgas	17,6	EE	17,6	EE	17,6	EE
São Paulo	Gás Brasileiro	18,6	EE	18,6	EE	18,6	EE
São Paulo	Gás Natural Fenosa	19,6	EE	19,6	EE	19,6	EE
Paraná	Compagás	22,6	GN	22,6	GN	22,6	GN

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

4.2.3 Segmento Comercial

No segmento comercial percebemos que na grande maioria dos estados analisados o gás natural somente se torna competitivo para estabelecimentos de maior porte. Seguindo este padrão, um novo projeto comercial deveria projetar um consumo semelhante à uma pequena indústria para tornar viável economicamente a utilização do gás natural.

Este comportamento é visto em maior magnitude nas distribuidoras de gás natural do estado de São Paulo. Em duas delas, Comgas e Gás Brasileiro, o gás não se mostrou a melhor opção em nenhum dos volumes analisados, mantendo o GLP como energético mais competitivo. Na Gás Natural Fenosa, somente o consumo de 10 mil m³/mês apresentou o gás como melhor opção.

No outro extremo há o estado do Paraná, no qual o gás natural distribuído pela Compagás se mostra mais competitivo dentre todos os volumes analisados. As Tabelas 4.6 e

4.7 apresentam um resumo da análise da competitividade do gás natural no segmento comercial por estado e faixa de consumo. Os resultados mais detalhados se encontram no anexo nos Gráficos 6.13 até 6.18.

Tabela 4.6 – Resumo da Competitividade do Gás Natural no Segmento Comercial – Consumo: 100, 500 e 1.000 m³/mês

Estado	Distribuidora	Consumo de 100 m³/mês		Consumo de 500 m³/mês		Consumo de 1 mil m³/mês	
		Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível
Bahia	Bahiagas	22,9	GLP	22,9	GLP	20,5	GN
Minas Gerais	Gasmig	23,5	GLP	23,5	GLP	23,5	GLP
São Paulo	Comgas	23,5	GLP	23,5	GLP	23,5	GLP
São Paulo	Gás Brasileiro	23,5	GLP	23,5	GLP	23,5	GLP
São Paulo	Gás Natural Fenosa	23,5	GLP	23,5	GLP	23,5	GLP
Paraná	Compagás	21,1	GN	21,1	GN	21,1	GN

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Tabela 4.7 – Resumo da Competitividade do Gás Natural no Segmento Comercial – Faixas de Consumo: 2, 3, 5 e 10 mil m³/mês

Estado	Distribuidora	Consumo de 2 mil m³/mês		Consumo de 3 mil m³/mês		Consumo de 5 mil m³/mês		Consumo de 10 mil m³/mês	
		Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível	Menor Tarifa (US\$/MMbtu)	Combustível
Bahia	Bahiagas	17,7	GN	16,6	GN	15,6	GN	14,6	GN
Minas Gerais	Gasmig	21,2	GN	19,5	GN	18,0	GN	16,3	GN
São Paulo	Comgas	23,5	GLP	23,5	GLP	23,5	GLP	23,5	GLP
São Paulo	Gás Brasileiro	23,5	GLP	23,5	GLP	23,5	GLP	23,5	GLP
São Paulo	Gás Natural Fenosa	23,5	GLP	23,5	GLP	23,5	GLP	21,7	GN
Paraná	Compagás	20,3	GN	19,5	GN	18,8	GN	17,9	GN

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

4.2.4 Segmento Automotivo

Como pontuado no início deste capítulo, a análise da competitividade no segmento automotivo de veículos leves foi feita a partir de um coeficiente apresentado pelo IBP. Assim sendo, para que o GNV seja mais competitivo frente o Etanol a divisão do preço deste (em R\$/litro) pelo do GNV (em R\$/m³) deve resultar em um valor maior que 0,54, ou seja, o preço do etanol deve ser pelo menos 54% maior que o do GNV. Para o caso da Gasolina este coeficiente é relativamente mais alto, alcançando 0,77.

Os Gráficos 6.19 até 6.22 no anexo apresentam o cálculo deste coeficiente para cada um dos estados de análise. Contudo os dados disponibilizados pela ANP de preços de combustíveis é feito por estado. Desde modo há uma perda de granularidade ao analisarmos São Paulo, já que deixa-se de ser possível identificar a margem de revenda aplicada em cada uma das áreas de concessão de distribuição de gás natural deste estado.

De qualquer modo, ao analisarmos os gráficos veremos que mesmo em níveis diferentes e com variações distintas o gás natural veicular se mantém sempre como a melhor opção econômica. Assim sendo, não seria um erro afirmar que o mesmo comportamento se mantém em cada uma das áreas de concessão de São Paulo.

Atualmente o estado que possui o GNV mais competitivo em média no ano de 2013 frente o etanol é a Bahia, frente a gasolina o estado de Minas Gerais apresenta o pior índice. A Tabela 4.8 apresenta um pequeno resumo.

Tabela 4.8 – Resumo da Competitividade do Gás Natural no Segmento Automotivo

Estado	Ano de 2013					
	Índice Etanol/GNV			Índice Gasolina/GNV		
	Menor	Maior	Média	Menor	Maior	Média 2013
Bahia	129%	131%	125%	166%	171%	157%
Minas Gerais	119%	124%	118%	159%	170%	153%
São Paulo	113%	120%	114%	164%	171%	157%
Paraná	115%	124%	116%	162%	180%	157%

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP e Simulador de Economia GNV IBP.

5. CONCLUSÃO

Esta monografia teve como objetivo principal distinguir os determinantes da competitividade em preço do gás natural no Brasil. Como mencionado na introdução deste estudo, o estudo se limitou à competitividade em preço pelo fato de que o mercado de gás natural ainda é muito recente e a expansão da produção e da infraestrutura de transporte e distribuição estarem atrelados à sinalizações positivas de preços e políticas públicas de incentivo e estruturação do mercado.

Antes de apresentar a análise da competitividade foram abordados alguns assuntos considerados essenciais para a discussão em questão. Para início era preciso criar as bases de conhecimento do mercado de gás natural, explicitando como a cadeia produtiva se configura, onde o gás natural pode ser consumido e quais seriam os benefícios da utilização deste energético em detrimento de outros como o óleo combustível e a energia elétrica. Posteriormente, no terceiro capítulo, foi abordado o histórico do mercado de gás natural brasileiro, o qual é importante para o entendimento da dinâmica deste mercado especificamente no Brasil.

Dado o objetivo deste estudo, se fez importante expor os diferentes métodos de precificação do gás natural e como vem sendo feita a precificação aqui no Brasil. Este assunto foi exposto no segundo capítulo, o qual é de suma importância, pois tendo sido explicitada o método de precificação do gás natural no Brasil torna-se mais fácil a identificação dos determinantes da competitividade em preço do gás natural no país. No caso, foi identificado que a precificação do gás natural no Brasil é feita a partir do método de *cost-plus*, no qual o custo para o consumidor final é composto pelo somatório das tarifas referentes à remuneração das etapas de cadeia produtiva do gás natural (exploração e produção, tratamento, transporte e distribuição).

Por último, no quarto capítulo, foi apresentada a análise em si da competitividade em preços do gás natural. Esta análise teve como base três estados – com um total de cinco distribuidoras: São Paulo (Comgas, Gás Natural Fenosa e Gás Brasileiro), Bahia (Bahiasgas), Minas Gerais (Gasmig) e Paraná (Compagas). Os segmentos abordados e os respectivos energéticos competidores do gás natural em cada um deles foram: Industrial com o GLP e OC, Residencial e Comercial com GLP e Energia Elétrica e o segmento Automotivo com a Gasolina e Etanol. Nos segmentos industrial, comercial e residencial a análise foi feita para

certos níveis de consumo de acordo a equivalência energética dos preços de cada um dos combustíveis, já para o segmento automotivo foi considerado o Simulador de Economia GNV publicado pelo IBP para auferir a competitividade do gás natural veicular.

Neste capítulo foi possível identificar que, mesmo tendo a Petrobras grande participação no mercado de gás natural brasileiro, as companhias distribuidoras possuem forte peso na formação de preços. Mesmo esta parcela sendo, em praticamente todos os casos, decrescente de acordo com o aumento do consumo, a participação se mostra expressiva, onde, por exemplo, representa 67% no menor consumo analisado na distribuidora de São Paulo, Gás Natural Fenosa, e 36% no maior consumo analisado. Além disso, pode-se perceber claramente que o gás natural se apresenta em todos os casos como melhor opção econômica no segmento automotivo e que o aumento do consumo encontra barreiras que não a competitividade em preço.

