

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS  
ESCOLA DE ADMINISTRAÇÃO DE EMPRESAS DE SÃO PAULO

CESAR AUGUSTO LORENZI PEREIRA  
JOÃO ANTÔNIO DE SOUZA E SILVA  
ANTHONY AARON VENEZIA

**Desafios para a Regulação de um Mercado Competitivo de Gás Natural  
no Estado de São Paulo**

São Paulo

2014

CESAR AUGUSTO LORENZI PEREIRA  
JOÃO ANTONIO SOUZA E SILVA  
ANTHONY AARON VENEZIA

Desafios para a Regulação de um Mercado Competitivo  
de Gás Natural no Estado de São Paulo

Dissertação apresentada à Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas, como requisito para obtenção do título de Mestre em Gestão e Políticas Públicas.

Campo de conhecimento:  
Gestão e Políticas Públicas

Orientador: Professor Arthur Barrionuevo Filho

São Paulo  
2014

Pereira, Cesar Augusto Lorenzi.

Desafios para a Regulação de um Mercado Competitivo de Gás Natural no Estado de São Paulo / Cesar Augusto Lorenzi Pereira, João Antônio de Souza e Silva, Anthony Aaron Venezia. - 2014.

81 f.

Orientador: Arthur Barrionuevo Filho

Dissertação (MPGPP) - Escola de Administração de Empresas de São Paulo.

1. Gás natural - São Paulo (Estado). 2. Gás natural - Regulamentação. 3. Gás natural - Mercado. I. Silva, João Antônio de Souza e. II. Venezia, Anthony Aaron. III. Barrionuevo Filho, Arthur. IV. Dissertação (MPGPP) - Escola de Administração de Empresas de São Paulo. V. Título.

CDU 662(816.1)

Pereira, Cesar, Souza e Silva, João Antonio e Venezia, Anthony

Desafios para a Regulação de um Mercado Competitivo de Gás Natural no Estado de São Paulo

Dissertação apresentada à Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas, como requisito para obtenção do título de Mestre em Gestão e Políticas Públicas.

Data da Aprovação: 17/09/2014

Banca Examinadora

---

Prof. Arthur Barrionuevo Filho (Orientador)

---

Prof. Regina Silvia Monteiro Viotto Pacheco

---

Prof. Anton Altino Schwyter

---

Prof. José Bonifácio de Souza Amaral Filho

“Há dois pecados humanos capitais, dos quais todos os outros decorrem: a impaciência e a preguiça. Por causa de sua impaciência foi o homem expulso do paraíso. Por causa de sua preguiça, não retornou a ele. Talvez não exista senão um pecado capital, a impaciência. Tenhamos paciência – uma longa, interminável paciência – e tudo nos será dado por acréscimo.”

Franz Kafka

“Atividade de menos é indolência, atividade de mais é demência”

Epicuro de Samos

## RESUMO

PEREIRA, CESAR, Souza e Silva, João e Venezia, Anthony Aaron **Desafios para a Regulação de um Mercado Competitivo de Gás Natural no Estado de São Paulo**. 2014. 79f. Trabalho de Conclusão (Mestrado) – Fundação Getúlio Vargas, Escola de Administração de Empresas, São Paulo, 2014.

O trabalho tem o objetivo de apresentar os principais desafios e algumas propostas para a formação e regulação de um mercado de gás natural mais competitivo no Estado de São Paulo. São descritos, caracterizados e analisados os principais pontos do estudo: a estrutura da indústria, aspectos econômicos, a regulação do setor, e aprendizados de algumas experiências internacionais. Posteriormente, são oferecidas alternativas que poderiam servir como possibilidades para o desenvolvimento de um mercado de livre concorrência mais amplo.

Palavras-chave: Gás Natural. Regulação. Mercado. Energia.

## **ABSTRACT**

PEREIRA, CESAR, Souza e Silva, João e Venezia, Anthony Aaron **Challenges for the Regulation of a Competitive Natural Gas Market in São Paulo**. 2014. 79f. Capstone Project (Masters) – Fundação Getúlio Vargas, Escola de Administração de Empresas, São Paulo, 2014.

The objective of this work is to present the main challenges, as well as a set of proposals, for the establishment of a more competitive natural gas market in the state of São Paulo, Brazil. Towards these ends, the most important topics relevant to the study of the market are described, characterized and analyzed: the industry structure, economic aspects, sector regulation and lessons learned from international experiences. Afterwards, alternatives are offered that can serve as potential pathways for the development of a wider and more competitive market.

Key-words: Natural Gas. Regulation. Markets. Energy.

# Sumário

<b>1. O Problema</b>	<b>10</b>
Introdução e Objetivos	10
Delimitação e Relevância do Estudo	11
<b>2. A Indústria do Gás Natural</b>	<b>12</b>
O Produto	12
A Cadeia Produtiva do Gás Natural	14
Prospecção e Exploração	15
Produção de Gás Natural	16
Tratamento do Gás Natural	16
Transporte	17
Estocagem	18
Distribuição	18
Aspectos Econômicos da Indústria de Gás Natural	19
A Formação do Preço do Gás Natural	23
<b>3. Mercado Brasileiro de Gás Natural</b>	<b>25</b>
Dados do Mercado	25
A Regulação do Setor	34
O Marco Legal do Gás Natural - Lei 11.909/2009	34
Legislação Aplicável e Regulação do Setor pela ANP	37
<b>4. Experiências Internacionais</b>	<b>39</b>
Relação Econômica Entre Regulação e Crescimento	39
Estados Unidos e a Teoria de Facilidades Essenciais	40
Reino Unido	45



Austrália	47
<b>5. Desafios e Caminhos para o Mercado de Gás Natural</b>	<b>49</b>
O Papel da Petrobras	51
O Livre Acesso ao Transporte	57
As Competências para a Regulação do Setor	62
Novas Ofertas e Novos Agentes	65
<b>6. Conclusão</b>	<b>73</b>
<b>7. Bibliografia</b>	<b>74</b>

# **1. O Problema**

## **Introdução e Objetivos**

O gás natural passou a desempenhar um importante papel na economia nacional e, mais especificamente na economia paulista, principalmente na indústria, que concentra cerca de 80% do total consumido no estado. Ao mesmo tempo, o gás natural configura-se como uma alternativa mais limpa em relação a outras fontes de energia, principalmente de origem fóssil, contribuindo, com a redução da emissão de gases que contribuem para o aumento do efeito estufa.

Para a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), São Paulo tem hoje um grande potencial para expansão do consumo de gás natural, entretanto, a falta de mais fornecedores e a insuficiência da infraestrutura de transporte são os dois principais entraves para o crescimento e a universalização dessa fonte energética, além de encarecer o produto.

Com base nestas perspectivas, o Estado de São Paulo visa adotar mecanismos que permitam a compra do gás natural em condições competitivas, abrindo assim o mercado paulista para outros fornecedores do produto. Com isso, espera-se reduzir o preço final para os consumidores.

A regulação no setor de gás natural é recente e ainda esbarra em diversas indefinições ou mesmo conflitos de competências. É consenso no setor que ainda há muito a fazer para melhorar a regulação no setor de gás natural.

Dado o contexto, o objetivo deste trabalho é realizar um diagnóstico do setor de gás natural no país, analisando seu atual arranjo econômico e institucional, as divisões de competências e responsabilidades e identificando os gargalos para o desenvolvimento do mercado de gás natural.

Compreendendo a cadeia produtiva do setor, o trabalho se propõe a identificar os principais desafios para o desenvolvimento da indústria nacional de gás natural. Além disso, serão apontados caminhos para enfrentar esses desafios, criando as condições para o estabelecimento de um mercado competitivo que leve à ampliação da oferta e da demanda de gás, bem como à redução de preços para os consumidores finais.

Com base nesse diagnóstico e analisando experiências internacionais onde a competição foi introduzida na cadeia produtiva, serão propostos caminhos para enfrentar os desafios, criando as condições para o estabelecimento de um mercado competitivo que leve à ampliação da oferta e da demanda de gás, bem como à redução de preços para os consumidores finais.

### **Delimitação e Relevância do Estudo**

O Estudo examinará a estrutura econômica presente, além de outros fatores relevantes ao mercado de gás natural no país. O trabalho contempla uma análise não exaustiva de iniciativas internacionais de formações de mercados competitivos e da regulação do setor, considerando ainda como as responsabilidades das agências reguladoras refletem a formação econômica do mercado ao nível nacional. O estudo descreve ainda as características do setor, bem como a atuação de seu principal *player*, a Petrobras, e os desafios inerentes ao monopólio natural, especialmente no transporte do gás. A parte final do estudo se dedica a explorar a possibilidade de se utilizar fontes para aumentar a oferta de gás natural.

Este estudo se dá em momento em que a regulamentação do setor já foi testada e se mostrou ineficaz em alterar o *status quo* monopolista. Dentro das limitações deste trabalho, quaisquer recomendações servirão como uma referência para rumos possíveis para a criação de um mercado mais competitivo de gás natural.

## 2. A Indústria do Gás Natural

### O Produto

O gás natural bruto é uma mistura de diversos hidrocarbonetos, que permanecem em estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura, cujo elemento predominante é o metano ( $\text{CH}_4$ ). Além do metano, encontram-se no gás natural bruto etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) e outros hidrocarbonetos em menor quantidade. Os hidrocarbonetos do gás natural apresentam como características comuns o fato de serem incolores, inodoros e inflamáveis.

Também verifica-se no gás natural a presença de não hidrocarbonetos, como água ( $\text{H}_2\text{O}$ ), nitrogênio ( $\text{N}_2$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e outros, geralmente denominados como contaminantes.

Para chegar ao consumidor final, o gás natural passa por um processo de tratamento no qual são separados e retirados os hidrocarbonetos pesados (fração  $\text{C}_3$  e maiores) e parcela dos elementos contaminantes. Enquanto os hidrocarbonetos pesados podem ser transformados em produtos de elevado valor comercial, como o gás liquefeito de petróleo (GLP) e a gasolina natural, elementos não hidrocarbonetos, além de reduzirem o poder calorífico do gás, devem ser separados por razões ambientais e de segurança.

O gás natural tratado é quase completamente metano e deve seguir critérios de qualidade e segurança estabelecidos pelos órgãos competentes. No caso do Brasil, a especificação da composição do gás natural comercializado é estabelecida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

De forma resumida, as formas de aproveitamento do gás natural são:

- Matéria-prima nas indústrias siderúrgicas, química, petroquímica e de fertilizantes;
- Combustível para fornecimento de calor e força motriz;
- Nos transportes, o gás natural veicular (GNV), como substituto do óleo diesel, da gasolina e do etanol.

Na indústria, o uso do gás natural pode se dar como combustível para geração de calor em caldeiras, fornos e secadores. Como força motriz, o gás pode ser utilizado em diversos tipos

de motores a combustão interna e turbinas. Como matéria-prima, o gás natural pode ser utilizado na produção de diversos produtos, como plásticos, amônia e metanol.

No setor residencial, o gás natural pode ser usado para aquecimento de água, fogões, sistemas de refrigeração, lareiras, churrasqueiras etc. O uso residencial do gás natural é mais importante nos países de clima mais frio, onde é largamente utilizado para aquecimento das casas.

Outro importante setor que utiliza o gás natural é o de geração de energia elétrica, por meio das turbinas a gás. As usinas termelétricas a gás natural têm um importante papel na diversificação da matriz energética e na segurança do suprimento, principalmente no Brasil, onde o setor elétrico é fortemente baseado na energia hidrelétrica, sujeita às variações do regime hidrológico. Segundo dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em abril de 2014, a geração das usinas térmicas movidas a gás natural representou 12% do total de energia elétrica gerada no Sistema Interligado Nacional (sistema que cobre todo o território nacional, com exceção dos estados do Amazonas, Amapá e Roraima).

O gás natural também vem ganhando espaço no setor comercial, principalmente com os sistemas de cogeração, que utilizam o gás natural para a geração de energia elétrica e para sistemas de refrigeração de ar. A cogeração também é muito utilizada no setor industrial, onde a sobra de calor com a combustão do gás para geração de eletricidade pode ser utilizada em processos industriais específicos.

Considerando a demanda mundial, os setores industriais e de geração de energia elétrica são as principais áreas de utilização do gás natural, com predominância do uso industrial até 2030, segundo estimativas da International Energy Agency.<sup>1</sup>

Além da diversidade de formas de aproveitamento, o gás natural apresenta importantes vantagens sobre outros combustíveis fósseis nos aspectos ambientais. A queima do gás natural gera 25% menos emissões de CO<sub>2</sub> do que o petróleo. Se comparado com o carvão, o índice de emissões do gás natural é 40% menor, e comparado com a madeira, esse índice é 50% menor.

---

<sup>1</sup>IEA. *Road Transport technologies and fuel, chapter 5 of energy perspectives 2006: scenarios and strategies to 2050*. International Energy Agency, Paris, 2006.

Outro aspecto ambiental importante é a quase ausência de enxofre e óxidos de nitrogênio no gás natural em comparação com os demais combustíveis derivados do petróleo. O enxofre é responsável pela formação de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) na atmosfera, que contribui para o fenômeno da chuva ácida. Os óxidos de nitrogênio atacam a camada de ozônio, contribuindo para o aquecimento global.

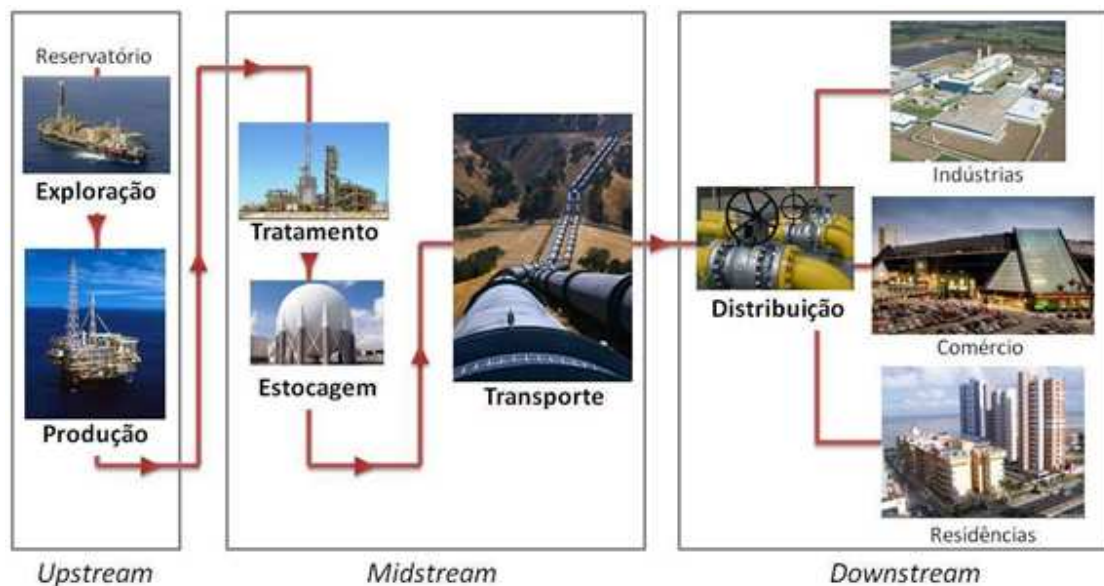
Uma importante característica do gás natural é que, apesar de suas diversas aplicações e de suas vantagens ambientais, não é considerado um energético primário. Isso significa que pode sempre ser substituído por outro energético, como o petróleo e seus derivados, energia elétrica, carvão e outros.

O fato de não possuir um mercado cativo, faz com que o mercado de gás natural seja diretamente influenciado pelos preços dos produtos substitutos. Na realidade, em razão do tardio desenvolvimento da indústria de gás natural, em comparação com os demais energéticos, o gás natural é que compete para se inserir como substituto de outros energéticos. Com isso, além de ser mais barato do que o energético substituído, muitas vezes essa diferença deve ser tal que justifique o investimento na adequação dos equipamentos para a utilização do gás natural. Essa característica tem importante papel no planejamento e regulação do mercado de gás natural e será abordada posteriormente.

### **A Cadeia Produtiva do Gás Natural**

A cadeia produtiva do gás natural é composta por diversos segmentos interdependentes que permitem levar o gás do seu reservatório até o consumidor final, como a Figura 1 apresenta. É comum dividir os segmentos da indústria em três etapas, compostas por diferentes atividades:

- Upstream: exploração e produção
- Midstream: tratamento, estocagem e transporte
- Downstream: distribuição



*Figura 1 - Cadeia produtiva do gás natural*

### ***Prospecção e Exploração***

A etapa de exploração do gás natural é praticamente idêntica à exploração de petróleo. Essa etapa consiste em verificar a existência de bacias sedimentares que possuam acumulação de hidrocarbonetos. Para que esses reservatórios sejam encontrados são usados métodos geológicos de investigação. Esses métodos servem para indicar onde podem ocorrer os depósitos de petróleo e gás natural, entretanto, não é possível determinar com certeza a presença de hidrocarbonetos ou seu potencial econômico a partir de análise de dados da superfície. Essas informações apenas podem ser comprovadas com a perfuração de poços exploratórios.

Com a perfuração de poços exploratórios e a realização de testes, é realizado o mapeamento do reservatório, estimando as dimensões da jazida e a quantidade de hidrocarbonetos existentes.

A atividade de prospecção e exploração de gás natural é considerada uma etapa de alto risco pois envolve altos custos, principalmente para perfuração dos poços exploratórios, que podem não resultar em descobertas viáveis economicamente. Apenas para exemplificar, segundo dados da Petrobras, em 2013, a companhia investiu R\$ 17,3 bilhões na exploração de poços de

petróleo e gás e obteve uma taxa de sucesso de 75%. Ainda segundo dados da empresa, em 2008, esse índice foi de 44%.

Depois de identificados os reservatórios economicamente viáveis, inicia-se a fase de preparação dos poços para a produção. Esta etapa é chamada de completção do poço e consiste na preparação das tubulações do poço e dos equipamentos de superfície para controle do fluxo de produção.

### ***Produção de Gás Natural***

O processo de produção consiste na extração do gás natural e é influenciado pelo tipo de gás a ser produzido. No caso do gás natural associado ao petróleo, é realizado um tratamento primário para separar o gás produzido, o petróleo, a água e as partículas sólidas. O gás natural não associado também passa por um tratamento primário para separar a água e hidrocarbonetos condensados.

Na maioria dos reservatórios, a pressão de expansão do gás natural é suficiente para impulsioná-lo através das tubulações até a superfície. O índice de produção de um poço se reduz com a queda da pressão do reservatório e, em alguns casos, a vida útil de um reservatório pode ser estendida com a instalação de compressores.

Em reservatórios *offshore*, são necessários gasodutos de recolhimento para levar o gás produzido até o continente. As dificuldades técnicas e os elevados custos em regiões distantes da costa podem levar à queima do gás natural associado.

### ***Tratamento do Gás Natural***

Como já mencionado, o tratamento do gás natural tem início na própria planta de produção com a separação do petróleo, de parte da água e frações mais pesadas de hidrocarbonetos. Quando o gás resultante desse tratamento primário já atende as exigências de qualidade para o consumo, a produção é inserida diretamente na malha de transporte.



Entretanto, na maioria das vezes, o gás natural extraído nas plantas de produção é levado por dutos de escoamento até Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). Na média, 92% do gás levado até a UPGN é injetado na malha de transporte. As proporções de subprodutos extraídos do gás variam de acordo com as características dos reservatórios.

O tratamento na UPGN consiste na separação do metano dos demais componentes do gás bruto, de forma a atender as especificações dos órgãos reguladores para o gás natural (poder calorífico, quantidade de água e presença de contaminantes, como gás sulfídrico e CO<sub>2</sub>).

### ***Transporte***

O segmento de transporte consiste na movimentação do gás natural das UPGN até os *citygates* (ponto de entrega da rede de transporte para a rede de distribuição) ou sítios de armazenagem. Tradicionalmente, o transporte por dutos é a solução tecnicamente mais adequada para escoar a produção de gás natural até os centros consumidores.

Para realizar a movimentação do gás natural através dos dutos de transporte, é necessário injetá-lo em alta pressão. À medida que o gás se movimenta, a pressão diminui, tornando necessária a instalação de estações de compressão ao longo do trajeto do gasoduto para manter a pressão do gás em uma faixa operacional. A capacidade de transporte de gás natural por um gasoduto é função do diâmetro das tubulações e da pressão. Quanto maior o diâmetro da tubulação, maior a capacidade de transporte. Da mesma forma, quanto maior a pressão, maior será o volume de gás transportado por diâmetro de tubulação. O sistema de transporte pode ser formado por um único duto ligando o ponto de entrega a um ponto de consumo, por um duto com diversos pontos de entrega ao longo do caminho, ou por uma rede de dutos interconectados, ligando diversas áreas produtoras a diversos centros consumidores.

Outra tecnologia importante para o transporte de gás natural é o Gás Natural Liquefeito (GNL), que permitiu a globalização do mercado de fornecimento de gás. O GNL é obtido simplesmente pela transformação do gás natural em estado gasoso para o estado líquido. Essa transformação é obtida pela redução da temperatura (-161°C). Em seu estado líquido, o gás natural ocupa um espaço 610 vezes menor, viabilizando seu transporte por navios ou caminhões.

