



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
ENG07053 - TRABALHO DE DIPLOMAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA



# **Estudo do Mercado Brasileiro de Gás Natural Contextualizado ao *Shale Gas***

*Autor: Maurício Jaroski Gomes*

*Orientador: Prof. Dr.º Nilson Romeu Marcílio*

Porto Alegre, dezembro de 2011.

## Sumário

Sumário	ii
Agradecimentos	iii
Lista de Figuras	iv
1 Introdução	1
2 Uma Análise do Mercado Mundial de Gás Natural	2
2.1 Demanda e Evolução	2
2.2 Reservas e Produção	4
2.3 Comércio Internacional	5
2.4 <i>Shale Gas</i> : Uma Fonte Não Convencional de Gás Natural	7
2.4.1 Contextualização e Reservas	7
2.4.2 Histórico e Extração	8
2.4.3 Impactos Previstos	9
3 O Mercado Brasileiro de Gás Natural	11
3.1 Histórico e Evolução	11
3.2 Disposição Atual do Mercado	12
3.2.1 Sistema Sudeste/Sul/Centro-Oeste	12
3.2.2 Sistema Nordeste	12
3.2.3 Sistema Norte	13
3.3 Consumo Termoelétrico de Gás Natural	13
3.4 Consumo Industrial do Gás Natural	14
3.5 Consumo do Gás Natural Como Matéria-Prima	16
4 Oferta, Demanda e Projeções: O Futuro do Gás Natural no Brasil	17
4.1 Balanço Oferta e Demanda	17
4.2 Perspectivas do Aumento da Demanda	17
4.3 Perspectivas do Aumento da Oferta	18
4.4 Perspectivas do Pré-sal	19
4.5 Perspectivas de Crescimento do Setor Industrial	20
5 Problemas e Soluções do Mercado Brasileiro	23
5.1 Problemas	23
5.2 Soluções	24
6 Conclusão	27
7 Referências	28

## **Agradecimentos**

Existe uma série de pessoas que contribuíram fortemente para este trabalho, seja por apoio moral, científico ou motivacional. Faço aqui referência a todas que foram cruciais para a confecção desde trabalho.

Primeiramente, gostaria de agradecer aos meus pais, Ariosto e Marília, por todas as vezes que tiveram que se privar de algum entretenimento para prezar pelo silêncio enquanto eu estava confeccionando este estudo.

Da mesma forma agradeço ao meu orientador, o prof.<sup>o</sup> Dr.<sup>o</sup> Nilson Romeu Marcílio, que sempre se mostrou otimista em relação ao meu trabalho e ao tema escolhido, motivando-me quando encontrei dificuldades de relacionar o tema no contexto de nosso país.

Ainda, agradeço muito a MaxiQuim Assessoria de Mercado, por ter me ajudado a desenvolver habilidades do uso do conhecimento nas aplicações profissionais, e dessa forma, contribuindo para que eu tenha adquirido uma visão questionadora sobre o mercado e suas tendências, algo que certamente me ajudou a manter o foco e a coerência durante esse trabalho.

Agradeço a minha colega e amiga, Marta Loss Drummond, pelos incentivos, dicas e lembretes; sempre me mantendo atualizado das últimas notícias do assunto. Por último, mas não menos importante, agradeço de forma especial a pessoa que me sugeriu o desafio de encarar o tema proposto neste trabalho: meu também amigo e colega, Matheus Daniel Pierozan, que sempre acompanhou de perto e cotidianamente esse estudo, e que considero o coorientador desta produção.

Enfim, gostaria de agradecer a todos aqueles que de alguma forma, direta ou indiretamente, contribuíram para a compilação desde trabalho.