Em linhas gerais, foi possível concluir que frente ao público mercado de gás natural brasileiro ainda vemos grande influência da Petrobras e das companhias distribuidoras de gás natural na formação do preço deste energético. Nesse sentido, é importante o enraizamento da competição no *Upstream* brasileiro, maior clareza e discussões sobre a formação do preço do gás natural e principalmente uma regulação mais ativa para a redução da margem de distribuição. Por isso é conveniente, em futuros estudos, uma análise aprofundada sobre que tipos de ações deverão ser tomadas para melhorar a competitividade do preço do gás natural.

6. ANEXO

Tabela 6.1 – Fatores de Conversão entre Unidades de Energia

	Multiplicar por:	PARA			
		J	Btu	cal	kWh
DE	Joule (J)	1,0	947,8 x 10 ⁻⁶	0,23884	277,7 x 10 ⁻⁹
	British Thermal Unit (Btu)	1,055 x 10 ³	1,0	252,0	293,07 x 10 ⁻⁶
	Caloria (cal)	4,1868	3,968 x 10 ⁻³	1,0	1,163 x 10 ⁻⁶
	Quilowatt-hora (kWh)	3,6 x 10 ³	3412	860 x 10 ³	1,0
	Tonelada Equivalente de Petróleo (tep)	41,87 x 10 ³	39,68 x 10 ⁶	10 x 10 ⁹	11,63 x 10 ³
	Barril Equivalente de Petróleo (bep)	5,95 x 10 ³	5,63 x 10 ⁶	1,42 x 10 ⁹	1,65 x 10 ³

Fonte: Colomer (2011)

Tabela 6.2 – Fatores de Conversão entre Unidades de Volume

	Multiplicar por:	PARA				
		m ³	l	gal (EUA)	gal (RU)	bbl
DE	metros cúbicos (m ³)	1,0	1000,0	264,2	220,0	6,289
	litros (l)	0,001	1,0	0,2642	0,22	0,0063
	galões (EUA)	0,0038	3,785	1,0	0,8327	0,02381
	galões (RU)	0,0045	4,546	1,201	1,0	0,02859
	barris (bbl)	0,159	159,0	42	34,97	1,0
	pés cúbicos (cf)	0,0283	28,3	7,48	6,229	0,1781

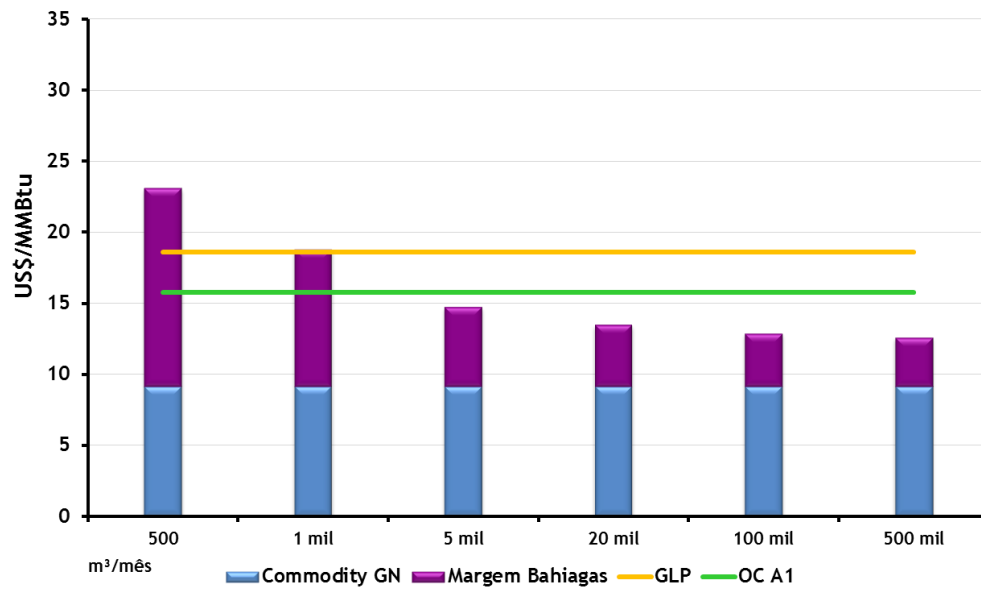
Fonte: Colomer (2011)

Tabela 6.3 – Poder Calorífico Superior por Energético

Combustível	Densidade (Kg/L)	Poder Calorífico Superior (PCS)
Óleo Combustível 1A	1	10.130 Kcal/Kg
Diesel	0,9	9.160 Kcal/L
Etanol Hidratado	0,8	5.380 Kcal/L
Gás Natural	0,001 L/m ³	9.300 Kcal/m ³
Gasolina	0,7	8.325 Kcal/L
GLP	0,6	11.750 Kcal/Kg

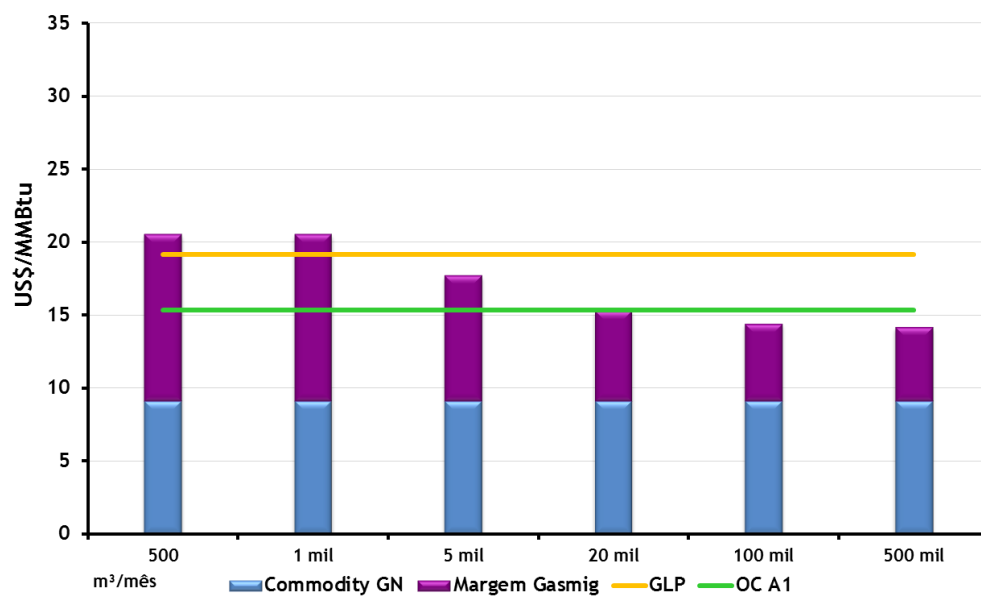
Fonte: Densidade e Poder Calorífico - Petrobras

Gráfico 6.1 – Competitividade do Gás Natural na Bahia– Segmento Industrial



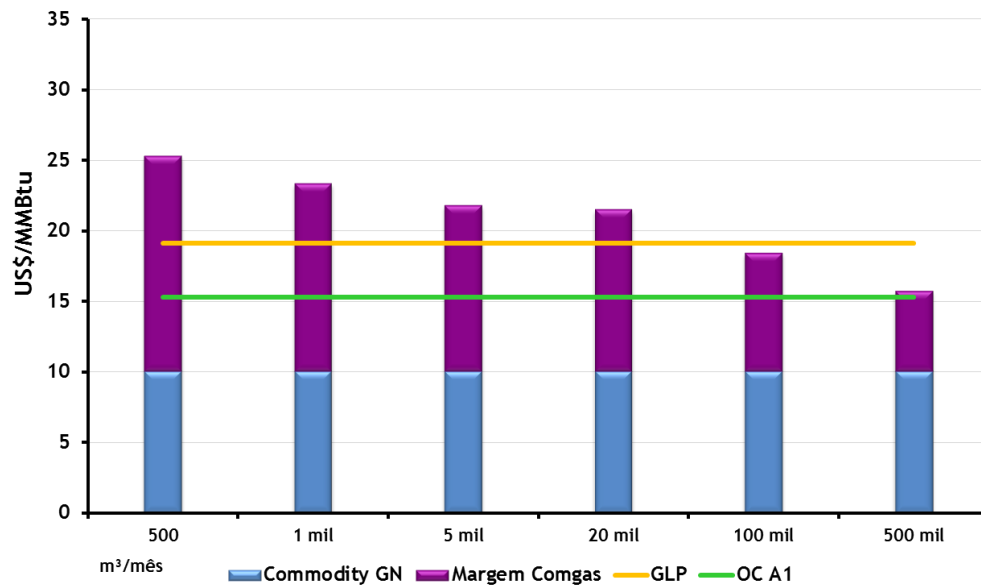
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.2 – Competitividade do Gás Natural na Minas Gerais– Segmento Industrial