De forma simplificada, no transporte de GNL, o gás natural é levado à uma planta de liquefação, onde o GNL é produzido, e depois é carregado em grandes navios metaneiros. Esses navios entregam o GNL em um terminal de recebimento e regaseificação, onde é levado novamente ao seu estado gasoso e pode ser injetado na rede de transporte.

### ***Estocagem***

Uma importante característica do gás natural é a possibilidade de ser estocado. Geralmente, os estoques de gás natural são de três tipos:

- Estoques sazonais: armazenagem do gás para os períodos do ano de maior consumo, por exemplo, formar estoques no verão para atender a demanda do inverno em países mais frios;
- Estoques de pico: pequenos volumes estocados para permitir uma rápida injeção na rede em momentos de pico de demanda;
- Estoques estratégicos: voltados a utilização em momentos de contingenciamento ou mesmo para regular a oferta no mercado.

A infraestrutura de estocagem de gás natural pode ser de dois tipos: reservatórios naturais e reservatórios artificiais. Os reservatórios naturais são campos esgotados de gás e/ou óleo, aquíferos e as cavernas de sal, enquanto os reservatórios artificiais são os gasômetros, tanques de GNL e os próprios gasodutos de transporte.

### ***Distribuição***

A atividade de distribuição consiste em, por meio da rede de distribuição, levar o gás natural do *citygate* até os consumidores finais. Esse transporte é realizado por meio de uma rede de tubulações de pequeno diâmetro e com baixa pressão. Geralmente, no próprio *citygate*, o gás natural é limpo, filtrado e despressurizado. Além disso, o gás natural adquire seu odor característico, por meio da adição de um odorizante chamado mercaptam. Essa odorização é realizada por motivos de segurança, para facilitar a identificação de eventuais vazamentos.

## **Aspectos Econômicos da Indústria de Gás Natural**

A indústria de gás natural apresenta uma dinâmica econômica própria, em função de especificidades importantes de cada segmento de sua cadeia produtiva.

Um aspecto importante refere-se ao próprio produto gás natural que, como já mencionado anteriormente, não possui um mercado cativo. Diferente da energia elétrica ou dos derivados do petróleo, a indústria do gás natural sofre uma grande competição inter-energética. Embora possa apresentar vantagens em relação a outros energéticos, o gás natural pode sempre ser substituído. A ausência de um mercado cativo para o produto pode ser explicada pela tardia introdução do gás natural como energético viável, e deveu-se à necessidade do desenvolvimento de tecnologias de transporte por dutos de alta pressão, disponíveis apenas a partir da década de 1920.<sup>2</sup>

Uma importante implicação econômica da falta de um mercado cativo para o gás natural é que o seu valor é sempre determinado em função do preço de outros energéticos substitutos. Isso significa que não é possível vender o gás natural a um preço superior ao de outros combustíveis por um longo período, pois os consumidores tenderão a substituir o gás por outras fontes energéticas.

Essa concorrência com produtos substitutos traz um importante risco para os investimentos na indústria de gás natural. Novas tecnologias introduzidas em outras indústrias ou aumento da oferta de outros energéticos podem tornar os preços dos produtos substitutos mais atrativos, impactando na demanda pelo gás natural.

Além disso, outro aspecto importante é o risco de interferência dos governos nesse delicado equilíbrio competitivo entre as fontes energéticas. Os mercados das fontes de energia são geralmente regulados na maior parte dos países, com variação no grau de intervencionismo do Estado. Decisões políticas ou econômicas relacionadas a uma determinada fonte de energia pode impactar os resultados de outras indústrias. Nos últimos anos, o Brasil vem dando alguns exemplos que ilustram como essa questão pode ser particularmente importante para a indústria do gás natural. A decisão do governo federal de forçar a redução das tarifas de energia elétrica em 2012, por meio da renovação antecipada das concessões de usinas hidrelétricas, tornou

---

<sup>2</sup>ALMEIDA, E.; FERRARO, M. Indústria do Gás Natural Fundamentos Técnicos e Econômicos. FAPERJ/UFRJ. Ed. Synergia, 2013.

economicamente inviáveis diversos projetos relacionados ao gás natural, principalmente voltados à cogeração em condomínios comerciais e indústrias. Da mesma forma, a atual contenção artificial das tarifas de energia elétrica e dos preços dos combustíveis derivados do petróleo, com objetivo de controlar os índices de inflação, vem impactando a competitividade do gás natural.

Outra característica da indústria de gás natural é a interdependência entre os segmentos da cadeia produtiva com características econômicas muito diferentes. Enquanto os segmentos de exploração e produção envolvem altos riscos e, portanto, demandam altas taxas de rentabilidade dos investimentos, os segmentos de transporte e distribuição - apesar dos investimentos principais enormes para instalar a infraestrutura - apresentam baixos riscos e apresentam taxas de retorno reduzidas e de longo prazo.

Outro aspecto da interdependência da cadeia da indústria de gás natural é a necessidade de equilíbrio entre a oferta e a demanda do sistema. As decisões de investir em determinado segmento dependem das decisões de investimento nos demais segmentos da cadeia. Essa característica pode explicar a tendência histórica dessa indústria de se desenvolver por meio da integração vertical. O investimento na exploração de um novo campo só será realizado se, além da existência de demanda para o produto, forem realizados investimentos no tratamento, transporte e distribuição para a produção. Dessa forma, quando realizados por entes separados, os investimentos na indústria de gás natural dependem de coordenação, negociação e da existência de um mercado desenvolvido.

Em relação ao segmento de transporte de gás natural, trata-se de uma atividade que caracteriza-se por elevados investimentos em infraestrutura e baixos custos de operação. Em geral, operação e manutenção dos dutos representam menos de 5% dos custos de construção.

O segmento de transporte apresenta características de monopólio natural, pois apresenta custos médios e marginais decrescentes. Isso significa que, enquanto existir capacidade nos dutos, o custo de se transportar um metro cúbico adicional é muito baixo em relação ao investimento em infraestrutura, mesmo se for necessário instalar estações de compressão adicionais. Entretanto, ao atingir o limite físico da infraestrutura, o custo marginal torna-se elevado, pois seria necessário construir um novo duto para adicionar capacidade.

Devido aos elevados custos de construção dos gasodutos, a atividade de transporte de gás apresenta importantes economias de escala, que devem ser aproveitadas ao máximo. Dessa

forma, os investimentos em infraestrutura devem sempre considerar o planejamento do crescimento da oferta e demanda por gás natural, de forma a construir os dutos com a maior capacidade possível.

As economias de escala no transporte aplicam-se também às atividades relacionadas ao gás natural liquefeito (GNL), onde novas tecnológicas têm sido desenvolvidas para implantação de plantas de liquefação ou regaseificação com maiores capacidades ou construção de navios metaneiros capazes de transportar maiores quantidades de GNL.

O segmento de distribuição apresenta características econômicas semelhantes ao segmento de transporte. A distribuição é o segmento da indústria que envolve os maiores investimentos em infraestrutura e, em muitos países, representa a principal parcela do custo final do produto. Diferente do transporte, os custos de operação do segmento de distribuição são também elevados e incluem a manutenção da rede, medição e cobrança dos consumidores finais.

Caracterizado como um monopólio natural, o segmento de distribuição de gás natural apresenta custos marginais decrescentes, ou seja, à medida que a rede de distribuição se desenvolve, menores são os custos para atendimento de um consumidor adicional. Assim como no segmento de transporte, a distribuição apresenta elevadas economias de escala, pois os custos para se distribuir mais gás são reduzidos em relação aos custos de infraestrutura. Da mesma forma, os custos para atendimento a um consumidor adicional são insignificantes quando a rede já está implementada.

Em relação ao atendimento dos consumidores, o segmento de distribuição também apresenta elevadas economias de densidade, característica presente em indústrias que possuem redes físicas de distribuição, como fornecimento de água, saneamento, telefonia, energia elétrica e TV a cabo. Nessas indústrias, quanto maior for a densidade populacional de uma região, menor é o custo individual para atendimento de um novo consumidor. Em uma grande cidade, esses custos envolvem apenas poucos metros de tubulação, enquanto em áreas rurais, as longas distâncias entre os consumidores podem representar elevados custos unitários para atendimento.

Outra característica do segmento de distribuição é a presença de elevadas economias de escopo. Economias de escopo existem quando a produção de dois ou mais bens de forma conjunta apresenta menores custos do que a produção isolada de cada bem. Dessa forma, pode-se identificar oportunidades em diversas atividades da distribuição de gás. O mesmo indivíduo pode

realizar a medição do consumo de gás, água e eletricidade. Na cobrança, a mesma fatura pode conter dados de diferentes serviços. Mesmo na construção da infraestrutura, as tubulações podem ser implantadas juntamente com as redes de água, eletricidade, telefonia ou TV a cabo. Estima-se que as economias de escopo podem gerar reduções de até 30% nos custos de distribuição de gás natural.<sup>3</sup>

Os segmentos de transporte e distribuição representam os maiores investimentos na indústria de gás natural. Segundo uma regra simples usada na indústria, diz-se que a cada dólar gasto em exploração, produção e tratamento de gás natural, gasta-se mais um dólar para seu transporte e mais dois dólares para sua distribuição.

Além disso, dada a baixa densidade energética do gás natural comparado a outras fontes, os investimentos em transporte são muito mais elevados em relação ao produto entregue. Como comparação, o gás natural ocupa um volume mil vezes maior do que o petróleo para a mesma quantidade de energia. Estima-se que até 2035, serão necessários investimentos da ordem de US\$ 2,6 trilhões nos segmentos de transporte e distribuição de gás natural no mundo. Para o mesmo período, as estimativas de investimentos no transporte de petróleo não chegam a US\$ 1 trilhão.<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup>ALMEIDA, E.; FERRARO, M. Indústria do Gás Natural Fundamentos Técnicos e Econômicos. FAPERJ/UFRJ. Ed. Synergia, 2013.

<sup>4</sup>OCDE/IEA. World Energy Investment Outlook.Paris, 2014.

## A Formação do Preço do Gás Natural

Dadas as características da indústria, a determinação do preço do gás natural deve ser realizada de forma a garantir a competitividade em relação a outros combustíveis substitutos, cobertura dos custos ao longo de toda a cadeia produtiva e a remuneração adequada dos investimentos em infraestrutura.<sup>5</sup> Tradicionalmente, a definição dos preços ao consumidor final seguiu duas metodologias de cálculo: a metodologia de *cost-plus* e a metodologia de *netbackvalue*.<sup>6</sup>

De acordo com a metodologia de *cost-plus*, o preço do gás natural ao consumidor é formado pela agregação dos custos em cada etapa da cadeia produtiva, somados a uma margem que remunere adequadamente os investimentos de cada segmento. O problema dessa metodologia é que a soma dos custos e margens ao longo da cadeia pode resultar em um preço final ao consumidor que não garanta a competitividade em relação aos combustíveis substitutos.

Na metodologia do *netback*, por sua vez, o preço final é determinado de acordo com o valor máximo que os consumidores estarão dispostos a pagar pelo gás natural, considerando os preços dos demais combustíveis substitutos. A partir desse preço, são retirados os custos e margens das etapas anteriores da cadeia produtiva. Se por um lado a metodologia garante a competitividade do gás natural, o preço que o produtor recebe pode não ser suficiente para remunerar os custos e investimentos na produção e processamento do gás, desencorajando novos investimentos. Na prática, a metodologia restringe os investimentos do *upstream* às reservas competitivas.

A definição da remuneração dos segmentos de transporte e distribuição, em função de suas características de monopólios naturais, é geralmente realizada por meio de tarifas reguladas pela prestação do serviço.

A formação do preço do gás natural com base nos custos da cadeia (*costplus*) ou nos preços finais de outros energéticos (*netback*) são característicos de países com mercados pouco

---

<sup>5</sup>VAZ, C.; MAIA, J.; SANTOS, W. Tecnologia da Indústria do Gás Natural. Ed. Blucher. São Paulo, 2008.

<sup>6</sup>SOARES, J. B. Formação de preços de gás natural no Brasil: impactos de incentivos econômicos na substituição interenergética e na cogeração em regime topping. Tese de doutorado apresentada na UFRJ. COPPE. Rio de Janeiro, 2004.

desenvolvidos. Muitas vezes a definição dos preços do gás natural nesses mercados é influenciada por fatores externos à indústria, como subsídios ou objetivos políticos.

Os mecanismos de compra e venda tradicionalmente utilizados na indústria de gás natural foram os contratos de longo prazo. Geralmente os preços iniciais desses contratos são negociados e a evolução dos preços é atrelada a índices econômicos e a preços de outros energéticos. Outra característica desses contratos é a existência de cláusulas de *take-or-pay* ou *ship-or-pay*. Essas cláusulas visam garantir ao vendedor ou transportador uma receita mínima independente do efetivo consumo ou transporte do gás natural.

A liberalização do mercado de gás em diversos países vem alterando as formas de comercialização e a formação do preço do gás natural, como será mostrado na seção sobre comparações internacionais do nosso relatório. A entrada de novos competidores resulta na diversificação dos contratos de fornecimento e criação de novas referências de preços.

O aumento do número de agentes ofertando e comprando gás no mercado, inclusive com o desenvolvimento da figura dos comercializadores (intermediários entre produtores e consumidores), aumenta o número de transações e contribui para a redução dos prazos dos contratos. Os contratos de menores prazos refletem melhor as condições do mercado de escassez ou abundância de oferta. Além disso, permitem maior flexibilidade para o consumidor. A criação de um mercado secundário de contratos de fornecimento ou capacidade de transporte também contribui para a dinâmica da comercialização do gás.

O desenvolvimento desses mercados dinâmicos para o gás natural vem dissociando a formação dos preços dos aspectos técnicos da cadeia produtiva ou da vinculação a outros energéticos, para dar lugar a uma competição gás-gás, onde o preço é determinado pela interação entre a oferta e a demanda do gás natural em determinado período.

Essa tendência é verificada claramente nos mercados *spot* de gás natural dos Estados Unidos e de vários países europeus. Nesses ambientes de bolsa, as transações são realizadas de forma multilateral e os preços flutuam de acordo com as condições de oferta e demanda do gás natural. Adicionalmente, mercados de derivativos se desenvolveram como forma de fornecer mecanismos financeiros de *hedge* para os agentes.



### 3. Mercado Brasileiro de Gás Natural

#### Dados do Mercado

O consumo de gás natural no Brasil vem batendo recordes no ano de 2014. O principal motivo do grande crescimento em 2014 é o consumo das usinas termelétricas, fortemente acionadas em razão dos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Entretanto, a tendência de crescimento do gás natural na matriz energética do país não se restringe ao atual cenário de escassez no setor elétrico.

Até a década de 80, a produção de gás natural no país concentrava-se na região Nordeste, principalmente nos estados da Bahia, Alagoas, Sergipe e Rio Grande do Norte. Por falta de malhas de transporte, o consumo era restrito à região, principalmente no Pólo Petroquímico de Camaçari.

A partir do final da década de 80, com as descobertas de reservas na Bacia de Campos e a construção da infraestrutura para escoamento, o eixo de produção se deslocou do Nordeste para o Sudeste. Com as descobertas na Bacia de Campos, as reservas provadas brasileiras saltaram de 45 bilhões de metros cúbicos em 1979, para 116 bilhões de metros cúbicos em 1989.<sup>7</sup> A produção de gás natural que, em 1979, registrou 1.885 toneladas equivalentes de petróleo (tep), atingiu 6.060 tep em 1989.<sup>8</sup>

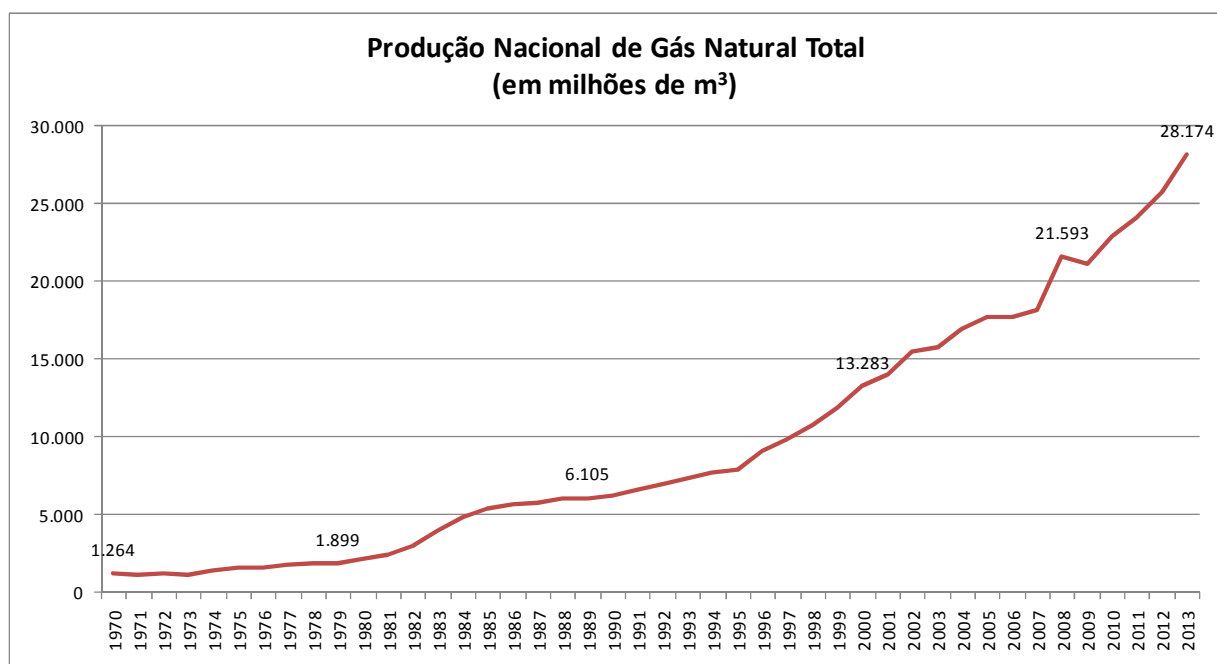
Além do crescimento das reservas e da produção, o perfil dos reservatórios brasileiros também mudou. Se até a década de 70 eram predominantemente de gás não associado e em terra, a partir da década de 80, passaram a ser de gás associado localizados em mar.

A partir de 2000, novas descobertas e investimentos no escoamento e processamento contribuíram para o crescimento da oferta de gás natural nacional. Segundo a ANP, em 2012, as reservas brasileiras somaram 459 bilhões de metros cúbicos. O gráfico seguinte apresenta a evolução da produção de gás natural no Brasil.

---

<sup>7</sup>ALMEIDA, E.; FERRARO, M. Indústria do Gás Natural Fundamentos Técnicos e Econômicos. FAPERJ/UFRJ. Ed. Synergia, 2013.

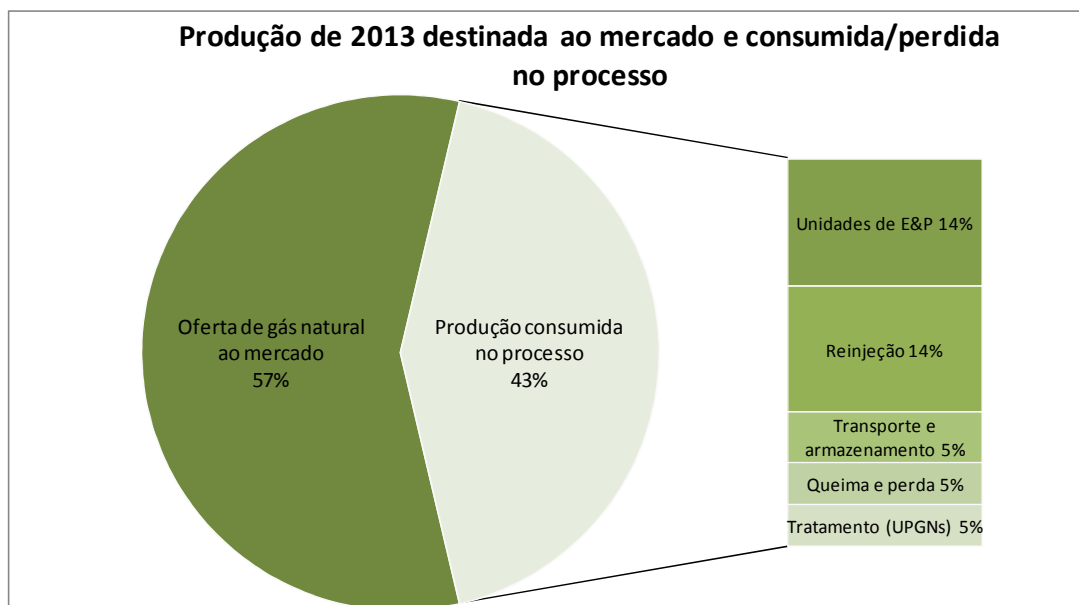
<sup>8</sup>EPE. Séries Históricas do Balanço Energético Nacional - BEN. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2014.