## Lista de Figuras

<b>Figura 2.1:</b> Emissões de CO <sub>2</sub> do Carvão, Óleo e Gás Natural .....	2
<b>Figura 2.2:</b> Participação do Gás Natural na Matriz Energética por Região .....	3
<b>Figura 2.3:</b> Participação do Gás Natural na Geração Elétrica por Região .....	3
<b>Figura 2.4:</b> Demanda Histórica, Atual e Projeção do Consumo de Gás Natural por Setor ...	4
<b>Figura 2.5:</b> Taxa de Crescimento Histórico e Projeção da Demanda de GN por Região (Média Anual dos Períodos) .....	4
<b>Figura 2.6:</b> Reservas Mundiais de Gás Natural por Região .....	5
<b>Figura 2.7:</b> Produção de Gás Natural em 2010 por País .....	5
<b>Figura 2.8:</b> Exportações de Gás Natural em 2010 por País .....	6
<b>Figura 2.9:</b> Importações de Gás Natural em 2010 por País .....	6
<b>Figura 2.10:</b> Localização de Reservas Estimadas de <i>Shale Gas</i> .....	8
<b>Figura 2.11:</b> Figura Esquemática da Tecnologia de Extração do <i>Shale Gas</i> .....	9
<b>Figura 3.1:</b> Consumo de Gás Natural no Brasil por Segmento .....	11
<b>Figura 3.2:</b> Distribuição da Geração de Energia Elétrica no Brasil em 2010 .....	13
<b>Figura 3.3:</b> Consumo de Gás Natural para Geração Elétrica no Brasil .....	14
<b>Figura 3.4:</b> Matriz Energética Industrial no Brasil em 2010 .....	14
<b>Figura 3.5:</b> Consumo Industrial de Gás Natural no Brasil .....	15
<b>Figura 3.6:</b> Segmentação da Indústria Consumidora de Gás Natural no Brasil em 2010 ...	15
<b>Figura 4.1:</b> Balanço Oferta e Demanda de Gás Natural .....	17
<b>Figura 4.2:</b> Projeção da Demanda de Gás Natural .....	18
<b>Figura 4.3:</b> Projeção da Oferta de Gás Natural .....	19
<b>Figura 4.4:</b> Localização dos Reservatórios do Pré-sal .....	20

## 1 Introdução

O gás natural aumentou de forma significativa sua participação na matriz energética de muitos países nos últimos vinte anos. Mesmo assim, diferentemente do petróleo, não se identifica uma escassez de gás natural, suas reservas são suficientes para atender à crescente demanda mundial nas próximas décadas.

No Brasil, a indústria é a maior consumidora de gás natural e uma das principais responsáveis pela criação desse mercado no país. No entanto, o setor industrial tem atravessado períodos de incertezas quanto à disponibilidade, preços e acesso ao gás natural, seja como matéria-prima, seja como fonte de energia. Essa incerteza aumenta a percepção de risco dos agentes e desestimula novos investimentos no setor.

Em 2002, o preço de venda do gás natural para as distribuidoras deixou de ser regulado e a tarifa passou a ser arbitrada segundo procedimentos carentes de transparência e previsibilidade. Em decorrência da ausência de uma política mais clara, o valor do produto utilizado como matéria-prima em alguns segmentos industriais vem inviabilizando a produção.

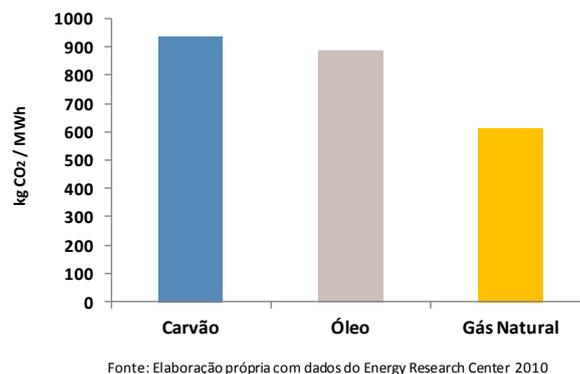
Nos Estados Unidos, a exploração recente do chamado *shale gas* introduziu novos parâmetros de preço para o gás, reduzindo-o e desvinculando-o do petróleo, já que o insumo passou a ter uma maior quantidade de oferta. No Brasil, o setor carece de uma política que organize o mercado, estabeleça as condições para os diversos usos do gás natural e assente as bases para uma política de preços baseada nas referências internacionais para que essa indústria possa se tornar competitiva.

Este trabalho teve como motivação inicial a idéia de trazer ao conhecimento de nossa comunidade científica o conceito do *shale gas*. Um assunto que pouco repercute aqui, provavelmente devido a pouca importância dada ao gás natural na matriz energética de nosso país. Mas a verdade é que esse assunto muito repercute no mundo, pois ele impacta fortemente no mercado internacional de energia, além de ter impulsionado a abalada economia americana nos últimos anos. Ao longo do estudo, devido a dificuldades de vincular o *shale gas* ao Brasil e a não aplicabilidade de uma análise do mercado americano apenas, este documento aborda um estudo do mercado brasileiro de gás natural junto com dados globais, onde de uma forma menos explícita se percebe a atuação do *shale gas*.