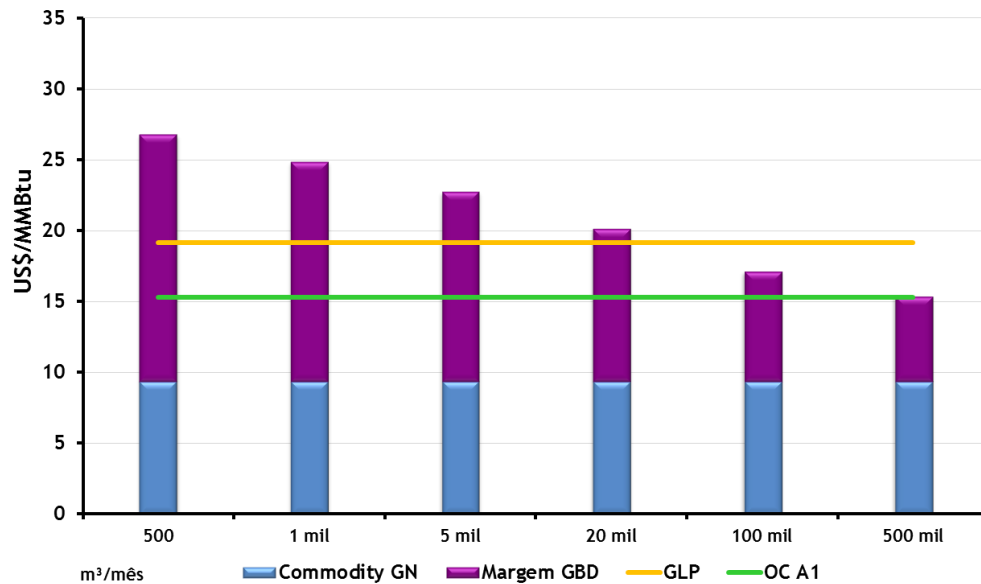
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.3 – Competitividade do Gás Natural na Comgas (SP)– Segmento Industrial



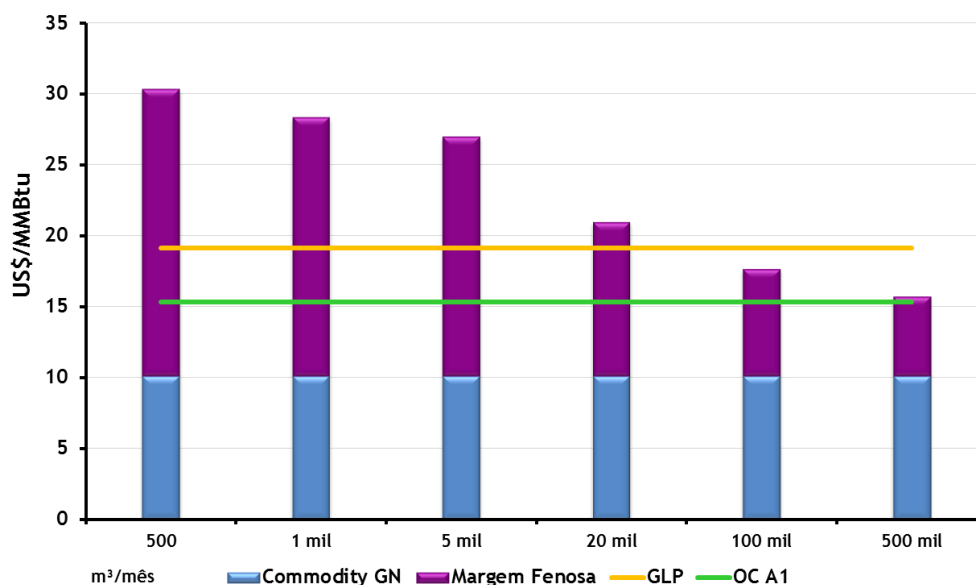
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.4 – Competitividade do Gás Natural na Gás Brasileiro (SP) – Segmento Industrial



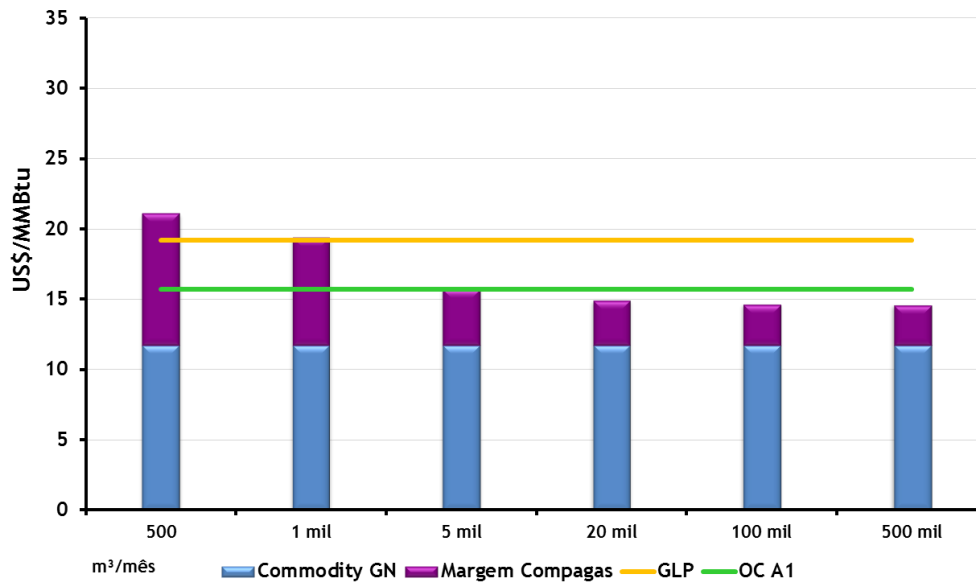
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.5 – Competitividade do Gás Natural na Gás Natural Fenosa (SP) – Segmento Industrial



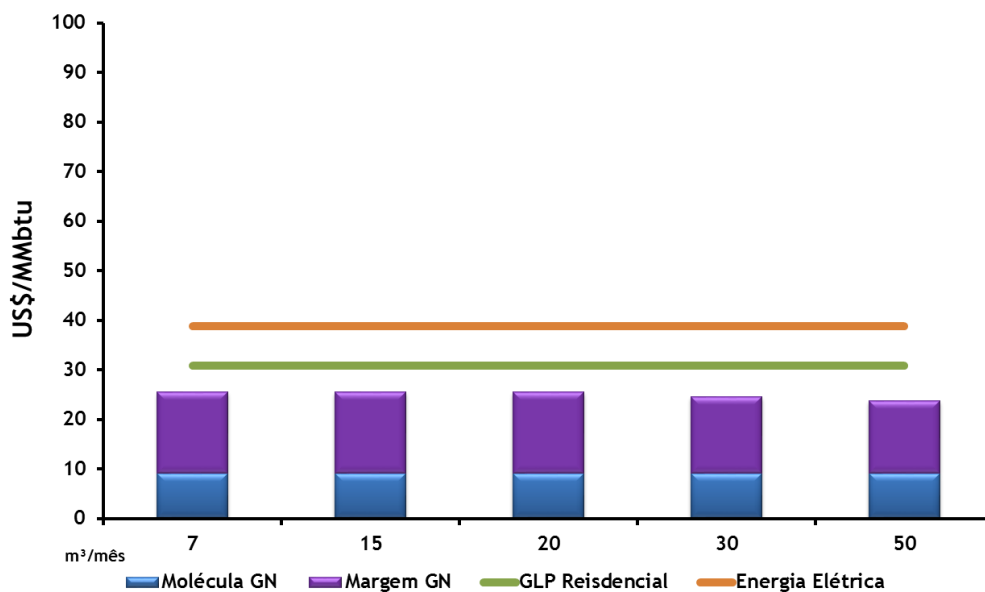
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.6 – Competitividade do Gás Natural no Paraná – Segmento Industrial