*Gráfico 1 – Produção Histórica Nacional de Gás Natural*

*(Fonte: EPE - Balanço Energético Nacional)*

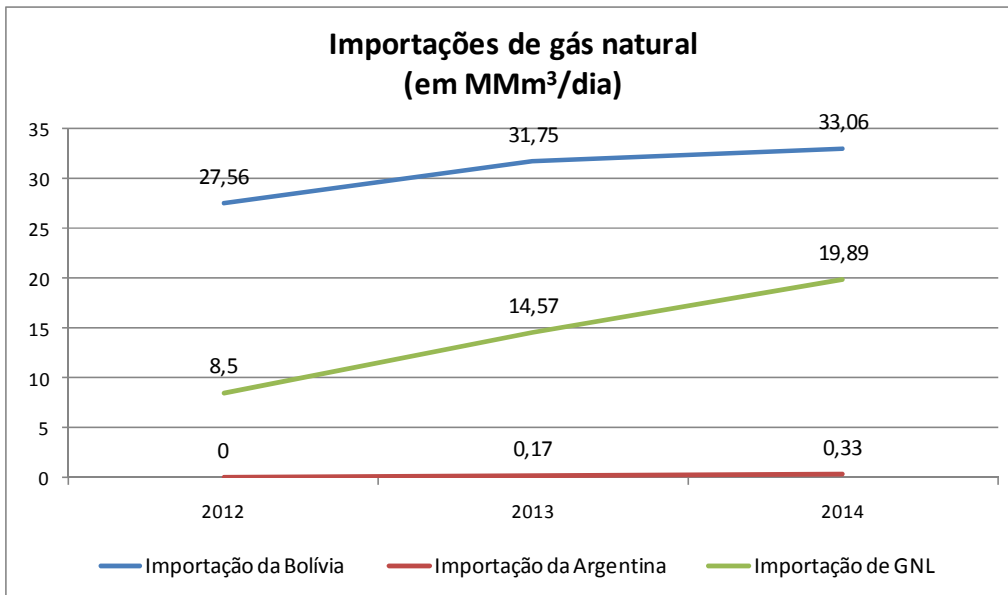
É importante destacar que grande parte da produção de gás natural não chega ao mercado pois, além da parcela queimada na boca do poço ou reinjetada para a extração de petróleo, parte da produção é consumida no processo de produção, escoamento e tratamento nas UPGNs. O Gráfico 2 apresenta o percentual da produção do ano de 2013 que foi destinada ao mercado e que foi perdida ou consumida no processo de produção do gás natural.



*Gráfico 2 - Produção Destinada ao Mercado e Consumida no Processo*  
(Fonte: IBP, 2013)

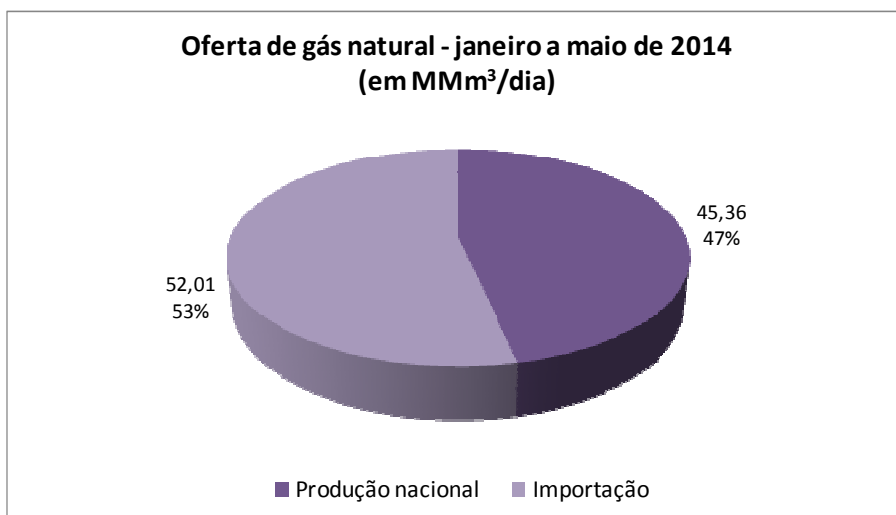
Um grande marco para o mercado brasileiro de gás natural foi, na década de 90, a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que permitiu o rápido crescimento da oferta de gás no país. A operação do GASBOL teve início em junho de 1999 com 1,6 milhão de metros cúbicos por dia. Esse volume foi gradativamente aumentando e, em 2006, já era equivalente a toda oferta de gás natural nacional no mercado, aproximadamente 27 MMm<sup>3</sup>/dia. Atualmente, o volume de gás importado da Bolívia pelo GASBOL é de aproximadamente 32 MMm<sup>3</sup>/dia.

O Brasil também possui gasodutos para importação de gás natural da Argentina. Entretanto, em razão da crise de oferta no país vizinho, esse fluxo está inoperante na maior parte do tempo. Além da importação por meio de gasodutos, nos últimos anos, tem crescido a participação da importação de gás natural liquefeito (GNL) na oferta nacional, principalmente para atendimento do crescimento do consumo das termelétricas. O Gráfico 3 apresenta as importações brasileiras de gás natural nos últimos três anos.



*Gráfico 3 - Importações de Gás Natural*  
(Fonte: IBP, 2014)

Entre janeiro e abril de 2014, a oferta de gás no mercado atingiu o recorde de 97,37 MMm<sup>3</sup>/dia, sendo que o gás importando respondeu por pouco mais de 50% desse total, conforme Gráfico 4.

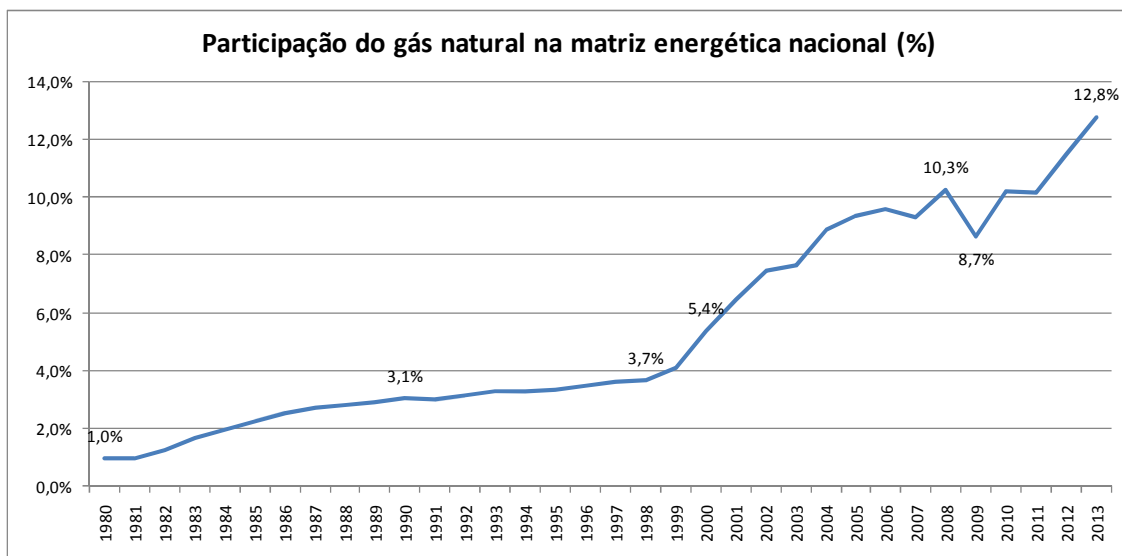


*Gráfico 4 - Oferta de Gás Natural*  
(Fonte: IBP, 2014)

No início da década de 80, o gás natural representava 1% da matriz energética do Brasil e, desde então, essa participação vem crescendo a cada ano. No início da década seguinte, essa participação já era três vezes maior.

A partir do ano 2000, com o início da importação da Bolívia, esse crescimento passou a ser mais acentuado, ultrapassando a marca de 10% da matriz energética nacional no ano de 2008. Após uma queda em 2009, em razão dos reflexos da crise mundial de 2008, o gás natural retomou sua trajetória de crescimento, fechando 2013 com 12,8% de participação, segundo resultados divulgados recentemente pela Empresa de Pesquisa Energética. Vale ressaltar que essa participação ainda é bem menor que a média mundial de 21%, segundo dados da Agência Internacional de Energia.

O Gráfico 5 apresenta a evolução da participação do gás natural na matriz energética brasileira desde o início da década de oitenta.



*Gráfico 5 - Participação do Gás Natural na Matriz Energética*  
(Fonte: EPE, 2014)

Em relação à demanda, o segmento industrial sempre foi o principal consumidor de gás natural no Brasil, porém, em 2013, a geração de energia elétrica se tornou o principal segmento consumidor. O setor de produção de outros combustíveis e energéticos vem em seguida.

O segmento de transporte é outro consumidor importante de gás natural, embora venha apresentando queda desde 2007. Os segmentos comercial e residencial ainda não apresentam

consumos significativos no país. O Gráfico 6 apresenta a divisão do consumo de 2013 entre os segmentos e o Gráfico 7 apresenta a evolução do consumo nos principais segmentos.

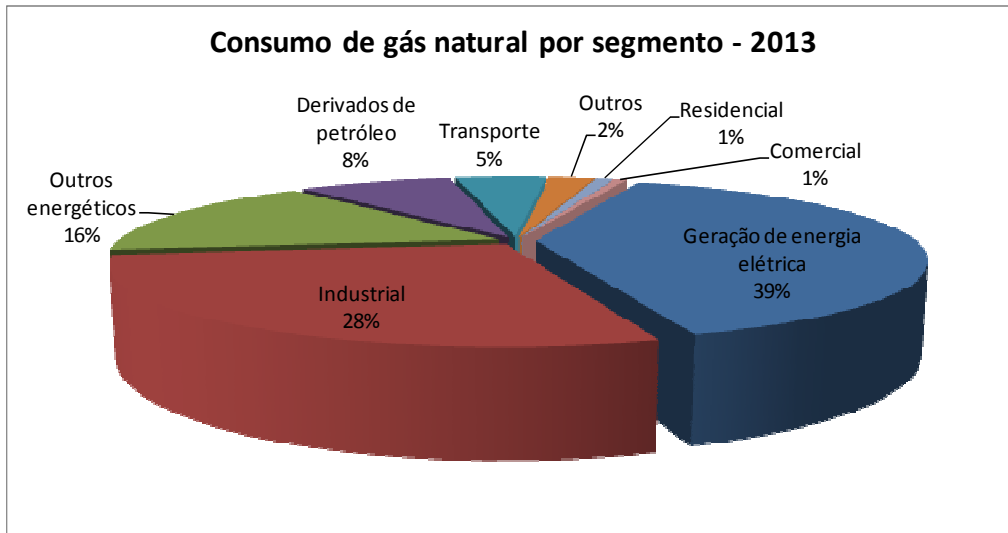


Gráfico 6 - Consumo por segmento  
(Fonte: EPE, 2014)

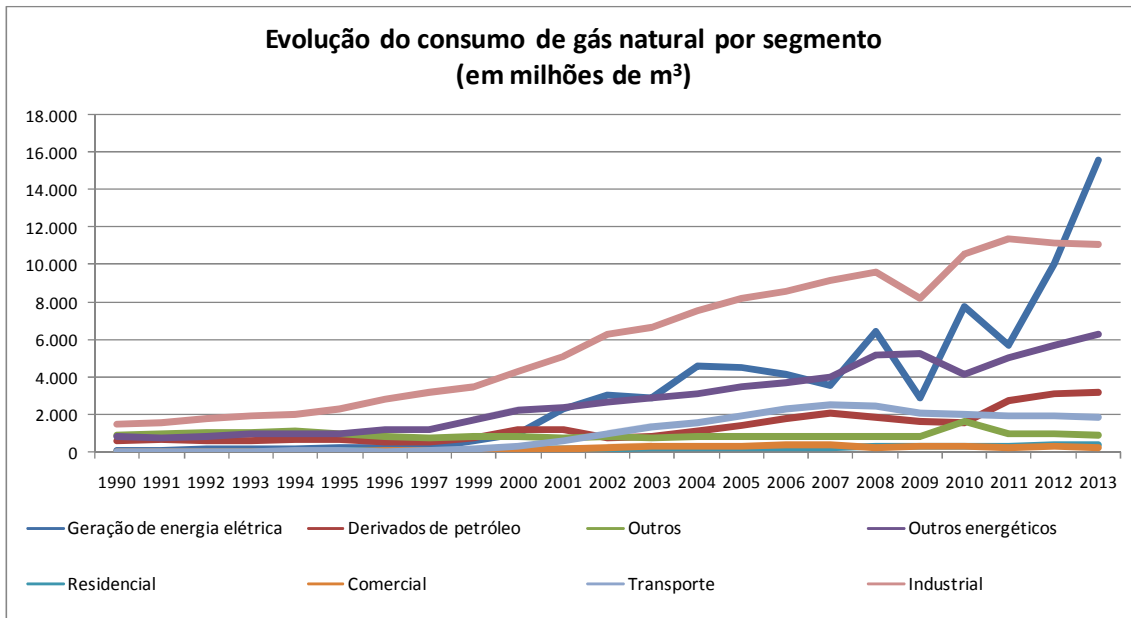
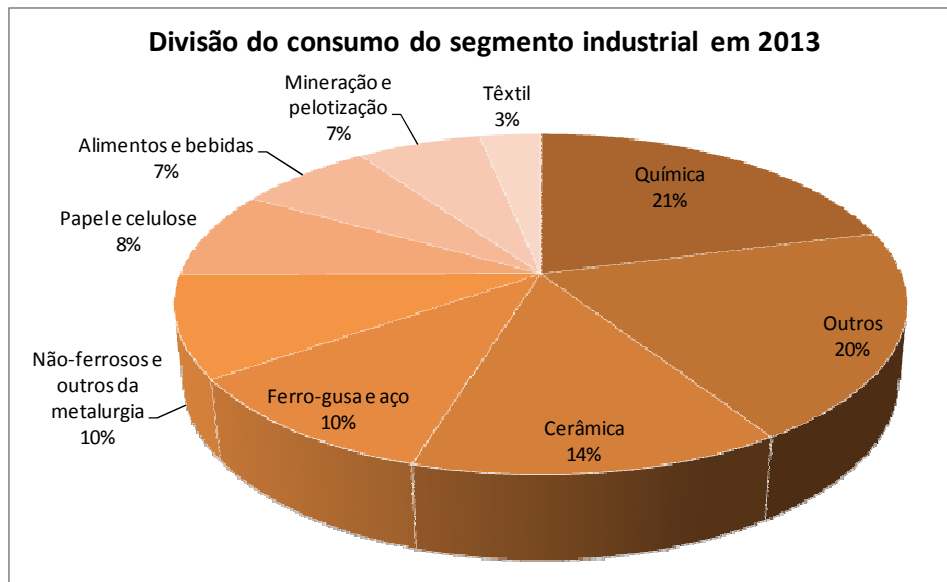


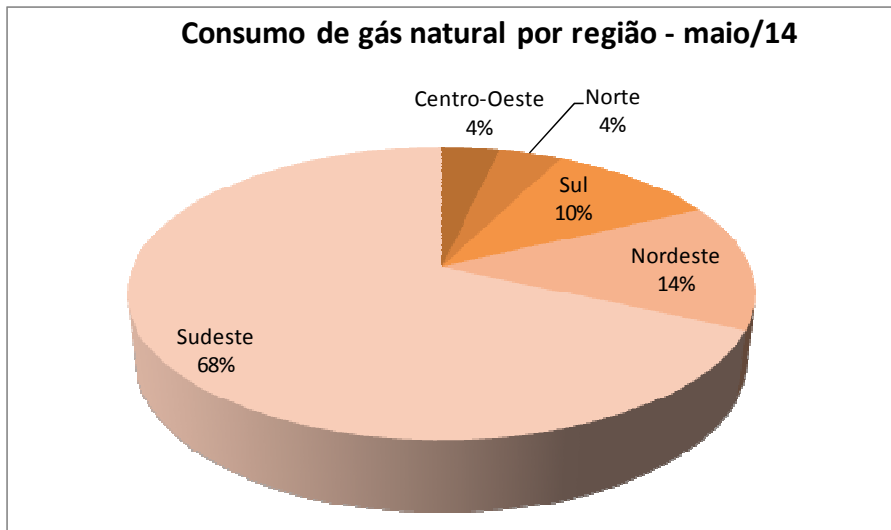
Gráfico 7 - Evolução do Consumo por Segmento  
(Fonte: EPE, 2014)

Dentro do segmento industrial, diversos setores são consumidores de gás natural, sendo o principal consumidor a indústria química, conforme Gráfico 8.



*Gráfico 8 - Divisão do Consumo do Segmento Industrial*  
(Fonte: EPE, 2014)

A região sudeste do país é o principal centro consumidor de gás natural, respondendo por quase 70% do consumo nacional. O Gráfico 9 apresenta a divisão entre as regiões do consumo nacional de gás natural no mês de maio de 2014.



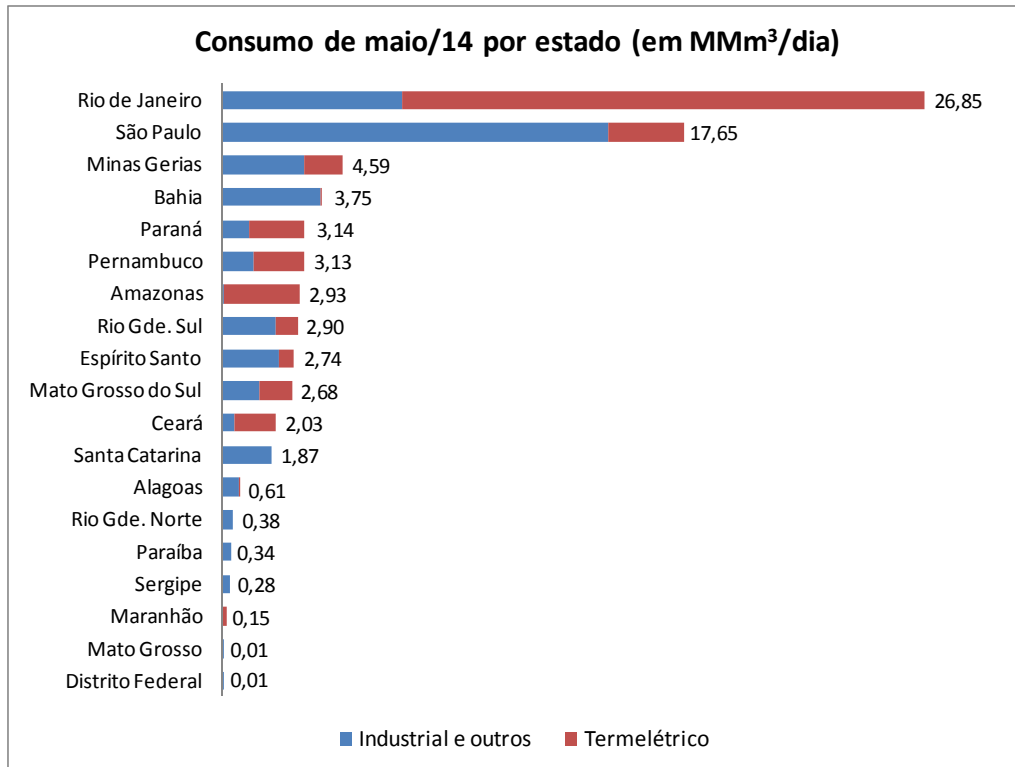
*Gráfico 9 - Consumo de Gás Natural por Região  
(Fonte: ABEGÁS, 2014)*

Historicamente, o estado de São Paulo foi o principal centro consumidor de gás natural. O consumo do segmento industrial de São Paulo representa em torno de 40% do consumo industrial nacional e é mais de três vezes superior ao consumo do estado do Rio de Janeiro, segundo principal centro consumidor do país.

Entretanto, o forte crescimento do consumo para geração de energia elétrica, em função dos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas, levou o Rio de Janeiro, estado com grande parque termelétrico, à liderança do consumo nacional. O consumo termelétrico também tem sido a principal razão para o crescimento do consumo de gás natural em estados com setor industrial relativamente pouco desenvolvidos, como Ceará, Pernambuco, Paraná e Mato Grosso do Sul.



O Gráfico 10 apresenta a divisão do consumo de gás natural do mês de maio de 2014 entre os estados brasileiros, destacando a parcela do consumo das usinas termelétricas.



*Gráfico 10 - Consumo por Estado*

*(Fonte: ABEGÁS, 2014)*

## **A Regulação do Setor**

O setor de gás natural é tratado na Constituição Federal de 1988, sendo os artigos 175 e 177 os principais comandos que influenciam o setor. O segundo artigo define setores estratégicos para o Estado, cuja exploração constitui monopólio da União. Assim, o Artigo 177 prevê que as jazidas de petróleo e gás natural, bem como as de outros hidrocarbonetos fluidos constituem monopólio da União. Seu transporte, seja ele marítimo ou através de dutos também devem ser regidos como monopólios da União. O primeiro artigo, por sua vez, rege as concessões de serviços públicos, especialmente no que tange à prestação e suprimento destes tipos de serviços. O Artigo 175, define o uso do regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, no caso do gás natural.

Além desses pontos, o artigo 25 da Constituição estabelece como competência dos Estados a exploração dos serviços locais de gás canalizado, diretamente ou mediante concessão. No âmbito nacional, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é a responsável pela regulação de um potencial mercado de gás, como previsto no marco regulatório do setor em 2009 que será analisado neste capítulo.

### ***O Marco Legal do Gás Natural - Lei 11.909/2009***

Em de 4 de março de 2009, foi promulgada a Lei 11.909, que estabeleceu um novo marco legal para o setor de gás. As peculiaridades da cadeia do gás natural justificam a existência de uma regulação especial para o setor, que seja mais específica que a Lei 9.478, que regula a cadeia do Petróleo. Assim, o marco legal do gás natural foi desenvolvido após uma série de reivindicações dos agentes do setor, estabelecendo novas atribuições para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE).