## 2 Uma Análise do Mercado Mundial de Gás Natural

### 2.1 Demanda e Evolução

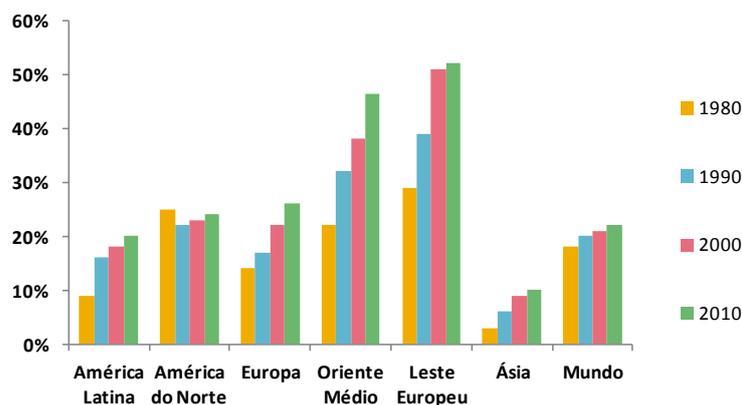
Ao longo das últimas décadas a fatia de participação do gás natural na matriz energética mundial tem aumentado, passando dos 17% em 1980 para 22% nos dias atuais. Esse crescimento se deu em parte pela evolução tecnológica, mas também como resultado de novas políticas energéticas e ambientais. Os avanços tecnológicos englobam a geração em ciclo combinado, que permite a produção de eletricidade à base de gás nas termoelétricas de forma mais eficiente que outros combustíveis, como o óleo, por exemplo. Uma usina a ciclo combinado usa turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, ambas gerando energia elétrica a partir da queima do mesmo combustível. Para isto, o calor existente nos gases de exaustão das turbinas a gás é recuperado, produzindo o vapor necessário ao acionamento da turbina a vapor. Além disso, as políticas e acordos internacionais para a redução da poluição e emissões de carbono são os que impulsionaram a substituição de combustíveis mais poluentes por gás natural, visto que numa análise simples, como mostra o gráfico da Figura 2.1, o gás natural emite menos CO<sub>2</sub> por megawatt.hora de energia gerada que as demais fontes fósseis de energia.



**Figura 2.1:** Emissões de CO<sub>2</sub> do Carvão, Óleo e Gás Natural

O balaço da Figura 2.1 já era esperado, pois se sabe que entre tais materiais, o que apresenta uma combustão mais eficiente é justamente o gás natural, algo explicável já que o tamanho de sua cadeia carbônica e, conseqüentemente, na quantidade de hidrogênios é menor do que no carvão e óleo combustível.

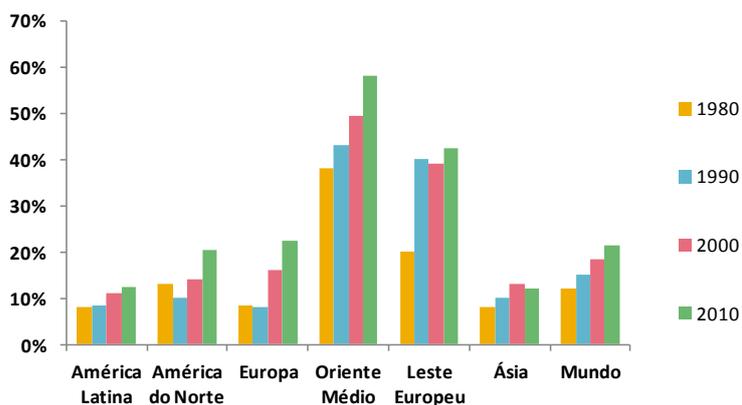
Já através da Figura 2.2, que mostra a participação do gás natural (GN) ao longo dos anos na matriz energética primária mundial, se pode ter uma idéia das tendências globais por região. O gás natural tem substituído os combustíveis líquidos e ganhado uma forte participação no setor elétrico. Claro que isso é mais visível nas regiões que tem a disposição mais acessível ao GN, como é o caso do Oriente Médio e a Rússia. Na América Latina se observa um crescimento nas devidas proporções à medida que foram sendo descobertas reservas e houve início da exploração.