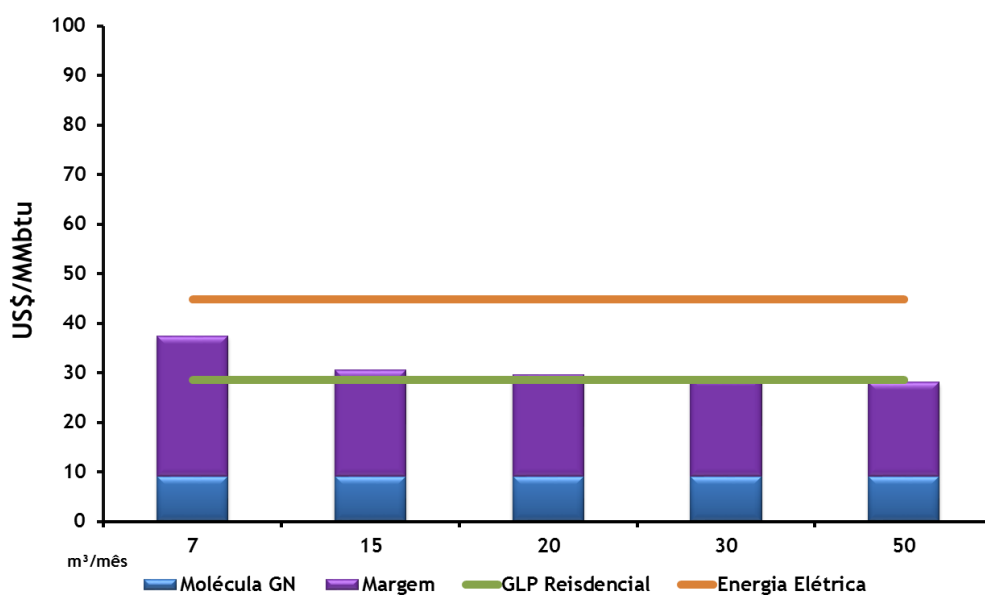
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.7 – Competitividade do Gás Natural na Bahia – Segmento Residencial



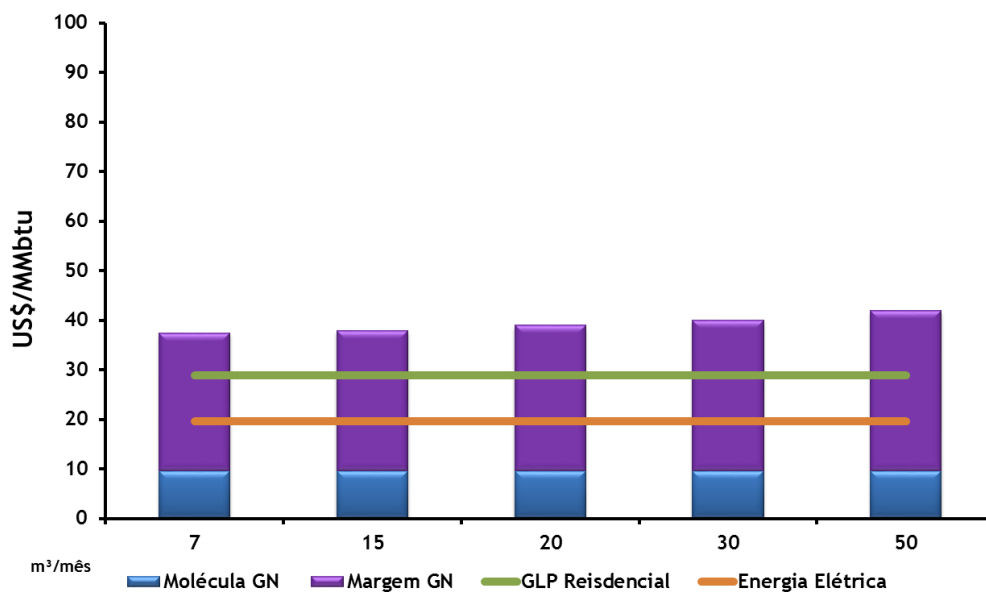
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.8 – Competitividade do Gás Natural em Minas Gerais – Segmento Residencial



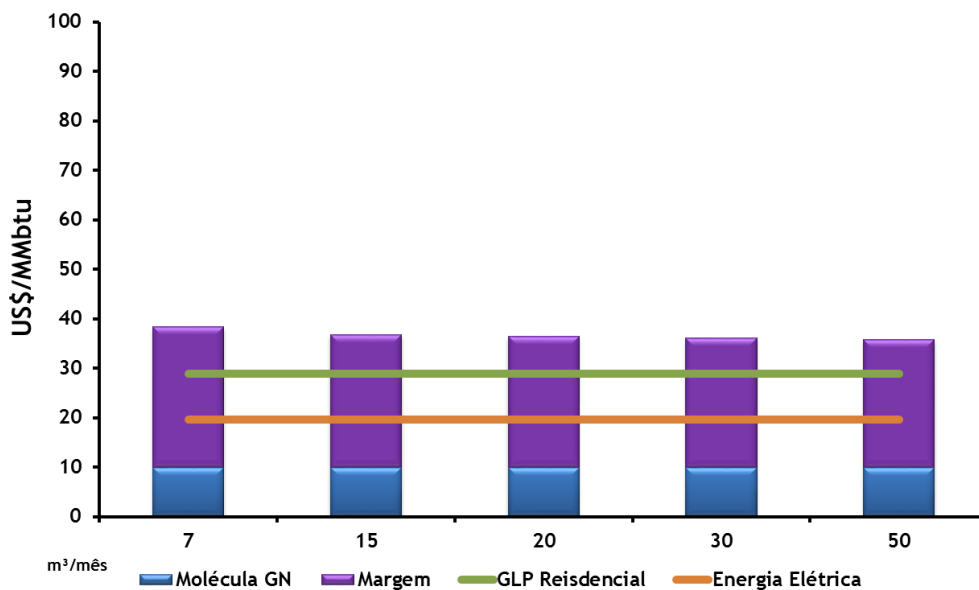
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.9 – Competitividade do Gás Natural na Comgas (SP) – Segmento Residencial



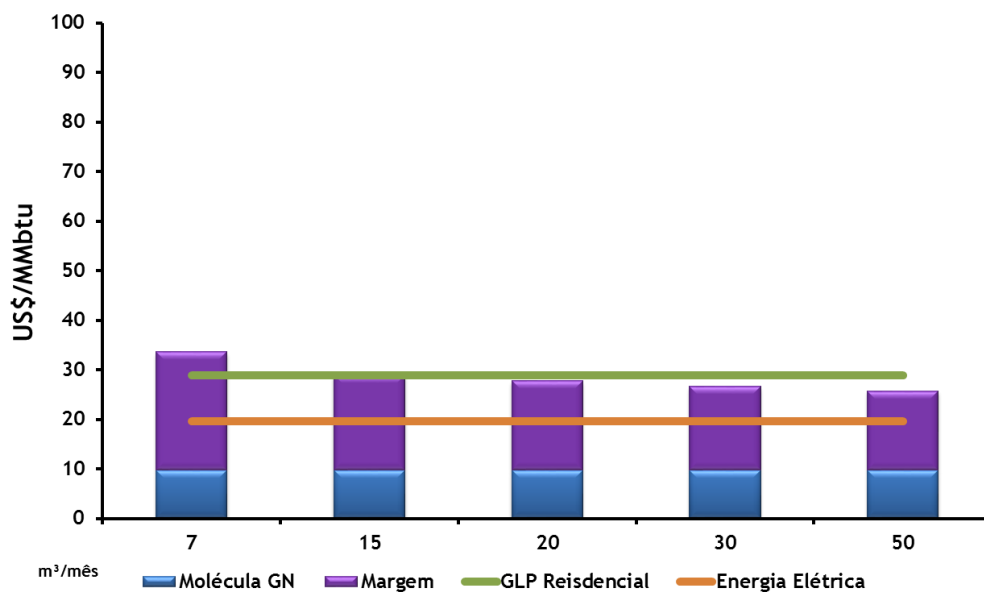
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.10 – Competitividade do Gás Natural na Gás Brasileiro (SP) – Segmento Residencial



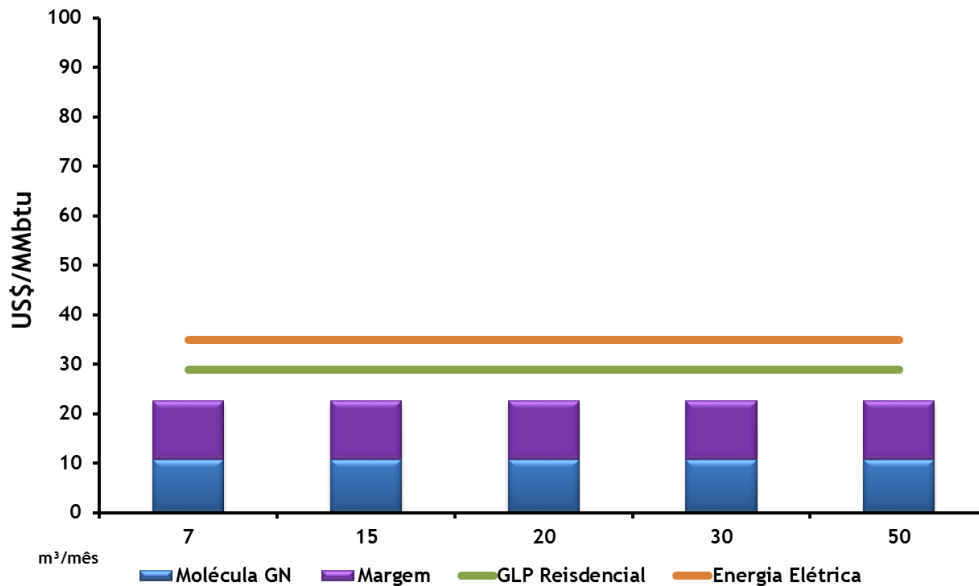
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.11 – Competitividade do Gás Natural na Gás Natural Fenosa (SP) – Segmento Residencial