A Lei dispõe sobre as atividades relacionadas com o transporte de gás regido por Artigo 177 da Constituição de 1988, bem como o tratamento, o processamento, a estocagem, a liquefação, a regaseificação e a comercialização de gás natural. O marco faz ainda alterações a Lei da Política Energética Nacional. Nesse contexto, o marco legal do setor de gás estabeleceu definições para os agentes que operam do setor. Dentre elas, destacam-se as figuras dos:

a. Consumidores livres: consumidor de gás natural que tem liberdade para adquirir o produto de qualquer agente provedor, seja ele produtor, importador ou comercializador;

b. Auto-produtores: um agente explorador e produtor que utiliza sua própria produção de gás como combustível para suas instalações industriais;

c. Auto-importador: um agente autorizado a realizar a importação de gás natural, que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais. Segundo o marco legal, estes agentes tem a oportunidade de construir dutos e outras instalações para usos específicos.

A nova Lei prevê a possibilidade de o MME propor a construção de gasodutos de transporte, ou outras formas de ampliação da infraestrutura existente da cadeia. Isto pode se dar por iniciativa própria do Ministério, ou a partir da provocação de outros atores do setor. A construção de novos gasodutos de transporte se dá através de concessão, precedida por licitação pública com critério de maior pagamento pelo uso do bem público.

Cabe definir aqui que uma Concessão de um Serviço Público implica na descentralização da prestação de serviços para empresas privadas. Assim, a execução do serviço fica a cargo de particulares, que pagaram para usufruírem desse direito durante prazo determinado. Esta não pode ser desfeita sem o pagamento de indenização.

Por sua vez, uma licitação é o instrumento administrativo utilizado para contratar empresas que prestem determinado serviço. Finalmente, uma Autorização, consiste em determinar o uso através de um ato administrativo unilateral e precário (que pode ser interrompido pelo agente público a qualquer momento), com prazo indeterminado. Sua interrupção pode culminar em indenização para o receptor da autorização.

Desse modo, o marco legal estabelece que controle sobre o gasoduto (i.e. transporte do gás natural) seja desempenhado sob o regime de concessão. Para isso, os contratos possuem prazos de 30 anos, renováveis por mais 30 anos. Esse prazo também se aplica às autorizações fornecidas e aquelas que já estão em vigor. O início do prazo é contado a partir da data de publicação do marco.

Por último, as tarifas pagas pelos carregadores são determinadas pela ANP, durante o processo de licitação. Para os gasodutos de transporte internacional, o marco legal prevê um regime de autorização determinado pelo MME. Este deve ser feito sob a supervisão do CNPE, que visa garantir a racionalização/otimização dos estoques de todos os combustíveis no país.

O acesso de outras empresas aos gasodutos concedidos para o transporte (em todo ou em parte) é permitindo, para que a capacidade não utilizada seja revendida. Este processo é feito através de uma chamada pública, onde há três modalidades para a contratação deste serviços de transporte: 1. Firme – de forma constante em capacidade já concedida e disponível; 2. Interruptível - de forma intermitente em capacidade disponível; e 3. Extraordinário – ocorrendo em capacidade ociosa em momentos isolados.

Visando facilitar promover investimentos em exploração e produção, o MME tem autonomia para estabelecer um período de exclusividade de até dez anos às empresas que, ao contratar a nova capacidade, tenham viabilizado ou contribuído para a viabilização da construção do gasoduto.

É importante ressaltar que o livre acesso a terceiros não se aplica aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como aos terminais de liquefação e regaseificação. A inibição ao livre acesso visa estimular a construção desse tipo de instalações, com relevância para a segurança de abastecimento do mercado. Cabe ressaltar ainda que, sobre garantia de abastecimento interno, o marco estabelece que o CNPE tem liberdade para alterar contratos sob controle da União em situações de contingência.

As atividade de estocagem e acondicionamento também operam sob o regime de concessão, mediante licitação ou autorização. Também está sujeita à autorização a atividade de acondicionamento de gás natural entendida como o confinamento de gás natural na forma gasosa, líquida ou sólida para o seu transporte ou consumo. As atividades de pesquisas exploratórias dependem de aprovação da ANP.

### ***Legislação Aplicável e Regulação do Setor pela ANP***

O Decreto nº 2.455 instituiu a ANP como a entidade reguladora das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Esta competência é prosseguida de forma a implementar a política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997).

No âmbito dos seus poderes regulatórios, a ANP emite portarias – que visam regulamentar leis ou decretos - instruções normativas – que visam complementar outros atos normativos - e resoluções – que são atos normativos decorrentes de competências privativas. A ANP tem também a competência para fiscalizar as indústrias, de forma a que estas cumpram o regime normativo em questão.

Dentre as normas emitidas pela ANP, destacam-se para este estudo as resoluções nº 51 e 52 /2011, que tratam do registro de autoprodutor e auto-importador. Estas vem na sequência do marco legal do setor de gás natural que permitiu que sociedades implantem dutos para seu uso específico, se a distribuidora estadual não possuir esta capacidade. Estas normas também tratam da autorização para o exercício da atividade de comercialização de gás natural, do registro de agente vendedor e de contratos de comercialização. Além disso, cabe ressaltar que estas normas disciplinaram o processo de formação de preços do gás natural, separando a parcela do transporte e da molécula de gás.

Os principais instrumentos jurídicos aplicáveis à indústria do gás natural são os seguintes:

Instrumento	Objeto
Artigo 177 da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988	Determina constituírem património da União “a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos”
Lei nº 9.478/1997	Lei do Petróleo: Que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao petróleo e gás natural, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.
Decreto nº 2.455/1998	Que implanta a ANP
Decreto nº 2.705/1998	Que define critérios para cálculo e cobrança de royalties e participações especiais
Lei nº 9.847/1999	Que dispõe sobre a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis
Lei 11.909/2009	Lei do Gás: 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.
Decreto Nº 7.382/2010	Regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei no 11.909, de 4 de março de 2009.

#### 4. Experiências Internacionais

Embora a cadeia produtiva seja essencialmente a mesma independente do país, as escolhas do Estado, quanto à regulação aplicável, influenciarão como o mercado funcionará. Os exemplos em seguida tentarão mostrar progressos e desafios em mercados de gás natural mais maduros, destacando diferenças para facilitar uma comparação com o regime de regulação brasileiro. O fator que une todos estes exemplos é que eles têm tomado passos concretos para liberalizar seus mercados, embora o grau de liberalização varie em cada situação. As experiências destes países diferentes podem ser utilizadas como uma lente, através da qual, vantagens e desvantagens podem ser visualizadas.

##### **Relação Econômica Entre Regulação e Crescimento**

Algum grau de regulação é essencial para o funcionamento de qualquer mercado. Antes de começar a conversa sobre diferenças internacionais, vale a pena destacar que a economia básica mostra o impacto da regulação. Na teoria econômica, a regulação existe não somente para inibir falhas do mercado, mas também para estabelecer um equilíbrio entre os interesses privados e públicos, ou seja, produtores, consumidores e a sociedade em geral. Sem tal ferramenta é geralmente reconhecido que o potencial de abuso existe. Porém, regulação pesada - muitas vezes apesar de boas intenções - tem o potencial de agir como um obstáculo econômico. Embora a relação seja complexa, em geral economistas concordam que regulação excessiva cria condições adversas ao crescimento econômico, enquanto uma redução de regulação pode criar condições mais abertas que apoiam mais concorrência e, portanto, mais produtividade.<sup>9</sup> Quanto às indústrias energéticas, como nos casos de eletricidade e gás, talvez os efeitos sejam ainda mais marcantes. Economistas já têm mostrado fortes efeitos *spillover*, ou seja, regiões com redes de energia geograficamente mais desenvolvidas têm, em geral, mais alta produtividade

---

<sup>9</sup>KIRKPATRICK, COLIN & David Parker. **The Economic Impact of Regulatory Policy: A Literature Review of Quantitative Evidence.** Organization for Economic Cooperation and Development, Expert Paper No. 3, Paris, França, Agosto, 2012, pg. 11.

econômica.<sup>10</sup> Nos casos a seguir, uma redução no grau de regulação teve um impacto fortemente positivo, tanto no funcionamento do mercado de gás, quanto nas possibilidades energéticas em geral.

### **Estados Unidos e a Teoria de Facilidades Essenciais**

Ambos os Estados Unidos (EUA) e o Brasil são países de tamanho continental. Portanto, eles enfrentariam muitos dos mesmos desafios na exploração, transporte e distribuição de gás natural cobrindo largas distâncias; talvez não exista outra comparação mais apta. Porém, os regimes de regulação dos dois países são assaz diferentes. Nos EUA, como nos outros exemplos, o gás tem um papel maior na resposta às necessidades energéticas do país. Tanto no uso industrial quanto no uso residencial, para responder à demanda para calefação em regiões mais frias. Tais considerações simplesmente não existem no Brasil devido ao clima mais quente.

Um fator que pode ser utilizado para ilustrar a relação entre crescimento e regulação, e portanto, o funcionamento do mercado de gás, é o desenvolvimento de infraestrutura. Sem um produto viável a ser transportado e vendido, faz pouco sentido fazer investimentos maciços para construir gasodutos. Artigo 20, IX da Constituição de 1988 especifica que todos os recursos minerais no território são bens da União. Este fato faz com que a etapa de exploração, embora possa ser concedida à iniciativa privada, esteja submetida a um alto grau de intervenção e dependência estatal. Afinal, como qualquer substância derivada do subsolo é propriedade da União, cabe ao Estado tomar a iniciativa para sua exploração, pois o ente privado não tem poder para fazê-lo por iniciativa própria. Essa dependência da ação estatal pode limitar as explorações, restringindo a possibilidade de mais oferta doméstica. O presidente da Empresa de Pesquisa Energética, uma entidade brasileira governamental, reconhece que “sem gás, não faz sentido licitar gasodutos”.<sup>11</sup> No caso americano o contraste é notável. O surgimento de barato gás de

---

<sup>10</sup> STRAUB, Stéphane. **Infrastructure and Growth in Developing Countries: Recent Advances and Research Challenges**. The World Bank, Development Research Department, Policy Research Working Paper, No. 4460, Washington, D.C., Janeiro, 2008, pg. 15.

<sup>11</sup> CARRO, Rodrigo e PAMPLONA, Nicola. Brasil pode passar uma década com pouco suprimento de gás. **IG: Economia**, 15 Janeiro 2014. Disponível em:



xisto nos últimos anos através de operações popularmente conhecidas como *fracking* tem a sua base no fato que o direito de ter propriedade privada - da terra e dos recursos encontrados dentro dela - forma a fundação do ambiente para investimento.<sup>12</sup> Também houve uma mudança no ambiente de regulação que abriu o mercado, separando mais claramente as funções da cadeia produtiva e fornecendo mais transparência econômica ao setor. Porém, a situação presente não foi sempre o caso.

Antes de 1985, existia nos EUA um regime de regulação mais fechado. Mesmo sem a existência de recursos nacionalizados, o governo, por meio do Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tinha as suas mãos em todas as etapas da cadeia produtiva, o que produziu distorções de preço, limitando a oferta de gás.<sup>13</sup> As agências reguladoras também apoiavam a assinatura de contratos de longo prazo no suprimento de gás - uma feição do ambiente brasileiro também - algo que deixou pouco espaço para movimento.

Em 1985 o governo começou o processo de liberalizar o mercado. Desregulação, através de Ordem No. 436 de 1985 da FERC, introduziu acesso livre às malhas de transporte entre os estados da união, sem exclusividade, e limitou a assinatura de contratos de longo-prazo de transporte. Então em 1992, a Ordem No. 636 estabeleceu o “unbundling” de serviços da cadeia produtiva, algo que acabou com o que essencialmente era um mercado verticalizado. Ordem No. 636, expandindo o sentido da Ordem No. 436, também encorajou a troca livre de contratos de curto-prazo para a capacidade ociosa de gasodutos. Empresas de transporte costumavam assinar contratos de longo-prazo para ter acesso às malhas. Porém, isto fez com que a capacidade não estivesse utilizada de uma forma eficiente. Empresas compravam contratos de transporte, mas, mesmo que não utilizasse a capacidade total, não havia nenhum recurso legal para transferir o

---

<<http://economia.ig.com.br/empresas/industria/2014-01-15/brasil-pode-passar-uma-decada-com-pouco-suprimento-de-gas.html>> Acesso em: 15 Junho 2014.

<sup>12</sup> HEFNER, Robert A. The United States of Gas: Why the Shale Revolution Could Have Happened Only in America. **Foreign Affairs**, Nova Iorque, Nova Iorque, Maio/Junho, 2014. Disponível em: <<http://www.foreignaffairs.com/articles/141203/robert-a-hefner-iii/the-united-states-of-gas>> Acesso em: 7 Junho 2014.

<sup>13</sup> JURIS, Andrej. **Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States**. The World Bank Group, Note No. 141, Washington, D.C., Abril, 1998, pg. 2. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/141juris.pdf>> Acesso em: 7 Junho 2014. (Doravante: World Bank)

direito de usar o duto a uma empresa que tinha os meios de utilizar a capacidade ociosa.<sup>14</sup> Quanto mais longo o prazo do contrato, menos havia acesso à capacidade ociosa. Ordem No. 636 criou um mercado secundário para a troca dessa capacidade subutilizada. Em 2000 o FERC emitiu Ordem No. 637.<sup>15</sup> Esta ordem essencialmente aperfeiçoou a última, criando meios mais fáceis e transparentes para trocar espaço nos gasodutos.

No caso americano, após a desregulação, com mais acesso às malhas e regras mais fáceis governando condições para investimento, também houve uma explosão de novas explorações, abrindo mão de mais oferta, o que agiu como catalisador no desenvolvimento de ainda mais gasodutos. Nos dez anos que seguiram à mudança na lei, a abertura fez com que houvesse mais transparência econômica no mercado, resultando em uma situação onde preços refletiam o ambiente mais competitivo; o preço atacado real caiu 26%.<sup>16</sup> Uma distribuidora quer cobrar uma tarifa que garanta que haja verbas suficientes para manutenção do sistema e possível expansão, enquanto fornece um serviço de qualidade ao consumidor.<sup>17</sup> Em geral este processo emprega o uso de fórmulas complexas que tentam chegar a estimativas de produtividade. Sob desregulação, porém, houve menos informações assimétricas, e portanto as agências reguladoras não tinham que lidar com tantas fórmulas complexas quanto antes, só para que pudessem tentar chegar a tarifas que assegurassem preços justos. O setor também realizou eficiências ao longo de cada etapa da cadeia produtiva. O tamanho continental do país também teve um papel no desenvolvimento do mercado. O transporte do gás era um negócio de longa distância. Empresas tiveram que desenvolver operações mais eficientes porque, mesmo ineficiências pequenas de transporte, tinham efeitos grandes no preço final do gás. Assim, mesmo que não houvesse um

---

<sup>14</sup>JURIS, Andrej. **Competition in the Natural Gas Industry: The Emergence of Spot, Financial and Pipeline Capacity Markets.**The World Bank Group, Note No. 137, Washington, D.C, Março, 1998, pg. 7. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/137juris.pdf>> Acesso em: 7 Julho 2014. (Doravante: Note No. 137)

<sup>15</sup>SOTO, Andrew. IssueSummaries: FERC 636 & 637. **American Gas Association**, Washington D.C., 2014. Disponível em: <<http://www.aga.org/our-issues/issuesummaries/Pages/FEROrder636637.aspx>> Acesso em: 29 Junho 2014.

<sup>16</sup>World Bank, pg. 5

<sup>17</sup>SCHWYTER, Anton. **A Regulação da Distribuição de Gás Natural em São Paulo: Questões e Desafios.** 2001. 164 f. Tese, (Mestrado, Instituto de Eletrotécnica e Energia), Universidade de São Paulo, Brasil, Dezembro, 2001, pg. 22.

monopólio natural na rede nacional de gasodutos, empresas podiam aproveitar das economias de escala que tipicamente fazem parte de tais redes. Sem estas mudanças na fundação regulatória, é pouco provável que a revolução energética de xisto teria acontecido.

Nesta altura vale mencionar o conceito de Facilidades Essenciais, que é baseado na lei antitruste americana. O conceito teve certa relevância na abertura do mercado de gás natural nos EUA e também têm sido aplicadas várias iterações da ideia em outros contextos na Europa. Existem diferenças substanciais, porém, tanto no contexto legal brasileiro quanto na estrutura do mercado em si, que talvez limitariam o uso da doutrina aqui.

O sistema legal americano, diferente do modelo brasileiro, é baseado no conceito inglês de *Common Law*. Esse sistema se baseia na ideia de *case law*, ou seja, os tribunais utilizam exemplos baseados na história prévia de casos com feições semelhantes que poderiam ser aplicados ao caso em questão para fazer julgamentos. O conceito é velho e fazia parte da legislação, o *Sherman Antitrust Act de 1890*, porém, o conceito foi aplicado pela primeira vez por um tribunal em 1912.<sup>18</sup> Naquela época, houve uma profusão de empresas com poder de mercado excessivo, principalmente nas indústrias siderúrgica, ferroviária e de petróleo; muitas delas tinham ganhado tais fatias enormes do mercado através de práticas que, depois da adoção da lei, seriam consideradas como monopolísticas.

A aplicação deste conceito ocorre geralmente em um mercado mais verticalizado, onde uma empresa tem controle de várias porções da cadeia de serviços. A doutrina é também conhecida como a “Teoria Econômica dos Gargalos”, porque a empresa tipicamente está negando acesso a uma etapa específica da cadeia para proteger seu domínio do mercado contra concorrentes.<sup>19</sup> Uma facilidade é considerada essencial quando o acesso à facilidade em questão é necessário para a atuação no mercado, e replicar a facilidade não seria razoável ou mesmo

---

<sup>18</sup>EUA, DISTRITO DE COLUMBIA. Department of Justice. **Competition and Monopoly: Single-firm conduct under Section 2 of the Sherman Act**, Washington, D.C., Setembro, 2008. Disponível em: <<http://www.justice.gov/atr/public/reports/236681.htm>> Acesso em: 27 Junho 2014.

<sup>19</sup>FRANÇA, PARIS. **Policy Roundtable for the Competition Committee: The Essential Facilities Concept**. Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, França, 1996, pg. 71.

impossível. Por isso, a doutrina é frequentemente associada com serviços públicos com grandes infraestruturas em rede.

A obrigação do querelante de comprovar abuso sob esta doutrina é pesada. O primeiro requisito da doutrina é que o querelante precisa comprovar que o competidor tem poder monopolístico. O segundo é que o querelante tem que mostrar que a replicação da facilidade não é razoável. Nos terceiro e quarto requisitos, tem que ser mostrado que a empresa que controla a facilidade está negando acesso, porém, que fornecer acesso sob condições razoáveis é possível. Mesmo hoje em dia nos EUA, é raro que um tribunal aceitará a aplicação deste conceito, devido ao fato de que é extremamente difícil comprovar que todos os aspectos exigidos da doutrina foram cumpridos. Até em contextos alheios, como nos exemplos internacionais a seguir, a ideia chega a ser parcialmente redundante, com a adoção de políticas nacionais de livre concorrência, existem menos ocasiões para aplicar a doutrina.

É preciso lembrar-se dos detalhes da liberalização do mercado de gás no contexto americano para entender a aplicação do conceito. Depois do começo da abertura do mercado de gás natural nos EUA, desregulação parcial à nascente criou condições onde mais empresas podiam comprar gás.<sup>20</sup> Com a nova demanda, claro, houve mais demanda para transporte, mas as empresas que controlavam os gasodutos negavam acesso aos novos compradores; os novos *players* utilizavam a doutrina para obter acesso às malhas e os tribunais concordaram com o argumento.<sup>21</sup> Vale a pena destacar que a petição para acesso somente aconteceu depois do surgimento da nova oferta de gás.

Embora a ideia seja válida, no contexto brasileiro, é difícil enxergar como esta doutrina poderia ser aplicada de um jeito significativo. O primeiro requisito seria irrelevante porque o Estado, em si mesmo, dá poder monopolístico a Petrobras. Também no caso do segundo requisito da doutrina, a lei do gás tecnicamente garante acesso aos gasodutos por terceiros.

---

<sup>20</sup>PODELL, David M. The Evolution of the Essential Facilities Doctrine and Its Application to the Deregulation of the Natural Gas Industry. **University of Tulsa Law Review**, Vol. 24, Issue 4, **Mineral Law Symposium**, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos, 1988, pg. 609. Disponível em: <<http://digitalcommons.law.utulsa.edu/tlr/vol24/iss4/3/>> Acesso em: 7 Julho 2014.

<sup>21</sup>Ibid.

## Reino Unido

A experiência britânica com desregulação mostra lições valiosas quanto à importância da concorrência no suprimento e distribuição de gás. Como no caso americano, o gás tem um papel mais preponderante em responder às necessidades energéticas do país. No Brasil por exemplo, o gás natural em 2007 ocupou uma fatia de 9,3% na participação da oferta primária de energia.<sup>22</sup> Na Inglaterra esta proporção é significativamente maior; 39,16% em 2009, e maior do que qualquer outra fonte de energia na equação.<sup>23</sup> Também, como no caso americano quanto às tarifas cobradas, a desregulação criou uma tendência de mais simplicidade nos cálculos e, no período de 2000 - 2002, controles de preço foram abandonados completamente.<sup>24</sup> Diferente dos EUA, porém, o Reino Unido, como o Brasil, tinha uma empresa nacional de petróleo, a British Gas, que dominava a indústria.