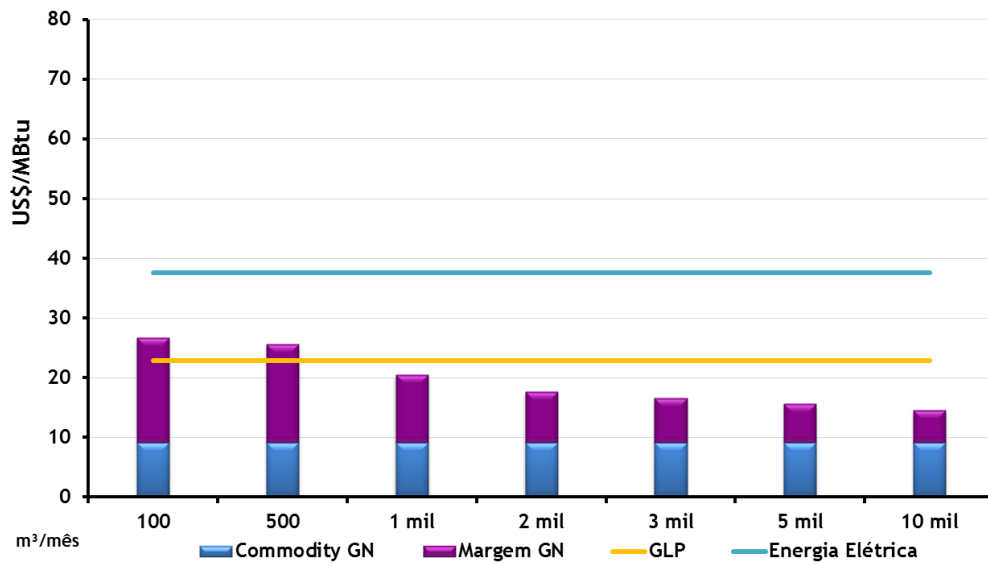
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.12 – Competitividade do Gás Natural no Paraná – Segmento Residencial



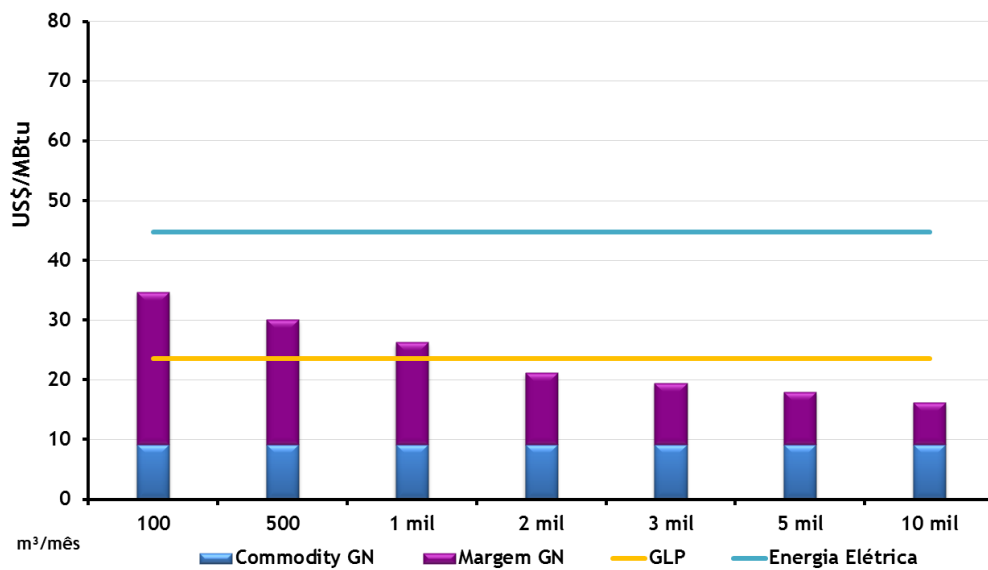
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.13 – Competitividade do Gás Natural na Bahia– Segmento Comercial



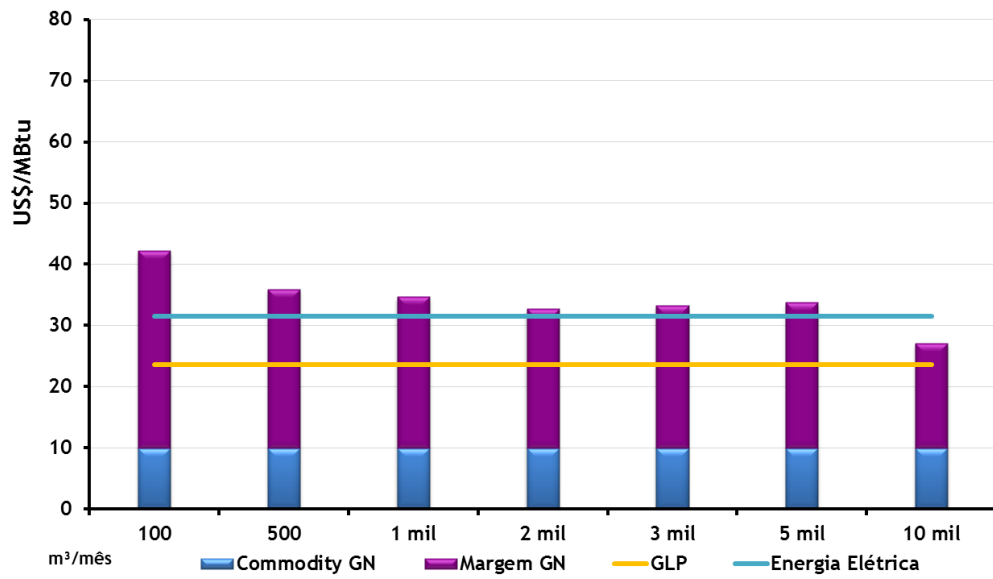
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.14 – Competitividade do Gás Natural em Minas Gerais – Segmento Comercial



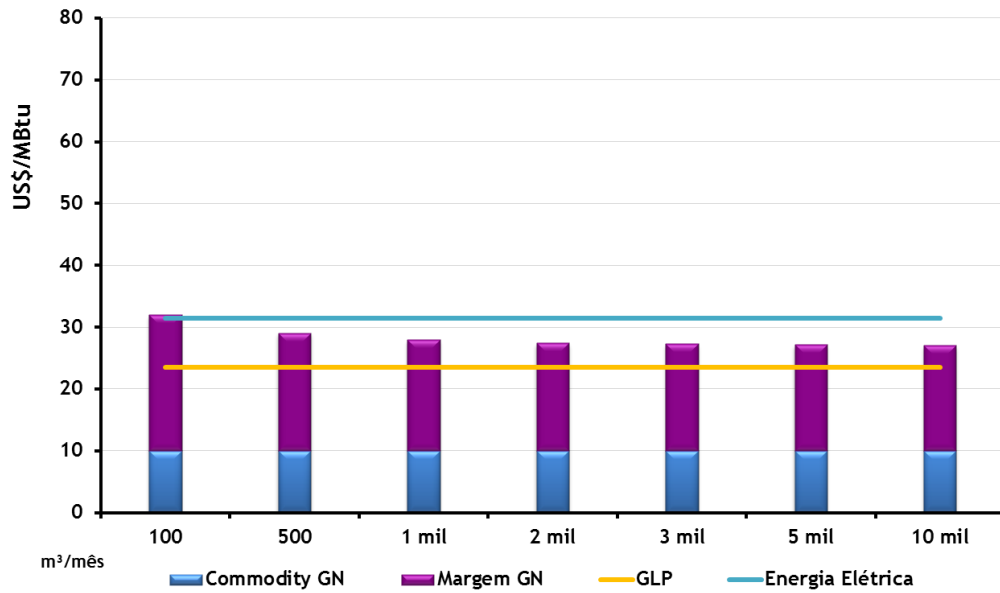
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.15 – Competitividade do Gás Natural na Comgas (SP) – Segmento Comercial



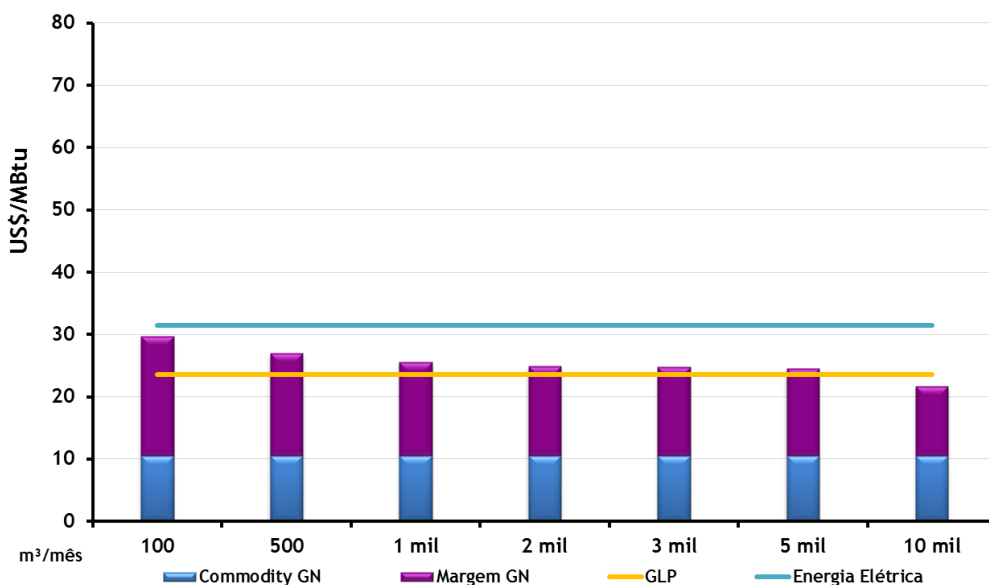
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.16 – Competitividade do Gás Natural na Gás Brasileiro (SP) – Segmento Comercial



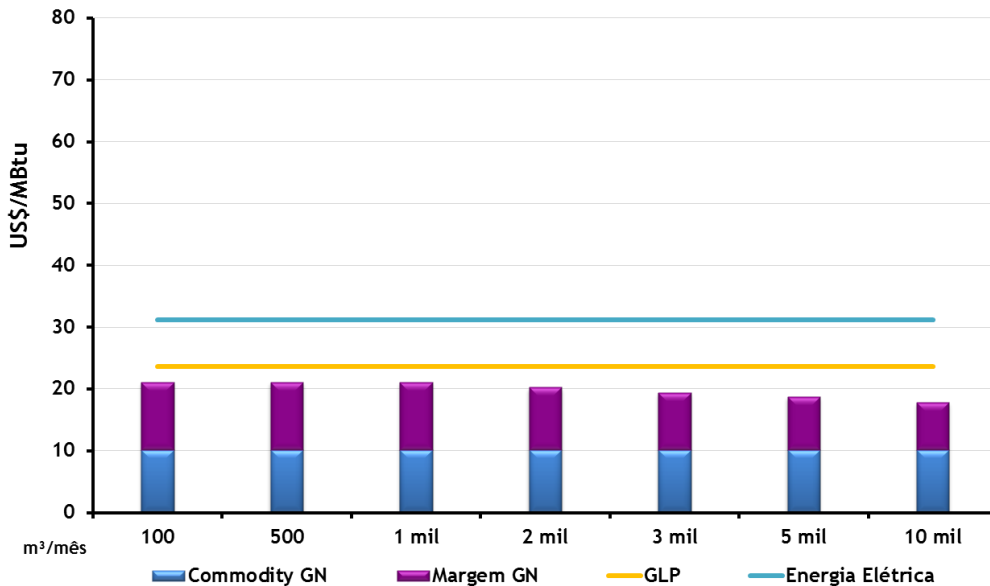
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.17 – Competitividade do Gás Natural na Gás Natural Fenosa (SP)– Segmento Comercial



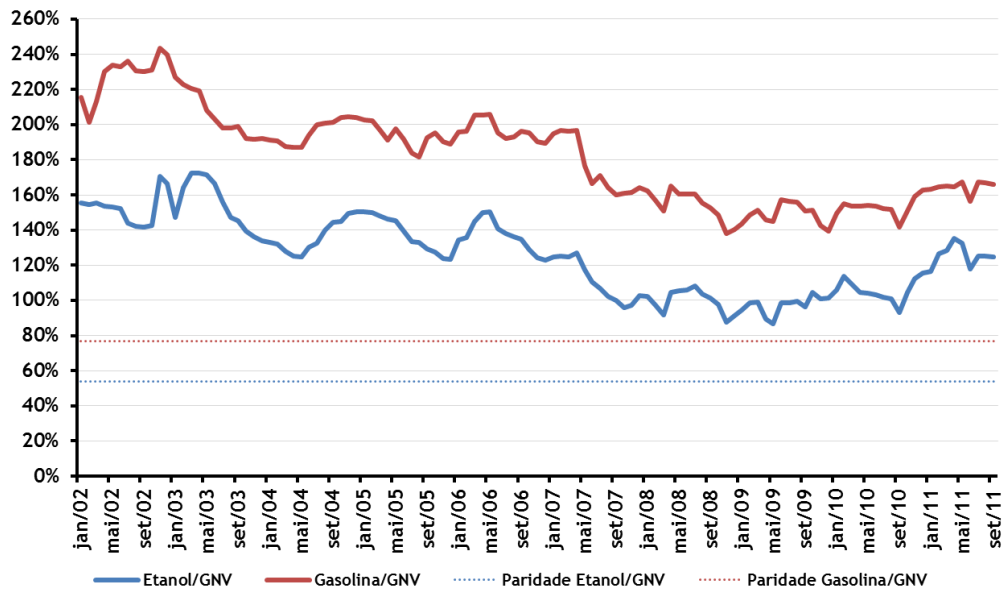
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.18 – Competitividade do Gás Natural no Paraná – Segmento Comercial



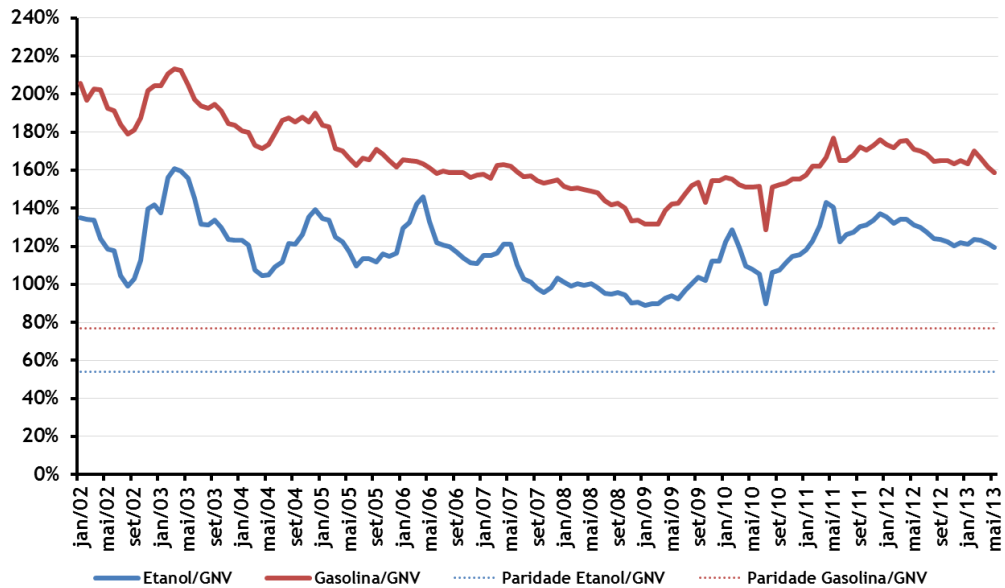
Fonte: Elaboração Própria a partir de dados das Distribuidoras e ANP.