Em 1986 o Estado inglês quebrou o monopólio da empresa estatal. O caso britânico é especialmente interessante considerando as condições do mercado brasileiro. Antes de 1986 e apesar do monopólio de British Gas, existia concorrência na produção de gás, com várias empresas multinacionais trabalhando na etapa de exploração.<sup>25</sup> Porém, o uso da infraestrutura de

---

<sup>22</sup>BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capítulo 6: Gás Natural, Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 3ª Edição, 2013, pg. 94. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf)> Acesso em: 8 Julho 2014.

<sup>23</sup> HEATHER, Patrick. **Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain**. Oxford Institute for Energy Studies, Natural Gas Paper, Agosto, 2010, pg. 13. Disponível em: <<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG44-TheEvolutionandFunctioningOfTheTradedGasMarketInBritain-PatrickHeather-2010.pdf>> Acesso em: 11 Julho 2014. (Doravante: Heather/Oxford)

<sup>24</sup>THE IMPACT OF LIBERALIZATION OF NATURAL GAS MARKETS IN THE UNECE REGION. United Nations, Economic Commission for Europe, Committee on Sustainable Energy, 17 Março 2012, pg. 9. Disponível em: <[http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/ImpactLibNGM\\_UNECE\\_EffSec.pdf](http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/ImpactLibNGM_UNECE_EffSec.pdf)> Acesso em: 11 Julho 2014.

<sup>25</sup>JURIS, Andrej. **Natural Gas Markets in the UK: Competition, Industry Structure and Market Power of the Incumbent**. The World Bank Group, Note No. 138, Washington, D.C., Março, 1998, pg. 1. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/138juris.pdf>> Acesso em: 11 Julho 2014. (Doravante: World Bank UK)

gasodutos nacionais, visto como um monopólio natural, era severamente restringido pela empresa estatal, produzindo distorções no preço final pago por consumidores.

Em 1995, o Estado expandiu o processo de liberalização com o GasAct, que começou o processo de desverticalização da British Gas. Esse processo criou o que essencialmente foi um sistema de licitação para etapas diferentes da cadeia, facilitando a entrada de novos *players*. Também fez com que transporte, troca a preços atacados e distribuição a consumidores, fossem separados como funções independentes.<sup>26</sup> Em 1997, o processo foi finalizado e a British Gas foi dividida em duas empresas diferentes, com duas funções; uma focava nas etapas do *upstream* de produção e suprimento, enquanto a outra lidava com atividades do *downstream*, como distribuição e estocagem.<sup>27</sup> Porém, apesar da finalização da quebra do monopólio formal em 1997, talvez 1996 foi o ano que pudesse mostrar as lições mais aplicáveis ao contexto brasileiro.

Em 1996, o Parlamento inglês aprovou o Network Code, código que regula o acesso à malha nacional de gasodutos. Enquanto a British Gas negava acesso à malha, o Network Code abriu acesso por meio de mais transparência da capacidade, seja ela ociosa ou não. O código faz com que haja transparência na oferta e procura e, portanto, a quantidade de gás natural transportada através dos gasodutos. Este processo, conhecido como *balancing* ou equilibrar, manda que empresas de transporte divulguem números concretos, diariamente, sobre gás entrando e saindo do sistema.<sup>28</sup> Não obstante, é bom mencionar que demorou um tempo para estabelecer o sistema na forma em que existe hoje em dia; seis anos de ensaio e erro e, em 2005, outra iteração do código, o Uniform Network Code, foi publicada para aperfeiçoar o sistema.<sup>29</sup> O sistema facilita a troca de gás a preços competitivos e também faz com que seja mais fácil responder à flutuações na oferta e demanda, como o fluxo de gás pela malha é conhecido.

A experiência britânica e as lições estruturais são especialmente relevantes considerando o contexto brasileiro. A lei brasileira prevê a possibilidade de acesso aberto aos gasodutos já

---

<sup>26</sup>Heather/Oxford pg. 3

<sup>27</sup>World Bank UK pg. 2

<sup>28</sup>Heather/Oxford, pg. 9

<sup>29</sup> Ibid.

existentes - menos as instalações de GNL - para empresas privadas.<sup>30</sup> A Lei 11.909/2009 tentou assegurar o acesso de terceiros às malhas de transporte e à capacidade ociosa.<sup>31</sup> Porém, na prática, a situação é consideravelmente diferente do que a lei propõe, como será discutido mais adiante.

## **Austrália**

Nos últimos anos a Austrália se tornou um dos grandes players na exportação mundial de GNL. Recursos enormes de gás e demanda desenfreada no Pacífico, da China e da Índia, colocou o país em posição para potencialmente superar o Qatar como o maior exportador de GNL em menos do que uma década.<sup>32</sup> Grande parte desse crescimento pode ser atribuído à abertura do regime de regulação. Embora o processo de privatização e liberalização tenha iniciado nos anos 90, a entidade governamental que regula gás, o Australian Energy Market Operator, somente foi estabelecida em 2009.<sup>33</sup> Em comparação com EUA e Inglaterra, a desregulação do mercado de energia na Austrália é um fenômeno muito mais recente.

Certas feições do mercado australiano são marcantes. Como os outros exemplos, o gás ocupa uma fatia grande da matriz energética do país, 23% em 2012.<sup>34</sup> Porém, não existe um mercado atacado nacional de gás, embora o país queira criá-lo. Em vez disso, grandes mercados regionais respondem à demanda para o commodity atualmente.<sup>35</sup> Outra consideração é o acesso aos gasodutos por terceiros. O NationalThirdParty Access Code for Natural Gas Pipeline

---

<sup>30</sup>BRASIL. Capítulo VII: Do Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, Artigo 58, Lei No. 9.478/1997.

<sup>31</sup>BRASIL. Seção VIII: Do Acesso de Terceiros aos Gasodutos e da Cessão de Capacidade, Lei No. 11.909/2009

<sup>32</sup>AUSTRALIA'S GAS EXPORTER: THE NEXT QATAR?. **The Economist**, 27 Julho 2013 Disponível em: <<http://www.economist.com/news/business/21582272-cost-exploiting-australias-new-found-gas-supplies-soaring-next-qatar>> Acesso em: 26 Julho 2013.

<sup>33</sup>HISTORY: THE ROAD TO AEMO'S FIRST FIVE YEARS. Australian Energy Market Operator. Disponível em: <<http://www.aemo.com.au/About-AEMO/History>> Acesso em: 26 Junho 2014.

<sup>34</sup>AUSTRALIA'S ENERGY MARKET: NATURAL GAS MARKET. Australian Energy Market Commission, 2014. Disponível em: <<http://www.aemc.gov.au/Australias-Energy-Market/Markets-Overview/National-gas-market>> Acesso em: 26 Junho 2014.

<sup>35</sup>Ibid.

Systems foi elaborado em 1998. A iteração mais recente da lei foi elaborada em 2009, o National Gas Access Act.<sup>36</sup> Porém, apesar destas legislações, o país ainda lida com uma rede de gasodutos que não funciona tão eficientemente quanto poderia. O país ainda não tem um mercado secundário bem desenvolvido para trocar o uso da capacidade ociosa, porém, não por causa de uma falta de mecanismos para facilitar trocas. Historicamente, como no caso americano, fornecedores assinavam contratos de transporte de longo-prazo.<sup>37</sup> As mudanças no ambiente regulador são tão novas que muitos desses contratos ainda estão vigentes. A expectativa é que, nos próximos anos, com o vencimento dos contratos de capacidade de transporte, o tamanho do mercado crescerá.

A teoria econômica diz que é possível ter várias estruturas de mercado em etapas diferentes de uma cadeia produtiva. Porém, no contexto de verticalização, as possibilidades são limitadas a uma formação só. A Austrália ilustra esta ideia claramente e a abolição da estrutura verticalizada da cadeia produtiva de gás no país teve grande impacto no funcionamento do mercado. Antes de 1997, as funções de distribuição e comercialização eram consolidadas e altamente reguladas.<sup>38</sup> Consumidores pagavam preços que refletiam os preços pagos ao longo da cadeia verticalizada, ou seja, sem diferenciação por causa da falta de concorrência. Hoje em dia o mercado espelha um modelo mais semelhante ao mercado de eletricidade no Brasil. Transmissão e distribuição são funções independentes tratadas como monopólios naturais, sujeitos a regulação para tentar garantir livre acesso às malhas. Varejistas compram o gás diretamente de produtores que, muito como na energia elétrica no Brasil, operam em um ambiente de livre concorrência. Varejistas somente pagam uma tarifa regulada de transporte aos transmissores e distribuidores. A separação dessas funções faz com que varejistas possam comprar gás a preços mais razoáveis, oferecendo preços mais reduzidos para os consumidores.

---

<sup>36</sup>“GAS ACCESS: HISTORICAL LEGISLATION,” EconomicRegulationAuthorityofAustralia 16 Fevereiro 2011.Disponível em: <<http://www.erawa.com.au/infrastructure-access/gas-access/historical-legislation/the-regulatory-framework> > Acesso em: 26 Junho 2014.

<sup>37</sup> HARMAN, Julie. **Gas Market Development and Regional Gas Flows in Eastern Australia**.ABARE Conference Paper 2000.12, 7 Junio 2000, pg. 7. (Doravante: Harman)

<sup>38</sup> OVERVIEW OF AUSTRALIAN GAS REGULATORY REGIME.Envestra.com.au, 2014.Disponível em: <[http://www2.envestra.com.au/operational\\_info/reg\\_regime.html](http://www2.envestra.com.au/operational_info/reg_regime.html)> Acesso em: 26 Junho 2014.



## 5. Desafios e Caminhos para o Mercado de Gás Natural

Considerando as experiências internacionais e as competências da ARSESP como órgão regulador do serviço de gás canalizado no Estado de São Paulo, existe espaço para a implantação de mecanismos que promovam concorrência na venda de gás às indústrias, comércios ou mesmo residências. Com a liberalização do mercado no estado, consumidores teriam a opção de escolher quais comercializadores, ou seja, fornecedores de gás, querem utilizar, podendo mudar de fornecedor se estiverem insatisfeitos com o serviço. Nos EUA, mais de vinte dos cinquenta estados americanos adotaram mercados livres, com o mercado criado no estado da Geórgia, em 1997, talvez sendo o exemplo mais conhecido na literatura econômica.<sup>39</sup>

Na Austrália existem mercados semelhantes também, e no Reino Unido o governo ainda criou uma agência específica para representar interesses de consumidores.<sup>40</sup> Porém, além das considerações climáticas - sem mencionar a carga tributária que faz com que o preço pago por consumidores no estado seja menos competitivo<sup>41</sup> - o ponto chave nesses mercados é que todos já têm um grau de liberalização que atualmente não existe no Brasil.

A análise do mercado brasileiro, demonstra que existem entraves em vários elos da cadeia produtiva do gás natural, além das competências da ARSESP, que impedem o crescimento da competição.

A concorrência verdadeira tem que começar no começo da cadeia, na produção. Economistas concordam que os preços atacados à nascente representam o maior componente dos preços pagos por consumidores.<sup>42</sup> Por isso, a introdução de mecanismos de competição no âmbito estadual talvez se mostre insuficiente para garantir expansão da oferta e redução de preços, se nada for feito para resolver os entraves no âmbito federal.

---

<sup>39</sup>COSTELLO, Ken. **The Competitiveness of the Georgia Regulated Gas Market**. The National Regulatory Research Institute, Janeiro, 2002, pg. 24.

<sup>40</sup>CHAZAN, Guy & Jim Pickard. Energy Companies Feel the Heat Amid Anger Over Price Increases. **The Financial Times**, 12 Novembro 2013.

<sup>41</sup>VISÕES DO GÁS. Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia. Disponível em: <<http://visoesdogas.com.br>> Acesso em: 27 Junho 2014.

<sup>42</sup>Harman, pg. 10.

Quando uma distribuidora ou um comercializador, regulado pela ARSESP, compra gás para venda aos consumidores do estado, tem pouco controle sob o preço final, pois herda os custos ao longo de uma cadeia produtiva pouco competitiva. Economicamente, o produto físico é homogêneo; gás é gás, e as únicas feições do produto que a distribuidora pode alterar são os termos do pacote oferecido.<sup>43</sup> Considerando as condições do mercado nacional, as opções para diferenciar preços, infelizmente parecem limitadas.

O Brasil sabe que a estrutura presente está criando mais desafios do que benefícios. A própria ANP reconhece que a situação estrutural presente é inviável. A Lei do Gás, no próprio diagnóstico da agência, não reduziu suficientemente as barreiras à entrada de novos agentes; sustenta condições onde permanecem falta de transparência, afetando preços e, portanto, consumidores; e mantém dificuldade no acesso à infraestrutura de transporte.<sup>44</sup>

Em um mercado de livre concorrência, os preços são o sinal econômico para investimento em infraestrutura. O Plano Decenal da Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT) é, essencialmente, uma tentativa de criar artificialmente condições para investimentos que um mercado livre poderia criar.

Em 2013 a agência também reconheceu que a importação de GNL não é uma resposta viável às necessidades energéticas do Brasil no longo prazo.<sup>45</sup> Hoje, a oferta de gás natural no Brasil é predominantemente importada, embora o país esteja longe de ter atingido o auge de seu potencial de produzir gás natural.<sup>46</sup>

---

<sup>43</sup>HARKER, Michael & PRICE Catherine W. **Introducing Competition and Deregulating the British Domestic Energy Markets: a Legal and Economic Discussion**. Center for Competition Policy Working Paper, 06-20, Londres, Reino Unido, Novembro, 2006, pg. 7.

<sup>44</sup>MAIA DA COSTA, Heloise. A Indústria do Gás Natural no Brasil e a Ação Regulatória da ANP. Audiência Pública, Câmara dos Deputados, Brasília, 24 Setembro 2013, pg. 3.

<sup>45</sup>LUNA, Denise. Estudo da ANP alerta para mudança no uso de GNL pelo Brasil. **Mercado: Folha de São Paulo**, 13 Maio 2013. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2013/05/1277830-estudo-da-anp-alerta-para-mudanca-no-uso-de-gnl-pelo-brasil.shtml>> Acesso em: 29 Junho 2014.

<sup>46</sup>EUA. DISTRITO DE COLUMBIA. U.S. Energy Information Administration. International Energy Statistics: Proved Reserves of Natural Gas. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/index.cfm?view=reserves>> Acesso em: 29 Junho 2014.

A liberalização dos mercados mencionados anteriormente foi um processo gradual e que, mesmo hoje em dia, passa por constantes aperfeiçoamentos. Porém, nesses exemplos, o Estado tomou uma decisão consciente de começar o processo.

Nesse sentido, a seguir são discutidos quatro desafios que o setor brasileiro de gás natural precisa enfrentar se quiser caminhar para o desenvolvimento de um mercado competitivo, capaz de promover a expansão da oferta e a redução dos preços, conseqüentemente, aumentando a competitividade do país.

- O papel da Petrobras no setor
- O livre acesso à infraestrutura de transporte
- As competências para a regulação do setor
- A expansão da oferta e a entrada de novos competidores

### **O Papel da Petrobras**

Um importante entrave (e talvez o principal) ao desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural no Brasil é, segundo grande parte dos especialistas do setor, o domínio da Petrobras em todos os elos da cadeia produtiva da indústria. Se, por um lado, a empresa foi responsável pelo desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural até hoje, seu papel na indústria gera dilemas e conflitos que podem impedir a continuidade da evolução do mercado, pondo em risco o papel do Brasil no que vem sendo chamado de "era de ouro do gás natural" no mundo, termo cunhado pela Agência Internacional de Energia (IEA).

Na história do desenvolvimento do gás natural no país, a companhia esteve presente nas descobertas das reservas, nos investimentos em produção, na construção da rede de transporte, inclusive para importação, no desenvolvimento da distribuição e até no desenvolvimento do mercado consumidor. Detentora do monopólio legal para atuação no setor, a Petrobras foi o instrumento usado pelo país para implementação de suas políticas energéticas, mais especificamente nos setores de petróleo e gás natural.

Baseada em ideais nacionalistas, a criação da Petrobras em 1953, pela Lei 2.004, teve como objetivo instituir uma empresa estatal monopolista para executar, em nome da União, as atividades dos setores de petróleo e gás natural no país. Inicialmente, a empresa recebeu seus

ativos do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que manteve sua função fiscalizadora do setor. Gradativamente, porém, o CNP foi perdendo força até a sua total extinção, tornando a Petrobras um monopólio estatal com o poder de auto regular-se.

Ao longo das décadas seguintes, a Petrobras desenvolveu suas atividades nos setores de exploração, produção, refino e transporte de petróleo e derivados. Além disso, a empresa se tornou líder na distribuição de derivados de petróleo no país. Baseada em um monopólio quase absoluto no mercado doméstico, a empresa vivenciou um grande crescimento, dominando tecnologias avançadas no setor e tornando-se uma das grandes empresas petrolíferas do mundo.

A grandiosidade da Petrobras sempre serviu para alimentar o orgulho nacional, porém, é preciso reconhecer que, muito mais que competência, foi fruto da exclusividade das reservas do país, domínio do mercado interno, fontes de capital baratas junto ao governo e retenção quase total dos rendimentos da exploração dos setores de petróleo e gás.

Analisando a história da Petrobras, inclusive em materiais institucionais da companhia, é possível perceber que o gás natural não era considerado um produto nobre pela empresa. Durante muito tempo, a Petrobras de fato não deu muita importância ao produto, queimando o gás na boca do poço, reinjetando para extrair mais petróleo ou, quando muito, utilizando em seus processos internos para economizar óleo combustível ou outro combustível ofertado ao mercado. Segundo relatos, muitas descobertas de reservas de gás natural não associado foram classificadas pela empresa como "poço seco" e desprezadas.

A ampliação da infraestrutura de transporte de gás natural também, por muito tempo, não fez parte das prioridades de investimentos da empresa. Como exemplo, a construção do gasoduto para levar a produção da Bacia de Campos até o estado de São Paulo só foi realizada porque, na década de 80, a Comgás iniciou negociações para importar GNL da Argélia.

A mudança de comportamento da Petrobras em relação ao gás natural é relativamente recente e pode-se dizer que teve como grande marco a importação de gás da Bolívia. Pela primeira vez a companhia voltava-se ao exterior para explorar exclusivamente a cadeia de gás natural, investindo na produção boliviana e construindo o GASBOL, por meio da empresa TBG, na qual possui controle acionário. Com o início da importação com cláusulas severas de *take or pay*, surgiu a necessidade de desenvolvimento do mercado interno para o gás natural, que levou a

empresa a intensificar investimentos em transporte, distribuição e mesmo no consumo, por meio de projetos de usinas termelétricas a gás.

Em 1997, a Lei 9.478 pôs fim ao monopólio da Petrobras nos setores de petróleo e gás natural, entretanto, não ousou quebrar o domínio da empresa existente nas atividades ao longo da cadeia produtiva desses setores. A Lei 11.909, a Lei do Gás, também não apresentou avanços nesse sentido. Dessa forma, passados mais de 15 anos do fim do monopólio legal, a Petrobras continua exercendo um monopólio de fato no setor de gás natural.

Na produção, segundo dados da ANP, a Petrobras responde por mais de 90% do gás natural nacional. Além disso, a empresa também responde por todo o gás importado via gasoduto ou GNL. Pertencem à Petrobras os três terminais de regaseificação em operação no país.

No transporte, a malha nacional de gasodutos é quase que totalmente controlada pela Petrobras, por meio da subsidiária integral Transporte Associado de Gás (TAG), além do GASBOL, de propriedade da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil, na qual a estatal tem participação majoritária.

No segmento da distribuição, a Petrobras tem participação com direito a veto em todas as companhias estaduais de distribuição de gás, com exceção das distribuidoras de São Paulo e uma das duas distribuidoras do Rio de Janeiro.

De forma geral, o domínio da Petrobras ao longo de toda a cadeia da indústria de gás natural gera uma certa paralisia nos demais agentes do setor, que aguardam as ações da companhia para definirem suas próprias ações. Na prática, o desenvolvimento da indústria depende quase que totalmente da Petrobras, embora os tempos da companhia como responsável pelo desenvolvimento dos setores de petróleo e gás do país deveriam ter terminado com o fim do monopólio em 1997. No entanto, no cenário atual, o planejamento estratégico de uma empresa se torna o planejamento oficial do país para uma fonte de energia. E nesse papel de indutora do desenvolvimento do gás natural no Brasil, os dilemas e conflitos da Petrobras ganham mais importância.

Um primeiro conflito importante é que a Petrobras não só domina a oferta do gás natural, como também a oferta de boa parte dos energéticos substitutos. A competição entre os

combustíveis substitutos, por exemplo o gás natural e os derivados de petróleo, é importante para impulsionar avanços tecnológicos que reflitam em reduções de preços, beneficiando os consumidores. No caso brasileiro, essa competição é submetida ao controle de uma empresa, que pode decidir o combustível que quer desenvolver.