Gráfico 6.19 – Competitividade do Gás Natural na Bahia – Segmento Automotivo



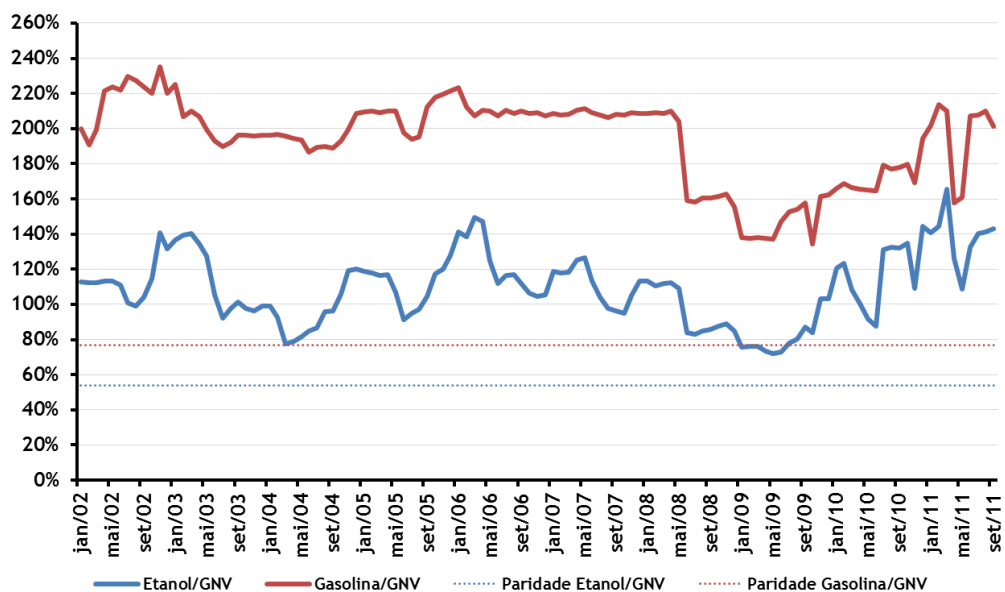
Fonte: ANP e IBP. Elaboração: Própria

Gráfico 6.20 – Competitividade do Gás Natural em Minas Gerais – Segmento Automotivo



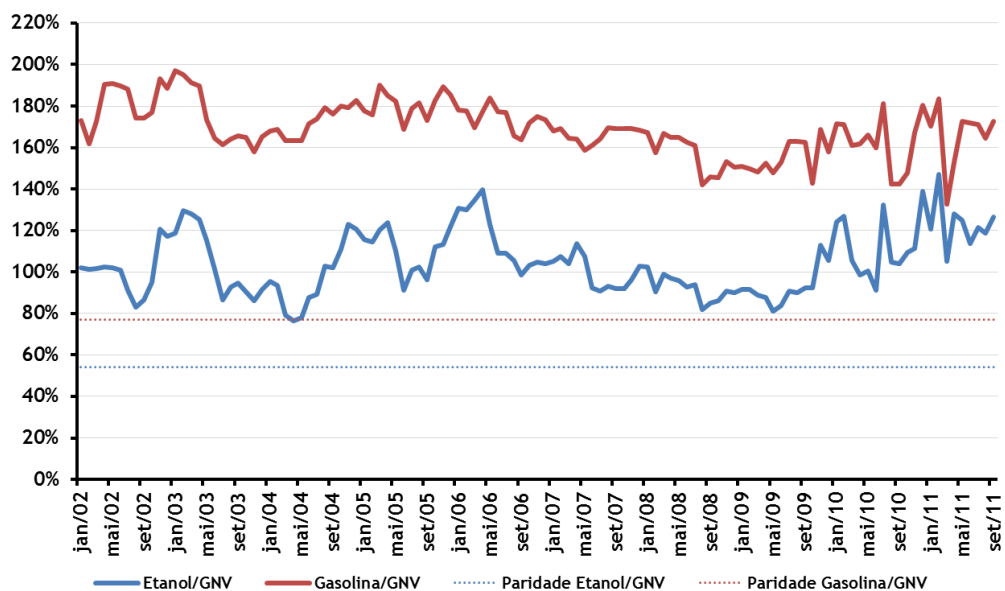
Fonte: ANP e IBP. Elaboração: Própria

Gráfico 6.21 – Competitividade do Gás Natural em São Paulo – Segmento Automotivo



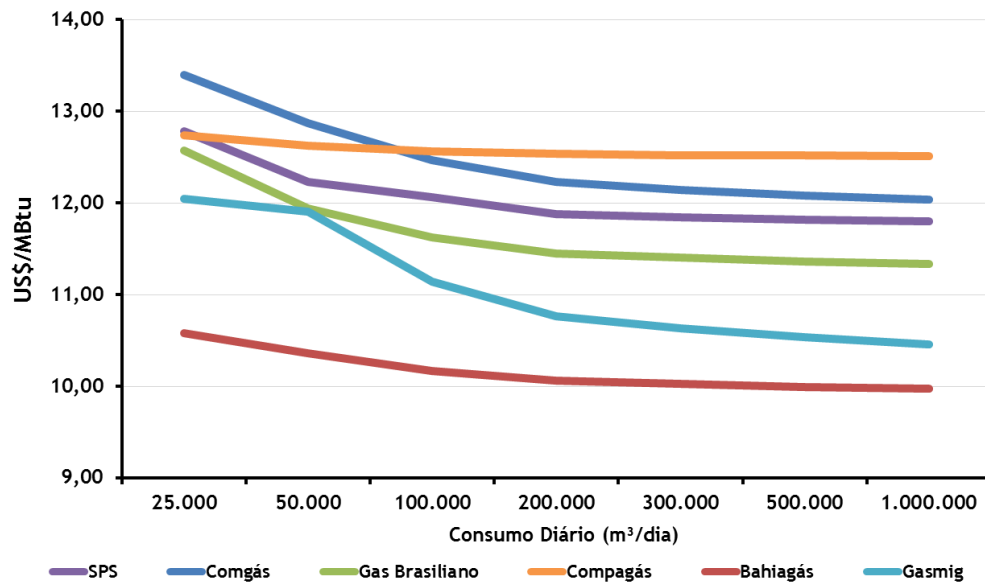
Fonte: ANP e IBP. Elaboração: Própria

Gráfico 6.22 – Competitividade do Gás Natural no Paraná – Segmento Automotivo



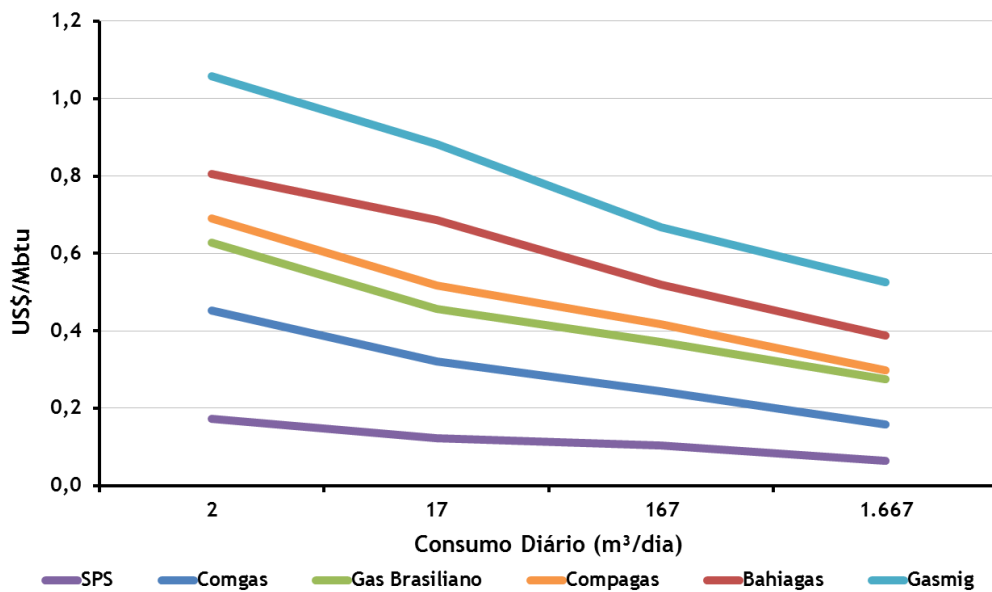
Fonte: ANP e IBP. Elaboração: Própria

Gráfico 6.23 – Margem de Distribuição por Consumo – Segmento Industrial



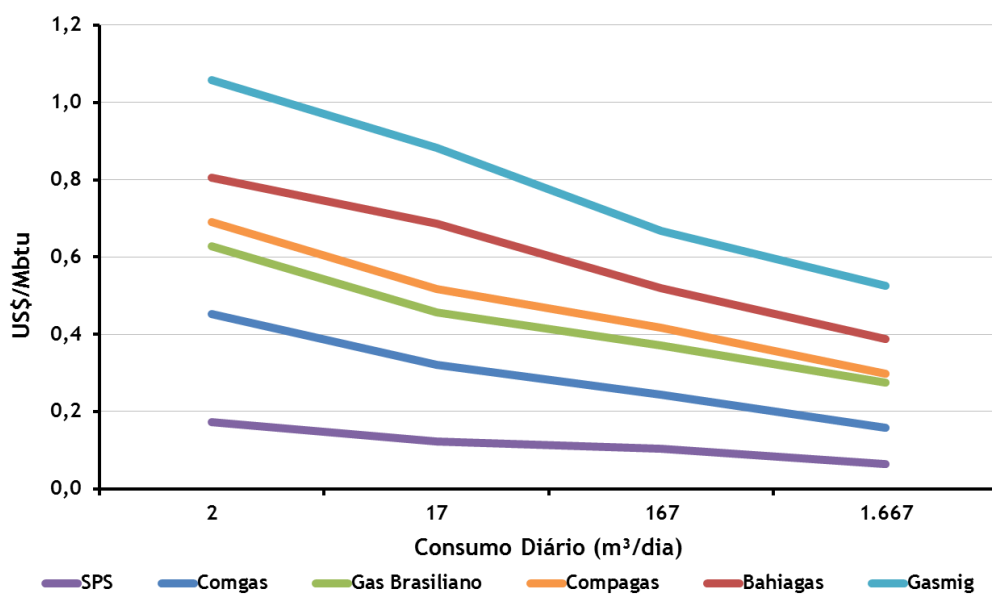
Fonte: Elaboração Própria a partir de informações disponibilizadas pelas Distribuidoras

Gráfico 6.24 – Margem de Distribuição por Consumo – Segmento Comercial



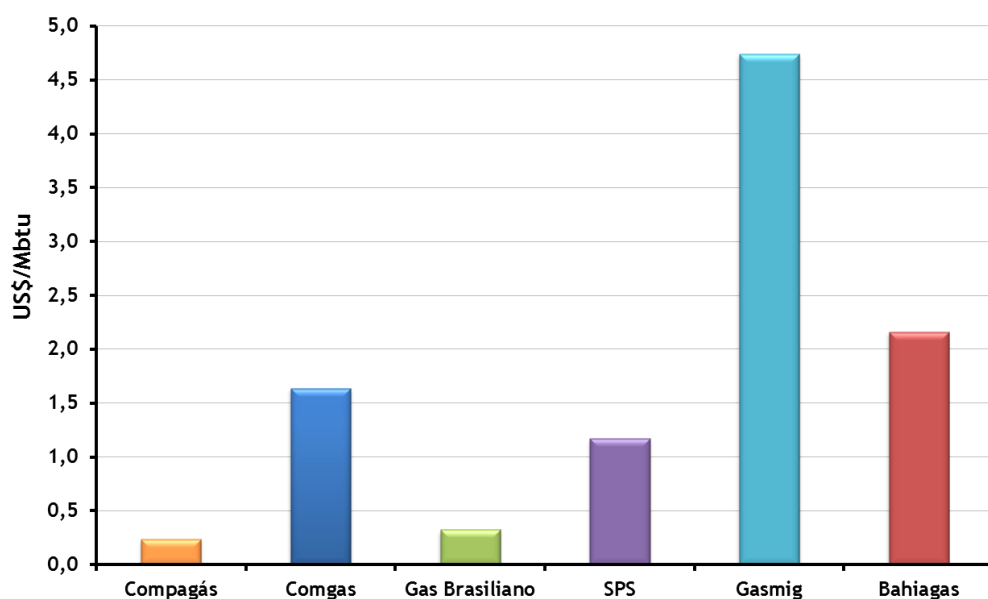
Fonte: Elaboração própria a partir de informações disponibilizadas pelas Distribuidoras

Gráfico 6.25 – Margem de Distribuição por Consumo – Segmento Residencial



Fonte: Elaboração própria a partir de informações disponibilizadas pelas distribuidoras

Gráfico 6.26 – Margem de Distribuição para o Segmento Automotivo



Fonte: Elaboração própria a partir de informações disponibilizadas pelas distribuidoras

7. BIBLIOGRAFIA

ABEGAS. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. Endereço Eletrônico: <http://www.abegas.org.br>.

____. **Relatório ABEGAS.** Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/wp-content/uploads/2013/06/base-maio.xls>>

ABREU, Percy Louzada de. **Gás Natural:** o combustível do novo milênio. Porto Alegre: Plural Comunicação, 1999.

ALMEIDA, Edmar Fagundes de; FERRARO, Marcelo Colomer. **Indústria do Gás Natural:** Fundamentos Técnicos e Econômicos. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2013.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Endereço Eletrônico: <http://www.anp.gov.br>.

____. **Dados Estatísticos Mensais – Produção de Gás Natural.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=64555&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1369944664319.>>

BRASIL. Lei nº 11.909 de 4 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Diário Oficial da União, publicado em 5 de março de 2009 . Brasília, DF.

BRASIL. Resolução ANP nº 51, de 29 de setembro de 2011. Regulamentação da Comercialização de Gás Natural. Diário Oficial da União, publicado em 30 de setembro de 2011. Brasília, DF.

COLOMER, Marcelo. **Curso Dinâmica tecnológica das indústrias energéticas:** Aula 1 - Fundamentos de Energia. Rio de Janeiro: GEE/UFRJ, 2011.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI) (Brasil). **A Indústria e o Brasil:** Gás Natural: uma proposta de política para o Brasil. Brasília, 2010.

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (Estados Unidos). Endereço Eletrônico: <http://www.eia.gov/>.

____. **Fuel Emission Coefficients.** Disponível em: <<http://www.eia.gov/oiaf/1605/coefficients.html#tbl2>> . Acessado em: 03 jun. 2013.

____. **Natural Gas 1998: Issues and Trends.** Whashington, 1999. Disponível em: <http://www.iea.doe.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publication/natural_gas_1998_issues_and_trends/it98.html>. Acesso em: 16 maio 2013.

ENERGY, Gas. **Gás Não Convencional: A mudança da dinâmica competitiva no mundo e os reflexos no Brasil:** Sessão 4: As mudanças de Competitividade entre Países e os Reflexos no Brasil (Parte 1). In: SEMINÁRIO GAS ENERGY, 7ª, 2012, Rio de Janeiro.: Gas Energy, 2012.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). **O preço do gás natural para a indústria no Brasil e nos Estados Unidos – Comparativo de Competitividade.** Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://www.firjan.org.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908CEC3F86E51A0140355BFD4B4125>>. Acesso em: 22 de fevereiro de 2014

FILGUEIRAS, Mariana Gonçalves Tannus. **A Política de Preços para o Gás Natural no Brasil e seu Impacto sobre a Competitividade e o Desenvolvimento do Mercado Gasífero.** 2009. 163 f. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Instituto de Economia, Ufrj, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes/Dissertacao_Mariana_Filgueiras_GEE.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2013.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (IBP). **Simulador de Economia GNV.** Disponível em: <<http://www.ibp.org.br/services/DocumentManagement/FileDownload.EZTSvc.asp?DocumentID={43EB927D-A690-4987-A658-F9ECA38680D4}&ServiceInstUID={008234CC-5DAA-4DB6-8D68-111B3FD798D3}>>.

INTERNATIONAL GAS UNION (IGU). **Wholesale Gas Price Survey 2013:** A global review of price formation mechanisms 2005 -2012. Oslo, 2012. Disponível em: <<http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/Wholesale%20Gas%20Price%20Survey%20-%202013%20Edition.pdf>>. Acesso em: 03 out. 2013.

LA CRISIS INTERNACIONAL Y LOS HIDROCARBUROS. Bolívia: **Fundacion Milenio**, n. 19, set. 2010. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/66906570/9/III-Precios-de-exportacion-del-gas-natural-boliviano>>

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **1º Inventário Nacional de emissões atmosféricas por veículos automotores rodoviários**: Relatório Final. Brasília, 2011.

Disponível em: <

http://www.mma.gov.br/estruturas/163/_publicacao/163_publicacao27072011055200.pdf>.

Acesso em: 03 out. 2013.

MME. **Ministério de Minas e Energia**. Endereço Eletrônico: <http://www.mme.gov.br>

____. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Disponível em: <

<http://www.mme.gov.br/spg/menu/publicacoes.html>>. Acesso em: 15 jul. 2013.

NICHOLLS, Tom et al. **Everything you wanted to know about gas... but were afraid to ask**: The ultimate guide to energy. London: Silverstone Communications Ltd, 2012.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Endereço Eletrônico:

<http://www.ons.org.br>

____. **IPDO – Informativo Preliminar Diário de Operação**. Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/>>

PETROBRAS (Brasil). **Densidade e Poderes Caloríficos Superiores**. Disponível em:

<<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/servicos/formulas-de-conversao/detalhe-formulas-de-conversao/densidade-e-poderes-calorificos-superiores.htm>>. Acesso em: 30 jul. 2013.

PETROSTRATEGIES INC (Eua). **Oil and Gas Value Chains**. Disponível em:

<http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_and_gas_value_chains.htm>. Acesso em: 03 jun. 2013.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (Org.). **Economia da Energia**: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro: Campus, 2007

VARIAN, Hal R. **Microeconomia**: conceitos básicos. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006.

VAZ, Célio Eduardo Martins; MAIA, João Luiz Ponce; SANTOS, Walmir Gomes Dos. **Tecnologia da Indústria do Gás Natural**. São Paulo: Blucher, 2008.