Nesse cenário, uma decisão da Petrobras pelo desenvolvimento do gás natural, não parece ser uma decisão muito simples. Isso porque um grande crescimento do consumo de gás natural pode levar à redução do consumo de derivados de petróleo, podendo obrigar a Petrobras a investir na transformação de seu parque de refino, com isso deslocando investimentos em exploração e produção. Ainda que não se possa afirmar que a empresa deliberadamente não promova o desenvolvimento do gás natural, podemos afirmar que não se trata de uma situação que promova uma competição legítima entre os energéticos.

Outro ponto importante é o fato de a mesma empresa que domina a oferta do produto também dominar a operação da infraestrutura de transporte. Parece claro que a Petrobras terá muito mais facilidade para garantir o transporte de sua produção até os consumidores finais do que os demais produtores, pelo simples fato de ser dona dos gasodutos.

A Lei do Gás estabeleceu três tipos de contratos de capacidade de transporte: firme, interruptível e extraordinária. A negociação dos contratos de capacidade, principalmente dos tipos interruptível e extraordinária, embora reguladas pela ANP, dependem da disponibilidade informada pelos transportadores. O fato de um dos competidores na venda do gás controlar também as negociações de acesso às redes de transporte, dá a esse competidor o poder de, literalmente, deixar os demais competidores fora do mercado. Segundo diversos especialistas, a regulação da ANP não tem sido suficiente para garantir a simetria de informações e o acesso à infraestrutura de transporte em condições igualitárias. Para evitar essa situação, em muitos países, as empresas vendedoras do gás natural são proibidas de atuar no segmento de transporte.

A participação da Petrobras em praticamente todas as companhias distribuidoras estaduais, com exceção de São Paulo e Rio de Janeiro, é outro aspecto que pode comprometer a competitividade do mercado. Nesse sentido, o principal problema é o poder da empresa influenciar na competição das distribuidoras pela implantação de novos grandes clientes. Por exemplo, para um grande consumidor industrial que busca um local para implantação de uma nova planta, a negociação com as distribuidoras locais de seu contrato de suprimento de gás

natural pode ser um importante fator para tomada de decisão. Enquanto a Comgás, por exemplo, terá uma margem de negociação restrita à sua parcela no preço final do gás, uma distribuidora com a participação da Petrobras poderia negociar em cima das margens da estatal ao longo de toda a cadeia de produção do gás.

Além do domínio da Petrobras nos elos da cadeia produtiva da indústria do gás natural, outro ponto importante é que a empresa se tornou também o principal consumidor de gás natural do país. Essa posição se consolidou a partir do ano 2000, com os investimentos na implantação de usinas termelétricas a gás natural. A Petrobras é hoje uma das maiores empresas geradoras de energia elétrica do país e responde por quase a metade da capacidade instalada em usinas termelétricas a gás natural.

Com as termelétricas, pode-se dizer que a Petrobras consolidou totalmente o seu domínio na indústria de gás natural pois, além de controlar a oferta, transporte e distribuição, neutralizou um possível poder dos consumidores nessa indústria. Além disso, passou a atuar em outro setor, o elétrico, com uma grande vantagem competitiva frente aos demais competidores, pois controla o combustível de suas usinas.

Com o fim do monopólio da Petrobras, seria esperado que novos competidores entrassem no mercado, reduzindo gradativamente o domínio da estatal. Entretanto, nas rodadas de licitações ocorridas desde então, a Petrobras tem sido a principal vencedora. Mesmo que muitas vezes participe de licitações em parceria com empresas privadas, isso é muito pouco para reverter o domínio da Petrobras e promover o crescimento da competição no mercado. Além disso, a paralização por cinco anos das rodadas de licitações promovidas pela ANP, que somente foram retomadas em 2013, contribuiu para atrasar esse processo.

Um outro aspecto que precisa ser discutido é que o gigantismo da Petrobras, exercendo papel de protagonista no desenvolvimento de diversos mercados, traz problemas para a própria empresa, que não consegue focar seus investimentos na sua vocação tradicional de empresa de exploração e produção de petróleo e gás. Esse aspecto é particularmente importante no contexto atual, em que a empresa tem pela frente desafios e investimentos elevadíssimos para desenvolver a produção no Pré-Sal. É natural esperar que, diante dos desafios do Pré-Sal, outros segmentos fiquem em segundo plano, como a exploração de gás em terra, principalmente não convencional, e a expansão das redes de transporte e distribuição de gás natural.

Desde o ano passado, a ANP tem tomado ações para tentar reverter o quadro atual de domínio da Petrobras no setor de gás natural. Nesse sentido, a agência tem tentado restringir a participação da Petrobras nas licitações de novos gasodutos de transporte. Até o desenvolvimento deste trabalho, a primeira licitação na qual a estatal estará impedida de participar, ainda não havia ocorrido. Vale ressaltar que este movimento da ANP vem sendo contestado pela Petrobras, que alega que a Lei do Gás não deu competência para agência restringir os participantes da licitação. Além disso, alega que o impedimento de sua participação limita a competição e não promove a modicidade tarifária.

Ainda que a ANP passe a restringir a participação da Petrobras em novas licitações no setor, é muito pouco para reverter a atual hegemonia da estatal e promover uma maior competição no setor. E a existência de diversos participantes no setor de gás é um pré-requisito para o desenvolvimento de um mercado realmente competitivo.

Parece claro, diante do cenário descrito, que o caminho passa pelo enfrentamento direto da questão e quebra do monopólio de fato exercido pela Petrobras no setor. Esse foi o caminho trilhado por outros países, como o Reino Unido com a BG, e mesmo por outros setores de infraestrutura no Brasil, como o setor elétrico. A desverticalização do setor (*unbundling*) deve ser realizada por inteiro e não apenas obrigando a estatal a criar subsidiárias para atuação em diferentes elos da cadeia produtiva.

Para atingir esse objetivo, várias ações poderiam ser tomadas, como parte de um plano de desinvestimento para a Petrobras no setor de gás natural.

A primeira delas seria a saída da empresa do segmento de transporte, implantando a regra existente em diversos países segundo a qual quem vende o gás não pode controlar a malha de transporte. Nesse sentido, o governo poderia indenizar a Petrobras pelos ativos de transporte e promover novas licitações para empresas interessadas, tomando as precauções para a não criação de novas empresas dominantes. Os novos proprietários devem possuir metas claras de expansão da rede em seus contratos de concessão. No capítulo seguinte, sobre o livre acesso ao transporte, apresentamos uma proposta alternativa para esse segmento.

A Petrobras também deveria vender suas participações nas empresas distribuidoras de gás, e novas regra deveriam impedir participações acionárias significativas de produtores nesse segmento da indústria.



Outra medida importante e que traria uma competição no curto prazo, seria a obrigação da Petrobras repassar parte dos direitos dos contratos de importação de gás natural para outras empresas interessadas em comercializar o gás natural no país. Essa medida poderia rapidamente aumentar o número de competidores na venda do gás natural.

A ANP poderia também estabelecer restrições à participação da Petrobras nas rodadas de licitações de novos blocos de exploração enquanto a empresa continuar responsável por mais de 50% da oferta nacional de gás natural. Por fim, a Petrobras poderia ser obrigada a reduzir sua participação no parque termelétrico nacional ou mesmo em setores industriais intensivos no consumo de gás natural.

A implantação de um plano de desinvestimento da Petrobras no setor de gás natural não é uma medida simples e nem fácil de ser adotada. Certamente, sua implantação será contestada por diversos grupos políticos, sindicatos e mesmo por parte da sociedade em geral, que se acostumou a enxergar na empresa um patrimônio do país. Entretanto, seu planejamento sério e implantação correta, além de trazer benefícios para o país com o desenvolvimento do setor de gás natural, não abalará a grandiosidade da Petrobras, que poderá focar seu desenvolvimento no segmento de exploração e produção e no setor de petróleo.

### **O Livre Acesso ao Transporte**

O livre acesso à infraestrutura de transporte é um requisito básico para a existência de um mercado competitivo em uma indústria de rede, como a indústria de gás natural. A entrada de novos produtores e comercializadores só será possível se eles tiverem a garantia de que conseguirão entregar seu gás aos consumidores finais.

Nesse sentido, a Lei do Gás assegurou o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte. De forma geral, esse acesso se dá por meio da celebração de contratos de transporte em três modalidades: firme, interruptível e extraordinária.

A modalidade firme consiste na obrigação por parte do transportador de programar e transportar o volume diário solicitado pelo carregador até a capacidade contratada. Esse tipo de contratação é realizada por meio de chamada pública realizada pela ANP. Cabe a ANP determinar as tarifas de transporte cobradas pelos transportadores.

No caso de licitações de novos gasodutos de transporte, a ANP realiza previamente uma chamada pública para contratação de capacidade firme de forma a dimensionar a capacidade do gasoduto e garantir contratos que viabilizem os investimentos. Esses contratantes que viabilizam a construção de um novo gasoduto são denominados carregadores iniciais e possuem um período de exclusividade no uso da infraestrutura.

No caso da modalidade interruptível, o transportador contrata parte da capacidade disponível do gasoduto, porém o contrato pode ser rescindido, caso essa capacidade seja objeto de um contrato na modalidade firme.

A modalidade extraordinária é usada quando um gasoduto não tem capacidade disponível, porém existe uma capacidade ociosa, que, embora seja objeto de um contrato firme, não está sendo utilizada.

Enquanto a contratação na modalidade firme é realizada pela ANP, as contratações interruptíveis e extraordinária são negociadas bilateralmente entre o transportador e o carregador interessado. Cabe à ANP definir as tarifas de transporte aplicáveis a cada contratação.

A lei também permite a cessão do direito de utilização de capacidade contratada na modalidade firme para outro carregador. Além disso, são permitidas operações de trocas operacionais, os chamados *swaps*, nas quais um carregador entrega um volume de gás em determinado ponto do gasoduto em troca da retirada em outro ponto, normalmente no sentido inverso ao fluxo. As operações de cessão e de *swap* são reguladas pela ANP.

Descrevendo os mecanismos previstos na legislação do gás referentes ao transporte, pode parecer que o livre acesso à infraestrutura de transporte de fato está inserido no mercado brasileiro, inclusive contando com uma presença bastante próxima do órgão regulador, assegurando a transparência e isonomia. Entretanto, essa questão é sempre levantada pelos especialistas do setor quando se referem às barreiras para o desenvolvimento do mercado.

Na realidade, os mecanismos previstos na legislação do setor, embora pretendam estabelecer o livre acesso, na prática, não são suficientes para garantir que os produtores conseguirão entregar o gás aos seus clientes. São duas as principais razões para a insegurança quanto a eficácia da legislação.

A primeira está relacionada ao domínio da Petrobras no segmento de transporte, conforme já foi discutido no capítulo anterior. O domínio dos gasodutos por uma empresa que compete com os demais carregadores na venda do gás natural constitui um claro conflito de interesses e não garante que as condições de livre acesso serão sempre respeitadas.

A curta história do mercado brasileiro já presenciou conflitos no acesso de terceiros aos gasodutos. O primeiro ocorreu em 99, quando a Enersil teve inicialmente negado um pedido de contratação interruptível pela TBG, operadora do GASBOL e controlada pela Petrobras. A negociação só se concretizou depois de mediação da ANP que também teve que intervir na definição da tarifa de transporte.

O segundo caso ocorreu quando a BG negociou um contrato de fornecimento de gás boliviano com a Comgás para o período de 2003 até 2011. Para realizar a entrega, a BG negociou um contrato de transporte interruptível com a TBG. Depois de um novo conflito mediado pela ANP para a definição das tarifas, o contrato foi assinado. Entretanto, a Petrobras, detentora de um contrato firme com a TBG, passou a solicitar volumes maiores de transporte, que não eram retirados nos pontos de entrega. Além de causar desbalanceamento na operação de transporte, a TBG passou a não atender o contrato interruptível da BG. Novamente a ANP precisou intervir para garantir a normalização da operação, entretanto, o contrato celebrado pela TBG com a Petrobras não previa nenhuma penalização pelo carregamento maior do que a retirada.

Os dois casos descritos, não significam que existe uma ação deliberada da Petrobras ou de suas controladas para impedir o livre acesso aos gasodutos, mas mostram como, na prática, a negociação de utilização da malha de transporte pode não ser fácil.

A segunda razão para a desconfiança dos especialistas quanto ao livre acesso à infraestrutura de transporte diz respeito à efetividade dos próprios mecanismos previstos na legislação. De forma geral, o problema é que os mecanismos previstos na legislação para o livre acesso não oferecem a flexibilidade necessária para promover o desenvolvimento do mercado.

Os mecanismos previstos são baseados na contratação de longo prazo das capacidades de transporte. Enquanto a premissa da legislação brasileira é que a exclusividade de acesso à capacidade do gasoduto por alguns anos é um bom incentivo para os investimentos em exploração e produção, a experiência dos Estados Unidos, por exemplo, demonstra exatamente o

contrário. Nesse país, o livre acesso baseado em negociações de curto prazo, de acordo com as necessidades dos agentes, promoveu maior incentivo à exploração e produção e assegurou o uso mais eficiente dos gasodutos.

A garantia de um mercado para negociar as necessidades de capacidade de transporte conforme as necessidades é mais vantajosa para os produtores do que contratos de longo prazo que garantem exclusividade, porém, imputam um custo fixo para as empresas.

A legislação brasileira permite a cessão de direito de utilização de capacidade contratada na modalidade firme, porém, esse tipo de operação ainda aguarda regulamentação da ANP. Assim, não fica claro se a venda de capacidade contratada pelo carregador será viabilizada, criando um mercado secundário de capacidades de transporte, que poderia promover maior flexibilidade e dinamismo ao mercado.

Os caminhos para resolver a questão do livre acesso à malha de transporte do país, garantindo aos novos produtores que conseguirão entregar seu gás aos consumidores finais, passam pela quebra do domínio da Petrobrá na operação de transporte e pela criação de mecanismo mais flexíveis de acesso à capacidade de transporte.

Em relação ao domínio da Petrobras, conforme já abordado no capítulo anterior, a solução poderia ser a saída da empresa deste setor, promovendo novas licitações para entrada de novos agentes, que não atuem também no segmento de comercialização do gás.

Em relação aos mecanismo de contratação de capacidade, a criação de um mercado secundário de compra e venda de capacidade poderia aumentar a flexibilidade do segmento.

Entretanto, um caminho que nos parece mais promissor e que poderia resolver os dois problemas discutidos é a criação de um operador independente para transporte do gás natural. Essa solução foi adotada com sucesso em países como o Reino Unido e Austrália. No Brasil, a experiência bem sucedida do setor elétrico, de criação do Operador Nacional do Sistema - ONS, pode servir de exemplo. Essa proposta de criação de um operador independente de transporte para o setor de gás natural já é objeto de um projeto de lei que tramita no Congresso Nacional (PL 6.407/13).

Com a criação do operador independente, os problemas decorrentes do domínio da Petrobras no segmento de transporte seriam, em tese, resolvidos. Isso porque, ainda que continue proprietária dos gasodutos, a programação e coordenação da operação de transporte seria repassada para um ente independente. Nesse sentido, vale destacar que, no caso do Reino Unido, o operador do sistema passou a deter a propriedade da malha de transporte. Esse movimento, nos parece desnecessário no caso brasileiro.

O modelo que entendemos adequado ao setor de gás seria bastante similar ao existente no setor elétrico brasileiro. De forma geral, o objetivo seria tirar a questão dos contratos de capacidade da equação do livre acesso. Estabelecendo os requisitos para conexão aos gasodutos de novos produtores e consumidores, passaria a caber ao operador garantir que as necessidades de transporte sejam atendidas na operação diária da malha de gasodutos. A operação centralizada do transporte permite estabelecer o melhor arranjo de uso da rede para atendimento de todas as necessidades dos carregadores e consumidores, estabelecendo comandos para injeção e retirada de gás de forma a otimizar o uso dos gasodutos.

A remuneração dos proprietários dos gasodutos passaria a ser garantida pelo operador, independente dos contratos de capacidade ou da utilização efetiva da infraestrutura. Dessa forma, pode-se dizer que o proprietário do gasoduto passaria a ser remunerado pela disponibilização da infraestrutura para a operação otimizada do sistema, e não pelo volume de gás que passa pelo seu gasoduto.

De forma geral, o conceito aqui proposto é o de separação da operação física do sistema da operação comercial do sistema, modelo adotado com sucesso no setor elétrico nacional. Consequentemente, seria necessária a criação de um ambiente para contabilização do mercado de gás, onde seriam liquidadas as diferenças entre os volumes contratados pelos agentes do setor e os volumes efetivamente movimentados de gás natural, função similar à desempenhada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para o setor elétrico nacional.

Experiências de outros países mostram que o papel de operador do sistema e do mercado de gás natural pode ser desempenhado pela mesma instituição que opera o setor de energia elétrica. Essa questão será abordada a seguir.

## **As Competências para a Regulação do Setor**

Como abordado nas seções anteriores, o processo de regulação do setor do gás natural no Brasil se deu pela necessidade de disposições que detalhassem as especificidades do setor do gás natural, para além da regulação já existente para o setor petrolífero, que até 2009 regia o setor. As iniciativas regulatórias brasileiras mostram uma lógica de setorização da regulação, que, na prática, impede uma visão ampla do desenvolvimento da matriz energética nacional.

A regulação dos setores energéticos do país precisa levar em conta que existem sinergias entre as fontes, do mesmo modo que a regulação de um determinado setor energético pode interferir negativamente no desenvolvimento de outro setor energético. A atuação isolada dos órgãos reguladores pode gerar descompassos entre os objetivos estratégicos de desenvolvimento de diferentes fontes de energia.

No caso do gás natural, a primeira questão que se apresenta é a separação da regulação do setor da regulação do setor elétrico. No Brasil, a ANP regula o setor de gás natural e a Agência Nacional de Energia Elétrica regula o setor elétrico (ANEEL). Entretanto, esses dois setores são altamente interdependentes. Na maioria dos países a mesma agência regula o setor de gás e de energia elétrica.

No entanto, o Brasil é um dos poucos países que optou por regular o setor de gás conjuntamente com o setor de petróleo. Aparentemente, essa decisão pautou-se muito mais na facilidade de relacionamento com a empresa dominante nos dois setores, a Petrobras, do que nos benefícios técnicos dessa união. Existe uma razão simples para a maioria dos países não unificar a regulação dos setores de petróleo e gás: esses setores devem competir entre si. Assim, pode não fazer muito sentido que operem sob a mesma regulação.

No caso da energia elétrica a relação é muito mais de complementação e a regulação integrada desses setores traria grandes benefícios. A primeira razão para isso é que as termelétricas à gás natural são a melhor alternativa para complementação da geração das hidrelétricas em momentos de reservatórios baixos. Isso porque trata-se de uma fonte confiável, diferente das usinas eólicas que, embora tenham crescido nos últimos anos, têm como característica a intermitência no fornecimento. Mesmo as usinas a biomassa de cana-de-açúcar apresentam uma geração sazonal. Assim, a regulação integrada dos dois setores permitiria criar

mecanismos para garantir a disponibilidade de gás para as termelétricas, aumentando a confiabilidade do setor elétrico.

Outro aspecto é que a regulação do setor de gás natural elegeu os contratos de longo prazo com cláusulas de *take or pay* ou *ship or pay* como as formas tradicionais de negociação. Esse tipo de contrato eleva os custos de geração das usinas termelétricas que, mesmo não gerando, têm custos fixos com os contratos de suprimento. Esses custos impactam diretamente o preço da energia elétrica. Um regulador que cuidasse dos dois setores, certamente estaria mais preocupado em desenvolver opções de negociação de gás mais flexíveis, minimizando os custos que influenciam o setor elétrico.

Outro ponto diz respeito às opções de utilização do gás natural que podem reduzir a necessidade de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia elétrica, como os projetos de cogeração. Uma regulação que incentivasse tais projetos, permitiria uma economia de energia elétrica para o sistema. No entanto, esses projetos atualmente conseguem ser prejudicados pelas regulações tanto da ANP quanto da ANEEL.

Além disso, a realização dos leilões de novos empreendimentos termelétricos constituem um importante mercado para promover a exploração de novas reservas de gás natural. Um órgão regulador único para os setores poderia promover a expansão da oferta de geração de forma a viabilizar a exploração e produção de gás natural. Leilões regionais poderiam ser realizados para garantir demanda para exploração de novas reservas de gás natural.

A questão do livre acesso à rede de transporte, discutida anteriormente, também poderia ser facilitada com a regulação unificada dos setores de gás e energia elétrica. O modelo de operação centralizada foi implementada com sucesso no setor elétrico e, como já mencionado, em muitos países o mesmo operador coordena também o setor de gás natural.

No setor elétrico brasileiro, o ONS desempenha o papel de operador centralizado do sistema físico, enquanto a CCEE é a operadora do mercado de compra e venda de energia. Essas instituições possuem experiência, sistemas e conhecimento técnico que naturalmente as habilitariam para assumir a administração do setor de gás natural. Na verdade, essa possibilidade muitas vezes já foi levantada por especialistas dos dois setores. No entanto, a ideia esbarra em uma questão institucional da regulação dos setores. O ONS e a CCEE são instituições privadas submetidas à regulação e fiscalização da ANEEL, e o mercado de gás natural é regulado pela

ANP. Assim, a ANP não poderia instruir responsabilidades para essas instituições na operação do setor de gás porque elas não se encontram sob sua regulação. Por outro lado, a ANEEL não poderia estabelecer responsabilidades relacionadas ao gás natural para essas instituições porque não é sua competência regular esse setor.

Outro ponto importante sobre as competências para regular que impactam o desenvolvimento do mercado de gás natural diz respeito às agências reguladoras estaduais, caso da ARSESP. Diferente do setor elétrico, no qual a regulação do setor encontra-se concentrada na esfera federal, no caso do gás natural, a competência para regular a distribuição e comercialização do gás nos estados é das agências reguladoras estaduais.

Por um lado, agências estaduais comprometidas com o desenvolvimento de um mercado competitivo, como tem demonstrado ser a ARSESP, podem catalisar ações de liberalização no âmbito federal, instruindo mecanismos locais que aumentem o dinamismo do mercado. Por outro, agências estaduais que não compartilham da agenda de liberalização, ou mesmo que não possuam capacitação para atuação, podem restringir o desenvolvimento do mercado.

Um exemplo claro dessa questão é a regulação dos consumidores livres de gás natural. A lei do gás previu a figura dos consumidores livres, porém, cabe a cada estado definir os critérios de elegibilidade e condições para migração. Até hoje, a maioria dos estados sequer definiu esses critérios e condições. Entre os que já definiram, enquanto São Paulo estabeleceu um consumo mínimo de 10.000 m<sup>3</sup>/dia para se tornar consumidor livre, no Rio de Janeiro, esse valor é dez vezes maior, o que restringe bastante o mercado potencial. Além disso, os estados estabeleceram períodos de exclusividade para as distribuidoras locais, antes dos quais a migração dos consumidores livres não é permitida. De acordo com esses períodos, na prática, alguns estados decidiram postergar o mercado livre para gerações futuras.

A divisão de competências entre federação e estados para regulação do setor de gás natural cria uma complexidade maior para o desenvolvimento do mercado. Na prática, a legislação estabeleceu dois âmbitos territoriais para a comercialização de gás natural: o âmbito nacional, onde a venda de gás utiliza unicamente a infraestrutura de transporte, sem adentrar a rede de distribuição; e o âmbito estadual, onde a negociação se dá entre o vendedor e os consumidores livres conectados à rede de distribuição. Dessa forma, um comercializador que atue no âmbito nacional, vendendo gás para uma distribuidora, não se submete à regulação



estadual, precisando de autorização da ANP para operar. No entanto, se desejar atuar no mercado estadual, vendendo gás para os consumidores livres conectados na rede da distribuidora, necessitará de uma autorização da agência estadual.

Diante do contexto de divisão de competências para regulação do gás natural, a integração da ANP com as agências reguladoras estaduais é imprescindível para o desenvolvimento do mercado. Isso porque o desenvolvimento do mercado nacional é fundamental para criar as condições necessárias para o desenvolvimento dos mercados estaduais. O contrário também é verdadeiro, pois um mercado livre estadual bem desenvolvido, aumentará as negociações no âmbito nacional.

Uma iniciativa interessante nesse sentido poderia ser a criação de um convênio de agências reguladoras estaduais que, além de atuar próximo à ANP, contribuiria para a uniformização das regulações estaduais.

### **Novas Ofertas e Novos Agentes**

Em um mercado perfeitamente competitivo, a teoria econômica básica diz que uma maneira de criar preços mais competitivos é aumentar a oferta bruta do produto. Se a procura ficar estática, o preço de equilíbrio deveria cair, nesta instância. Esta mudança poderia acontecer através de um produtor aumentando a produção de uma dada mercadoria, que neste caso seria o gás, ou através da introdução de um substituto.

Vale ressaltar, porém, que a teoria também sugere que, em um mercado monopolístico, um aumento na oferta não necessariamente gerará preços mais baixos, devido ao poder de mercado do incumbente. Ou seja, um monopólio não tem uma curva de oferta bem definida.<sup>47</sup> A teoria será aplicável com a presença da Petrobras? Certamente, o aumento da oferta gerará mais benefícios se for proveniente de novos agentes competindo no setor. No entanto, ninguém discorda que o aumento da oferta, principalmente com a entrada de novos agentes no mercado, é fundamental para o desenvolvimento do gás natural no Brasil.

---

<sup>47</sup>RABIANSKI, Joseph S. e Jack H. Stone. A Pedagogical Note on Monopoly Supply. **The American Economist**, Fairhope, Alabama, EUA, Vol. 33, No. 1, pg. 81, Primavera, 1989.

É reconhecido internacionalmente que o descobrimento de recursos não convencionais, ou seja, gás de xisto nos Estados Unidos, talvez seja o fator mais importante na queda profunda do preço de gás que consumidores americanos pagam. Tanto para a calefação das suas casas quanto na produção industrial e na cogeração. Como mencionado na discussão acima, dado que o preço pago pelas distribuidoras reflete em grande parte os custos agregados ao longo da cadeia produtiva, expandir a oferta de gás, de uma maneira ou de outra, seria a opção mais direta de baixar preços para consumidores.<sup>48</sup>

O Brasil se encontra em uma situação excelente quanto à possibilidade de desenvolver tais recursos. Dos dez países com maior potencial de gás de xisto tecnicamente recuperável, o Brasil fica em décimo lugar, com aproximadamente 245 trilhões de pés cúbicos (tpc) no território.<sup>49</sup> Segundo analistas e dados das pesquisas já feitas até agora, as três bacias com maior potencial são Paraná, Solimões e Amazonas.<sup>50</sup> Porém, o potencial verdadeiro do país ainda não foi analisado completamente. Há seis mais bacias substanciais - e também algumas outras com menos potencial - que analistas acreditam que tenham gás de xisto, porém, existe uma falta de informações geológicas sobre estas regiões.<sup>51</sup> Nos últimos anos, houve tanta atenção focada no desenvolvimento das bacias marinhas do Pré-Sal, que a Petrobras simplesmente não dedicou os recursos às pesquisas que seriam necessárias para exploração de gás de xisto.

Em 2013, o governo brasileiro realizou um leilão de blocos em terra para a exploração de recursos de xisto. Além da questão de regulação para proteger o meio ambiente, - que gerou uma polêmica que está além das considerações deste relatório - os resultados do leilão foram frustrantes. A expectativa potencial de aumento da oferta combinada à entrada de novos agentes no setor não se concretizou. Dos 240 blocos disponíveis, somente 72 foram comprados e, deste

---

<sup>48</sup>Este relatório supõe que obter subsídios de fontes federais ou estaduais, que seria a opção mais direta de baixar preços para consumidores, não é viável.

<sup>49</sup>ESTADOS UNIDOS. Energy Information Administration. United States Department of Energy. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside of the United States**. Washington, D.C., Junho 2013. pg. 10 (Doravante: EIA Xisto)

<sup>50</sup>EIA Xisto, pg. VI-3

<sup>51</sup> Ibid.

número, a Petrobras comprou 49 blocos.<sup>52</sup> Notavelmente, muitas grandes empresas de energia, que provavelmente teriam acesso amplo à tecnologia para desenvolver gás de xisto, se negaram a participar do leilão.

As questões relacionadas aos desafios de infraestrutura de transporte mais uma vez foram decisivas. Mesmo se recursos substanciais de gás de xisto fossem encontrados nas localizações dos blocos, muitos deles ficam em regiões remotas que não têm conexões às malhas já existentes; analistas estimam que sem investimentos maciços na infraestrutura necessária, o desenvolvimento destes recursos demorará pelo menos uma década.<sup>53</sup> Este fato parece um mau agouro para o desenvolvimento de mais oferta de gás através de fontes não convencionais, pelo menos dentro do curto prazo.

Dados os desafios imediatos para expansão da oferta de gás através de recursos de xisto, outra opção que pode ser desenvolvida é o uso de biogás. Além dos benefícios para o meio-ambiente, já existem precedentes no Brasil e até mesmo dentro do Estado de São Paulo de projetos para gerar energia desta maneira. Porém, há aspectos do processo de produção de gás natural a partir do biogás que ainda não foram totalmente explorados no Brasil.

Sem discutir profundamente as complexidades específicas do processo de conversão e os aspectos econômicos, os conceitos por trás da produção de biogás são relativamente fáceis de entender.<sup>54</sup> Biogás é gerado através do processamento de lixo orgânico. Sejam as origens animais ou vegetais, no processo natural de decomposição, qualquer resíduo orgânico gerará uma dada quantidade de gás dentro de um prazo de mais ou menos seis meses.<sup>55</sup>

---

<sup>52</sup> FRICK, Jeff. Brazil Auctions Shale Oil, Natural Gas Blocks. **The Wall Street Journal.**, New York, New York, EUA, 28 Novembro 2013.

<sup>53</sup> Ibid.

<sup>54</sup> Na literatura acadêmica, o termo biogás é usado de uma forma assaz geral. Ou seja, se refere a etanol, energia ou eletricidade gerada através da queimadura de lixo normal ou biocombustíveis em geral. Dentro deste relatório, a não ser que esteja indicado de outra maneira, biogás refere especificamente a gás natural produzido de resíduos orgânicos.

<sup>55</sup> TRIGUEIRO, André. Transformação de Lixo em energia já é realidade no Brasil. **Jornal da Globo**, Rio de Janeiro, 1 Março 2013, (Doravante: Trigueiro) <<http://g1.globo.com/jornal-da-globo/noticia/2013/03/projetos-de-producao-de-biogas-no-brasil-comecam-funcionar.html>>

Outra fonte potencial para o biogás é a vinhaça, resíduo do processamento da cana de açúcar. Porém, segundo estudos, seria preciso agregar a vinhaça de diversas usinas para atingir escala viável economicamente, o que demandaria grande esforço de coordenação entre açucareiros com poucos incentivos econômicos, dados os custos.<sup>56</sup> Por isso, a técnica mais comum mundialmente com maior potencial no Brasil é o aproveitamento de aterros. Os exemplos maiores no Estado de São Paulo desta tecnologia para a produção de gás são os aterros de Bandeirantes e São João.

O Aterro Bandeirantes foi o primeiro projeto de biogás de lixo desenvolvido no Brasil.<sup>57</sup> O biogás somente pode ser aproveitado de um aterro fechado. Portanto, lixões, que estão abertos sem infraestrutura como drenagem para efluente do lixo, estão fora da nossa consideração. Depois do fechamento, o aterro será coberto com camadas de solo e argila, para que o gás fique preso. Então, um equipamento especial para a colheita do biogás é instalado na camada de solo e argila. Outra infraestrutura, mais ou menos uma usina especial, para processar e limpar o biogás também deve ser instalada.<sup>58</sup> O potencial energético destes aterros pode ser impressionante. Por exemplo, o mesmo Aterro Bandeirantes gera 170 GWh de eletricidade anualmente e exigiu investimentos da ordem de US\$15 milhões para implementação.<sup>59</sup> Embora, esse número represente uma fatia ínfima do consumo total do Estado de São Paulo, é energia útil derivada de uma fonte que, de outra maneira, seria perdida. Na literatura acadêmica, a produção de biogás é geralmente expressada em termos de quilowatts/hora por causa do fato de o gás ser geralmente queimado para gerar eletricidade. Porém, isso somente reflete a prática comum. Existem outras

---

<sup>56</sup>HASSUANI, José Suleiman et. al. Trash Recovery Cost, **Biomass Power Generation, Sugarcane Bagasse and Trash: Série Caminhos para a Sustentabilidade**. Programa das Nações Unidas para Desenvolvimento/Centro de Tecnologia Canavieira., Piracicaba, Brasil, 1ª Edição, pg. 83, 2005.

<sup>57</sup>**Aterro Bandeirantes Landfill Gasto Energy Project Case Study**. Disponível em: <[http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Aterro\\_Bandeirantes\\_Landfill\\_Gas\\_to\\_Energy\\_Project\\_\\_\\_Landfill\\_Gas\\_Waste-to-Energy\\_Case\\_Studies.html](http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Aterro_Bandeirantes_Landfill_Gas_to_Energy_Project___Landfill_Gas_Waste-to-Energy_Case_Studies.html)>. Acesso em: 24 Julho 2014. (Doravante: BLFGE Case Study)

<sup>58</sup>WORLD BANK. **Bandeirantes Landfill Gasto Energy Project, Abril 2007: Biogás, Energia Ambiental, S.A.** Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/INTLACREGTOPURBDEV/Resources/840343-1178120035287/BrazilBandeirantesLFGtoEnergyPresentation.pdf>> Acesso em: 24 Julho 2014.

<sup>59</sup>BLFGE Case Study.

alternativas, embora sejam relativamente novas em termos de escala e utilização, que seriam ainda mais aplicáveis à criação de mais oferta de gás natural.

Para poder ser inserido em uma malha comercial de gás natural, o biogás deve chegar a um nível de purificação de pelo menos 97% metano depois de filtragem, para alcançar o padrão do gás natural convencional.<sup>60</sup> A tecnologia para limpar o biogás existe, porém, em geral, o custo adicional de filtragem é bastante elevado, tornando o produto pouco competitivo. Entretanto, o biogás ao nível de pureza mencionado acima seria essencialmente um substituo perfeito, se não o mesmo produto no fim. Isso significa que existe uma fonte renovável potencial de gás natural que pode, com avanços tecnológicos e apoio de políticas públicas, se tornar realidade.

Um aspecto importante desse biometano, como é comumente chamado, é que sua produção pode ser realizada perto dos centros de consumo e pode ser injetada diretamente nas redes de distribuição. Assim, esta seria uma nova oferta de gás natural que poderia ser desenvolvida diretamente pelo Estado de São Paulo para seu mercado regional.

Dois projetos novos no Estado americano da Califórnia atestam que as distribuidoras no Estado de São Paulo poderiam seguir um novo rumo para gerar oferta de gás. O aterro de Altamont, na cidade de Livermore, produz GNL de resíduos sólidos à qualidade exigida para inserção em um gasoduto comercial. Em conjunção com o grupo alemão Linde, esse projeto piloto do Estado de Califórnia, utilizando tecnologia de última geração, tem mostrado que é possível produzir gás natural consistentemente a partir de resíduos sólidos e a um custo competitivo.<sup>61, 62</sup> O fato de produzir GNL mostra outra vantagem; pois não depende da construção de gasodutos novos para distribuir o produto.

---

<sup>60</sup> KROFF, Pablo. **Maximização da Produção de Biogás, Otimização da Produção de Energia: Case Study, Bio4Gas**. Lisboa, Portugal: 2011. Disponível em: <[http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier\\_artigo/benchmarkinglounge\\_maximizacaoproducao\\_pablokroff5542476324db6d4e9919e9.pdf](http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/benchmarkinglounge_maximizacaoproducao_pablokroff5542476324db6d4e9919e9.pdf)> Acesso em: 24 Julho 2014.

<sup>61</sup> EUA, CALIFORNIA. State of California Energy Commission. **Altamont Landfill Gas, Purification, Testing and Monitoring**. Sacramento, Outubro, 2013. pg. 15

<sup>62</sup> Precisa dizer, porém, que o relatório destaca que a revolução de gás de xisto nos EUA mudou o clima de preços de GNL tão rapidamente nos últimos anos que presentemente somente operações de grande escala poderiam gerar GNL economicamente desta maneira.

O outro projeto talvez seja ainda mais aplicável à situação do Estado de São Paulo. A Cidade de Escondido, em conjunção com a Southern California Gas Company, vem desenvolvendo um projeto que também produz biogás de alta qualidade. De fato, a qualidade do biometano gerado é ainda melhor do que do gás natural convencional; o sistema de purificação utilizado consistentemente produz gás a um nível de pureza de 99,99% metano.<sup>63</sup> A cidade pretende injetar o biogás na rede local e, diferente do projeto de Altamont, que utiliza um aterro, este projeto utiliza água de esgoto, algo que talvez tenha certa relevância para a ARSESP, dado que a agência também é responsável pela regulação do setor de saneamento do estado.

Em razão do pioneirismo desses projetos, ainda é difícil estimar os investimentos e custos de operação para o biometano. Existem, porém, algumas pesquisas que tentam chegar a projeções razoáveis. Identificamos uma pesquisa europeia que estimou custos para uma planta de pequena escala. Utilizando *Pressure Swing Absorption* (PSA), o mesmo processo utilizado no caso da Califórnia, seria possível produzir biogás de pureza adequada a partir de aterros sanitários aos seguintes valores por metro normal cúbico/hora (Nm<sup>3</sup>/h).<sup>64</sup>

---

<sup>63</sup> AUSTIN, Anna. Southern California Gas Company, Escondido demonstrate biogas technology. **Biomass Magazine**, Grand Forks, North Dakota, EUA, 9 Fevereiro 2011. Disponível em: <<http://biomassmagazine.com/articles/5278/socalgas-escondido-demonstrate-biogas-technology>> Acesso em: 25 Julho 2014

<sup>64</sup>HANNAN WARREN, Katie Elizabeth. **A Techno-economic Comparison of Biogas Upgrading Technologies in Europe**. 2012. 62 f. Tese (Mestrado em Ciência, Energia Renovável e Tecnologia de Energia Sustentável) - Departamento de Ciência Ambiental, Universidade de Jyväskylä, Finlândia, 8 Março 2012. pg. 21 (Doravante: Hannan)

	Método PSA
Custo de Investimento/Ano	R\$ 2.032.915,00
Custo de Manutenção/Operação/Ano	R\$ 560.344,00
Custo per Nm <sup>3</sup> de biogás	R\$ 0,75

(Fonte: Hannan, 2012)

Taxa de câmbio: €1,0=R\$2,99, (Data, 25.7.2014)

Os custos ainda são elevados, porém, o mesmo relatório ressalta que produtores da tecnologia de purificação estimam que a produção em maior escala reduziria esses custos.<sup>65</sup> No projeto da Southern California Gas Company, a estimativa é de que o biometano poderia ser vendido dentro de uma faixa de US\$10-13, reconhecendo que esse preço é significativamente mais alto do que o preço de mercado atual.<sup>66</sup>

Ainda restam desafios econômicos. Mas também é razoável supor que avanços de tecnologia nos próximos anos, podem melhorar a competitividade do biometano. Apesar das operações incipientes, governos, como o Estado de Califórnia, reconhecem o potencial do biometano e estão investindo agora para que estejam prontos para aproveitar do futuro.

O desenvolvimento do biometano não é uma opção viável dentro do curto prazo para o mercado brasileiro ou do Estado de São Paulo. Não obstante, o Brasil já é um líder reconhecido mundialmente pela sua especialização em energia renovável. Apoiar o esforço para viabilizar uma nova fonte de energia limpa seria outro passo importante na mesma direção.

---

<sup>65</sup> Ibid.

<sup>66</sup> SOUTHERN CALIFORNA GAS COMPANY. **BiogasandBiomethane**. Disponível em: < <http://www.socalgas.com/innovation/power-generation/green-technologies/biogas/>> Acesso em: 25 Julho 2014.

Outro ponto importante para o aumento da competição na oferta de gás natural ao mercado é facilitar a atuação de novas empresas na importação de gás natural. Atualmente, o país conta com três unidades de regaseificação em operação, todas de propriedade da Petrobras. A lei do gás, ao assegurar o acesso de terceiros à infraestrutura de transporte, deixou de fora o acesso às unidades de regaseificação. Dessa forma, uma nova empresa interessada em importar GNL para venda no mercado nacional, teria necessariamente que investir na construção de plantas de regaseificação.

O projeto de lei para alteração do marco regulatório do setor que tramita no Congresso Nacional aborda esse ponto, propondo o livre acesso às plantas de regaseificação. Essa mudança pode, no curto prazo, atrair novos ofertantes para o mercado nacional. Além disso, estabelecendo uma forma competitiva de remuneração dos proprietários das instalações, poderia atrair investimentos em novas plantas de regaseificação.

Diante de um mercado de gás natural cada vez mais globalizado, com novos ofertantes e novas tecnologias para o GNL, a importação pode ser uma alternativa importante para complementar a oferta nacional.



## 6. Conclusão

O gás natural vem ganhando cada vez mais espaço na matriz energética mundial. Fontes abundantes, diversidade de utilização, benefícios ambientais, novas tecnologias e preços em queda estão levando especialistas a afirmar que estamos no século do gás natural, assim como o século XX foi o século do petróleo. O desenvolvimento do gás natural no Brasil, será fundamental para a competitividade do país no cenário mundial.

O desenvolvimento de um mercado competitivo, capaz de atrair novos agentes, aumentando a oferta do produto, e levando a redução dos preços aos consumidores finais é o principal caminho para o crescimento do gás na matriz energética. Nesse sentido, a ARSESP tem como um de seus objetivos desenvolver uma regulação que promova a competição no mercado.

Entretanto, a indústria de gás natural enfrenta diversos entraves ao longo de toda a cadeia produtiva, principalmente em setores além do alcance da ARSESP, que impedem o desenvolvimento do mercado. Estas ineficiências acabariam por anular as iniciativas da agência, uma vez que sua atuação no final da cadeia herda as ineficiências dos segmentos anteriores.

Os desafios da indústria nacional do gás natural ainda terão que ser enfrentados antes que uma abertura verdadeira do mercado possa acontecer. Os caminhos para superar esses desafios são conhecidos e passam por ações de curto, médio e longo prazo.

Os aperfeiçoamentos da regulação do livre acesso devem ser iniciados imediatamente, assim como novas licitações de gasodutos. O estímulo à exploração de gás não convencional, por meio de rodadas de licitações de blocos, deve ser buscado, garantindo a infraestrutura para escoamento da produção e oferecendo soluções de financiamento para os projetos.

Um planejamento estratégico e integrado da matriz energética nacional deve ser desenvolvido, estabelecendo metas em cada setor para os próximos anos. Além disso, a questão do domínio da Petrobras deve ser enfrentada de forma clara e objetiva. Novas opções de oferta, como o biometano, também devem ser apoiadas para que os resultados possam ser colhidos mais à frente.

Os desafios e os caminhos são diversos, no entanto, o país não pode perder mais tempo para iniciar a transformação do setor do gás. É importante lembrar que muitas das ações necessárias para a indústria podem levar vários anos para começar a apresentar resultados.

## 7. Bibliografia

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. Indústria do Gás Natural Fundamentos Técnicos e Econômicos. FAPERJ/UFRJ. Ed. Synergia, 2013.

ATERRO BANDEIRANTES LANDFILL GAS TO ENERGY PROJECT CASE STUDY. Disponível em:

<[http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Aterro\\_Bandeirantes\\_Landfill\\_Gas\\_to\\_Energy\\_Project\\_\\_Landfill\\_Gas\\_Waste-to-Energy\\_Case\\_Studies.html](http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Aterro_Bandeirantes_Landfill_Gas_to_Energy_Project__Landfill_Gas_Waste-to-Energy_Case_Studies.html)>.

Acesso em: 24 Julho 2014.

AUSTIN, Anna. Southern California Gas Company, Escondido demonstrate biogas technology. **Biomass Magazine**, Grand Forks, North Dakota, EUA, 9 Fevereiro 2011. Disponível em: <<http://biomassmagazine.com/articles/5278/socalgas-escondido-demonstrate-biogas-technology>> Acesso em: 25 Julho 2014

AUSTRALIA'S ENERGY MARKET: NATURAL GAS MARKET. **Australian Energy Market Commission**, 2014. Disponível em: <<http://www.aemc.gov.au/Australias-Energy-Market/Markets-Overview/National-gas-market>> Acesso em: 26 Junho 2014.

AUSTRALIA'S GAS EXPORTER: THE NEXT QATAR?. **The Economist**, 27 Julho 2013 Disponível em: <<http://www.economist.com/news/business/21582272-cost-exploiting-australias-new-found-gas-supplies-soaring-next-qatar>> Acesso em: 26 Julho 2013.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capítulo 6: Gás Natural, Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 3ª Edição, 2013, pg. 94. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf)> Acesso em: 8 Julho 2014.

BRASIL. Lei nº 11.909/2009, de 4 de Março de 2009. Institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural. **Diário Oficial [da República Federativa do Brasil]**, Brasília, DF, nr. 43, 5 de Mar. 2009. Seção III.

BRASIL. Lei nº 9.478/1997, de 6 de Agosto de 1997. 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 e dá outras providências.. **Diário Oficial [da República Federativa do Brasil]**, Brasília, DF, nr.150, n. 248, 7 de Ago 1997. Seção I.

CARRO, Rodrigo; PAMPLONA, Nicola. Brasil pode passar uma década com pouco suprimento de gás. **IG: Economia**, 15 Janeiro 2014. Disponível em: <<http://economia.ig.com.br/empresas/industria/2014-01-15/brasil-pode-passar-uma-decada-com-pouco-suprimento-de-gas.html>> Acesso em: 15 Junho 2014.

CHAZAN, Guy; PICKARD, Jim. Energy Companies Feel the Heat Amid Anger Over Price Increases. **The Financial Times**, 12 Novembro 2013.

COLOMER FERRARO, Marcelo; HALLACK, Michelle. The Development of the Natural Gas Transportation Network in Brazil: Recent Changes to the Gas Law and its Role in Coordinating New Investments. **Energy Policy**, No. 50, 2012, pg. 608.

COSTA, Heloise M.A **Indústria do Gás Natural no Brasil e a Ação Regulatória da ANP**. Audiência Pública, Câmara dos Deputados, Brasília, 24 Setembro 2013, pg. 3.

COSTELLO, Ken. **The Competitiveness of the Georgia Regulated Gas Market**. The National Regulatory Research Institute, Janeiro, 2002, pg. 24.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Séries Históricas do Balanço Energético Nacional - BEN. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2014.

ESTADOS UNIDOS DA AMERICA, CALIFORNIA. State of California Energy Commission. **Altamont Landfill Gas, Purification, Testing and Monitoring**. Sacramento, Outubro, 2013. pg. 15.

ESTADOS UNIDOS DA AMERICA, DISTRITO DE COLUMBIA. Department of Justice. **Competition and Monopoly: Single-firm conduct under Section 2 of the Sherman Act**, Washington, D.C., Setembro, 2008. Disponível em: <<http://www.justice.gov/atr/public/reports/236681.htm>> Acesso em: 27 Junho 2014.

ESTADOS UNIDOS DA AMERICA, DISTRITO DE COLUMBIA. U.S. Energy Information Administration. International Energy Statistics: Proved Reserves of Natural Gas. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/index.cfm?view=reserves>> Acesso em: 29 Junho 2014.

ESTADOS UNIDOS DA AMERICA. Energy Information Administration. United States Department of Energy. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside of the United States**. Washington, D.C., Junho 2013. pg. 10.

FRANÇA, PARIS. **Policy Roundtable for the Competition Committee: The Essential Facilities Concept.** Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, França, 1996, pg. 71.

FRICK, Jeff. Brazil Auctions Shale Oil, Natural Gas Blocks. **The Wall Street Journal.** New York, New York, EUA, 28 Novembro 2013.

GAS ACCESS: HISTORICAL LEGISLATION. Economic Regulation Authority of Australia 16 Fevereiro 2011. Disponível em: <<http://www.erawa.com.au/infrastructure-access/gas-access/historical-legislation/the-regulatory-framework>> Acesso em: 26 Junho 2014.

GASPAR, Marcel. Mercado de Gás no Brasil Precisa Crescer Mesmo se Não Chover. **BrazilInfrastructure Insights**, 5 Dezembro 2013. Disponível em: <<http://www.brinfrastructure.com.br/artigos/mercado-de-gas-natural/>> Acesso em: 29 Junho 2014.

HANNAN WARREN, Katie Elizabeth. **A Techno-economic Comparison of Biogas Upgrading Technologies in Europe.** 2012. 62 f. Tese (Mestrado em Ciência, Energia Renovável e Tecnologia de Energia Sustentável) - Departamento de Ciência Ambiental, Universidade de Jyväskylä, Finlândia, 8 Março 2012. pg. 21.

HARKER, Michael; PRICE, Catherine W. **Introducing Competition and Deregulating the British Domestic Energy Markets: a Legal and Economic Discussion.** Center for Competition Policy Working Paper, 06-20, Londres, Reino Unido, Novembro, 2006, pg. 7.

HARMAN, Julie. **Gas Market Development and Regional Gas Flows in Eastern Australia.** ABARE Conference Paper 2000.12, 7 Junho 2000, pg. 7.

HASSUANI, José Suleiman et. al. Trash Recovery Cost, **Biomass Power Generation, Sugarcane Bagasse and Trash: Série Caminhos para a Sustentabilidade.** Programa das Nações Unidas para Desenvolvimento/Centro de Tecnologia Canavieira., Piracicaba, Brasil, 1ª Edição, pg. 83, 2005.

HEATHER, Patrick. **Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain.** Oxford Institute for Energy Studies, Natural Gas Paper, Agosto, 2010, pg. 13. Disponível em: <<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG44-TheEvolutionandFunctioningOfTheTradedGasMarketInBritain-PatrickHeather-2010.pdf>> Acesso em: 11 Julho 2014.

HEFNER, Robert A. The United States of Gas: Why the Shale Revolution Could Have Happened Only in America. **ForeignAffairs**, Nova Iorque, Nova Iorque, Maio/Junho, 2014. Disponível em: <<http://www.foreignaffairs.com/articles/141203/robert-a-hefner-iii/the-united-states-of-gas>> Acesso em: 7 Junho 2014.

HISTORY: THE ROAD TO AEMO'S FIRST FIVE YEARS. Australian Energy Market Operator. Disponível em: <<http://www.aemo.com.au/About-AEMO/History> > Acesso em: 26 Junho 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Road Transport technologies and fuel, chapter 5 of energy perspectives 2006: scenarios and strategies to 2050*. International Energy Agency, Paris, 2006.

JURIS, Andrej. **Competition in the Natural Gas Industry: The Emergence of Spot, Financial and Pipeline Capacity Markets**. The World Bank Group, Note No. 137, Washington, D.C, Março, 1998, pg. 7. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/137juris.pdf> > Acesso em: 7 Julho 2014.

JURIS, Andrej. **Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States**. The World Bank Group, Note No. 141, Washington, D.C., Abril, 1998, pg. 2. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/141juris.pdf>> Acesso em: 7 Junho 2014.

JURIS, Andrej. **Natural Gas Markets in the UK: Competition, Industry Structure and Market Power of the Incumbent**. The World Bank Group, Note No. 138, Washington, D.C., Março, 1998, pg. 1. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/138juris.pdf>> Acesso em: 11 Julho 2014.

KIRKPATRICK, Colin; PARKER; David. **The Economic Impact of Regulatory Policy: A Literature Review of Quantitative Evidence**. Organization for Economic Cooperation and Development, Expert Paper No. 3, Paris, França, Agosto, 2012, pg. 11.

KROFF, Pablo. **Maximização da Produção de Biogás, Optimização da Produção de Energia: Case Study, Bio4Gas**. Lisboa, Portugal: 2011. Disponível em: <[http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier\\_artigo/benchmarkinglounge\\_maximizacaoproductao\\_pablokroff5542476324db6d4e9919e9.pdf](http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/benchmarkinglounge_maximizacaoproductao_pablokroff5542476324db6d4e9919e9.pdf)> Acesso em: 24 Julho 2014.

LUNA, Denise. Estudo da ANP alerta para mudança no uso de GNL pelo Brasil. **Mercado: Folha de São Paulo**, 13 Maio 2013. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2013/05/1277830-estudo-da-anp-alerta-para-mudanca-no-uso-de-gnl-pelo-brasil.shtml>> Acesso em: 29 Junho 2014.

MAIA DA COSTA, Heloise. A Indústria do Gás Natural no Brasil e a Ação Regulatória da ANP. Audiência Pública, Câmara dos Deputados, Brasília, 24 Setembro 2013, pg. 3.

MONTEIRO, Jorge V.; SILVA, Jose R. **Gas Natural – Aplicado a Industria e ao Grande Comercio**. Sao Paulo, Blucer, Comgas, 2010.

ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO/IEA. World Energy Investment Outlook. Paris, França, 2014.

OVERVIEW OF AUSTRALIAN GAS REGULATORY REGIME. Envestra.com.au, 2014. Disponível em: <[http://www2.envestra.com.au/operational\\_info/reg\\_regime.html](http://www2.envestra.com.au/operational_info/reg_regime.html)> Acesso em: 26 Junho 2014.

PODELL, David M. The Evolution of the Essential Facilities Doctrine and Its Application to the Deregulation of the Natural Gas Industry. **University of Tulsa Law Review, Vol. 24, Issue 4, Mineral Law Symposium**, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos, 1988, pg. 609. Disponível em: <<http://digitalcommons.law.utulsa.edu/tlr/vol24/iss4/3/>> Acesso em: 7 Julho 2014.

RABIANSKI, Joseph S.; STONE, Jack H. A Pedagogical Note on Monopoly Supply. **The American Economist**, Fairhope, Alabama, EUA, Vol. 33, No. 1, pg. 81, Primavera, 1989.

SCHWYTER, Anton. **A Regulação da Distribuição de Gás Natural em São Paulo: Questões e Desafios**. 2001. 164 f. Tese, (Mestrado, Instituto de Eletrotécnica e Energia), Universidade de São Paulo, Brasil, Dezembro, 2001, pg. 22.

SOARES, J. B. Formação de preços de gás natural no Brasil: impactos de incentivos econômicos na substituição interenergética e na cogeração em regime topping. Tese de doutorado apresentada na UFRJ. COPPE. Rio de Janeiro, 2004.

SOTO, Andrew. Issue Summaries: FERC 636 & 637. **American Gas Association**, Washington D.C., 2014. Disponível em: <<http://www.aga.org/our-issues/issuesummaries/Pages/FERCOrder636637.aspx>> Acesso em: 29 Junho 2014.

SOUTHERN CALIFORNA GAS COMPANY. **Biogas and Biomethane**. Disponível em: <<http://www.socalgas.com/innovation/power-generation/green-technologies/biogas/>> Acesso em: 25 Julho 2014.

STRAUB, Stéphane. **Infrastructure and Growth in Developing Countries: Recent Advances and Research Challenges**. The World Bank, Development Research Department, Policy Research Working Paper, No. 4460, Washington, D.C., Janeiro, 2008, pg. 15.

THE IMPACT OF LIBERALIZATION OF NATURAL GAS MARKETS IN THE UNECE REGION. **United Nations, Economic Commission for Europe, Committee on Sustainable Energy**. 17 Março 2012, pg. 9. Disponível em: <[http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/ImpactLibNGM\\_UNECE\\_EffSec.pdf](http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/ImpactLibNGM_UNECE_EffSec.pdf)> Acesso em: 11 Julho 2014.

TRIGUEIRO, André. Transformação de Lixo em energia já é realidade no Brasil. **Jornal da Globo**, Rio de Janeiro, 1 Março 2013, (Doravante: Trigueiro) <<http://g1.globo.com/jornal-da-globo/noticia/2013/03/projetos-de-producao-de-biogas-no-brasil-comecam-funcionar.html>>

VAZ, C.; MAIA, J.; SANTOS, W. Tecnologia da Indústria do Gás Natural. Ed. Blucher. São Paulo, 2008.

VISÕES DO GÁS. Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia. Disponível em: <<http://visoesdogas.com.br>> Acesso em: 27 Junho 2014.

WARREN, Katie Elizabeth H. **A Techno-economic Comparison of Biogas Upgrading Technologies in Europe**. 2012. 62 f. Tese (Mestrado em Ciência, Energia Renovável e Tecnologia de Energia Sustentável) - Departamento de Ciência Ambiental, Universidade de Jyväskylä, Finlândia, 8 Março 2012. pg. 21.

WORLD BANK. **Bandeirantes Landfill Gasto Energy Project, Abril 2007: Biogás, Energia Ambiental, S.A.** Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/INTLACREGTOPURBDEV/Resources/840343-1178120035287/BrazilBandeirantesLFGtoEnergyPresentation.pdf>> Acesso em: 24 Julho 2014.

## **MPGPP-FGV TERMO DE REFERÊNCIA PARA TRABALHO FINAL - 2014**

### **Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP**

#### **Mercado de Gás: desafios para a regulação de um mercado competitivo**

##### **Antecedentes**

A Arsesp - Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - é uma autarquia de regime especial, vinculada à secretaria de Energia, criada pela Lei Complementar 1.025/2007 e regulamentada pelo Decreto 52.455/2007, com o objetivo de regular, controlar e fiscalizar, no âmbito do Estado, os serviços de gás canalizado e, preservadas as competências e prerrogativas municipais, de saneamento básico de titularidade estadual.

A Agência também atua, por meio de delegação da Aneel, na fiscalização das distribuidoras de energia paulistas. A Arsesp foi criada a partir da CSPE (Comissão de Serviços Públicos de Energia), autarquia que atuou na regulação e fiscalização dos serviços de energia elétrica e gás canalizado desde 1998. A sua criação é de grande importância para área de saneamento, pois está inserida no contexto de modernização da política estadual para o setor, bem como na sua adequação às leis federais 11.107/05 e 11.445/07, que estabelecem, respectivamente, as normas gerais de contratação de consórcios públicos, e as diretrizes nacionais para o saneamento básico.

As principais atribuições da Arsesp nas suas áreas de atividades são:

- Energia elétrica: por meio de convênio de delegação e descentralização, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), fiscalizar as 14 concessionárias de distribuição, 12 permissionárias, além de PCHs e PCTs que atuam no Estado de São Paulo.
- Gás canalizado: regular e fiscalizar os serviços de distribuição de gás canalizado das 3 concessionárias paulistas;
- Saneamento: regular e fiscalizar os serviços de saneamento de titularidade estadual, assim como aqueles de titularidade municipal, que venham a ser delegados à Arsesp pelos municípios paulistas que manifestarem tal interesse.

##### **Situação problema**

O gás natural passou a desempenhar um importante papel na economia paulista, principalmente na indústria, que concentra cerca de 80% do total consumido. Ao mesmo tempo, o gás natural configura-se como uma alternativa energética a outras fontes de origem fóssil, contribuindo, dessa forma, com a redução da emissão de gases de efeito estufa.

O estado de São Paulo é o maior consumidor de gás natural no país, responsável por 31% do consumo nacional, excluindo o consumo termelétrico. Isso se deve às dimensões de seu parque industrial. Ele está dividido em três áreas de concessão para prestação de serviços públicos de distribuição de gás canalizado:



- Área Leste
  - Localização: regiões administrativas da Grande São Paulo, São José dos Campos, Santos e Campinas;
  - Concessionária: Comgás (Principal Controladora: Cosan);
  - Municípios concedidos: 177;
  - Municípios atendidos: 78;
  - Número de usuários (2012): 1.035.708;
  - Consumo médio diário/mês (dez/2012): 14.537.951 m<sup>3</sup>/dia;
  - Rede de distribuição instalada: 8.392 km.
- Área Sul
  - Localização: regiões administrativas Sorocaba e Registro;
  - Concessionária: Gás Natural São Paulo Sul (Controlador: Gás Natural São Paulo Sul);
  - Municípios concedidos: 93;
  - Municípios atendidos: 20;
  - Número de usuários (2012): 35.587;
  - Consumo médio diário/mês (dez/2012): 1.131.420 m<sup>3</sup>/dia;
  - Rede de distribuição instalada: 1.355 km.
- Área Noroeste
  - Localização: regiões administrativas de Ribeirão Preto, Bauru, São José do Rio Preto, Araçatuba, Presidente Prudente, Marília, Central, Barretos e Franca;
  - Concessionária: Gás Brasileiro Distribuidora (Controlador: Gaspetro/Petrobras);
  - Municípios concedidos: 375;
  - Municípios atendidos: 29;
  - Número de usuários (2012): 8.608;
  - Consumo médio diário/mês (dez/2012): 776.819 m<sup>3</sup>/dia;
  - Rede de distribuição instalada: 836km.

Para a Arsesp, São Paulo tem hoje um grande potencial para expansão do consumo de gás natural. A falta de mais fornecedores de gás natural e a baixa capilarização da estrutura de transporte são dois problemas que provocam o gargalo que prejudica o crescimento e a universalização deste energético junto a potenciais consumidores paulistas e, de quebra, encarecem o produto.

Com base nestas perspectivas, São Paulo quer adotar mecanismos que permitam a compra do gás natural em condições competitivas, abrindo o mercado paulista para outros fornecedores. Com isso, espera-se reduzir o preço final para os consumidores.

Cumprido frisar que a Lei de Concessões prevê a incumbência do poder concedente de incentivar a competição, e que o Decreto Estadual 43889/99, que aprova o Regulamento de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no estado de São Paulo, dispõe que deverá ser observada na prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado a competitividade em todas as atividades do setor.

A regulação no setor de gás natural é recente e ainda esbarra em diversas indefinições ou mesmo conflitos de competências. É consenso no setor que ainda há muito a fazer para melhorar a regulação no setor de gás natural.

## **Objetivos**

Dado o contexto, o objetivo do trabalho é realizar um diagnóstico da atual regulação do setor de gás natural, analisando o arranjo institucional do setor, as divisões de competências e responsabilidades e identificando os gargalos para o desenvolvimento do mercado de gás em São Paulo.

Compreendendo a cadeia produtiva do setor, o trabalho se propõe a identificar os principais desafios para a regulação que deverão ser enfrentados para o estabelecimento de um mercado competitivo que leve à ampliação da oferta e da demanda de gás e à redução de preços para os consumidores finais.

Com base nesse diagnóstico e analisando experiências de setores onde a competição foi introduzida na cadeia produtiva, como o setor elétrico, serão analisados e propostos caminhos e iniciativas que poderão contribuir para o estabelecimento de um mercado competitivo de gás no Estado de São Paulo, que poderá servir de modelo para outros Estados do Brasil.

## **Abordagem**

A ser definida

## **Metodologia**

A ser definida em conjunto com a equipe.

## **Produtos**

- Relatório final, 60 a 70 páginas, Times New Roman 12, espaço 1,5, acrescidas de anexos e referências bibliográficas, a ser protocolado na Secretaria de Registro da EAESP-FGV até 31 de julho de 2014.
- Apresentação do relatório diante de banca, com participação de dirigente da organização envolvida.

## **Conteúdo**

Relatório elaborado pela equipe contendo:

- Diagnóstico da situação e análise;
- Proposta de medidas específicas e justificativas, além de procedimentos relacionados à implementação das medidas propostas. As medidas propostas devem ser priorizadas e diferenciadas para o curto, médio e longo prazo.
- Anexos: lista de participantes do grupo; o presente termo de referência; lista de pessoas entrevistadas; fontes de dados consultadas.
- Referências bibliográficas.

## **Organização**

Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP

## **Contato e pessoas responsáveis**

Anton Schwyter - Superintendente de Análise Econômico-Financeira  
[aschwyster@sp.gov.br](mailto:aschwyster@sp.gov.br)