Fonte: Elaboração própria com dados da EIA

**Figura 2.2:** Participação do Gás Natural na Matriz Energética por Região

O principal responsável pelo crescimento da demanda de gás natural ao longo das décadas foi o seu uso para a geração de energia elétrica. Em 1980, 12% da energia elétrica mundial era proveniente de termoelétricas a gás natural, enquanto hoje isso corresponde a 21%. Como já dito anteriormente, a introdução tecnológica do ciclo combinado às usinas possibilitou a geração de eletricidade com maior eficiência de transformação com menores custos. Apesar de diferenças consideráveis, entre as regiões do mundo, essa tendência é geral, de acordo com a Figura 2.3.

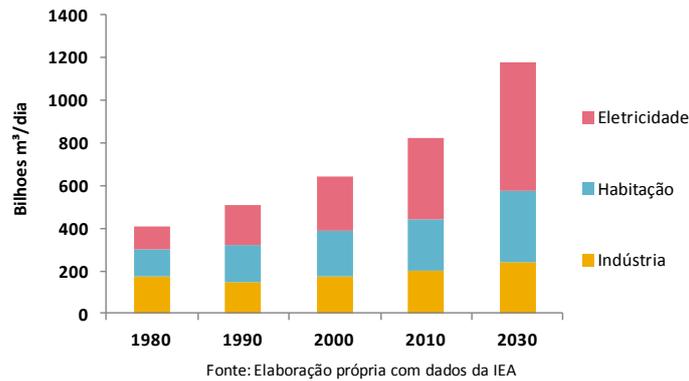


Fonte: Elaboração própria com dados da EIA

**Figura 2.3:** Participação do Gás Natural na Geração Elétrica por Região

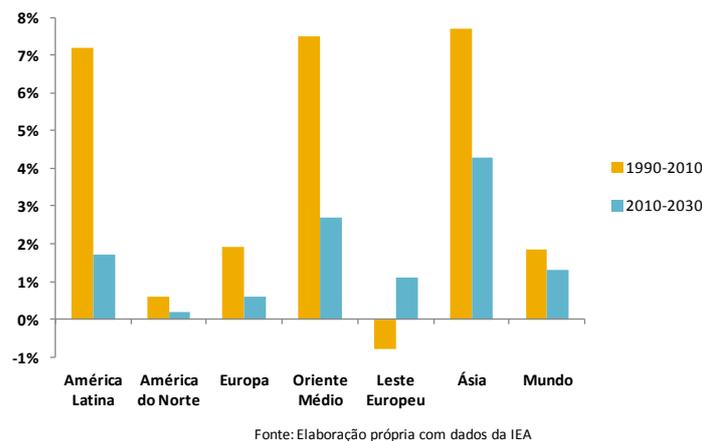
Além da importância para eletricidade, o gás natural tem uma representatividade considerável em países de clima temperado, onde se requer calefação. Com isso, o gás ganha um uso expressivo no setor de habitação. Já nos países tropicais, essa prática é substituída pelo uso industrial. Porém, a nível global o uso na geração de calor ainda supera o industrial, como é visível na Figura 2.4.

Segundo projeções da IEA (Agência Internacional de Energia), o crescimento da demanda de gás natural por segmento deve seguir a tendência da Figura 2.4, porém numa taxa menor do que foi o crescimento entre os anos de 1990 a 2007 (1,8% ao ano). A previsão é de um crescimento de 1,3% ao ano entre 2007 e 2030.



**Figura 2.4:** Demanda Histórica, Atual e Projeção do Consumo de Gás Natural por Setor

Nesse contexto, a demanda total de GN aumenta, porém junto com ela aumentam também as demais fontes energéticas, o que faz a sua participação permanecer em 22%. Naturalmente, se espera tendências diferentes para cada região, onde países com mercados de gás mais maduros, conectados e saturados devem ter taxas de crescimento menor, enquanto países com economias em desenvolvimento e mercados de gás deficitários devem apresentar taxas maiores. Isto fica mais evidente na Figura 2.5, onde as taxas de crescimento notáveis estão na Ásia, impulsionadas por Índia e China, na América Latina e no Oriente Médio.



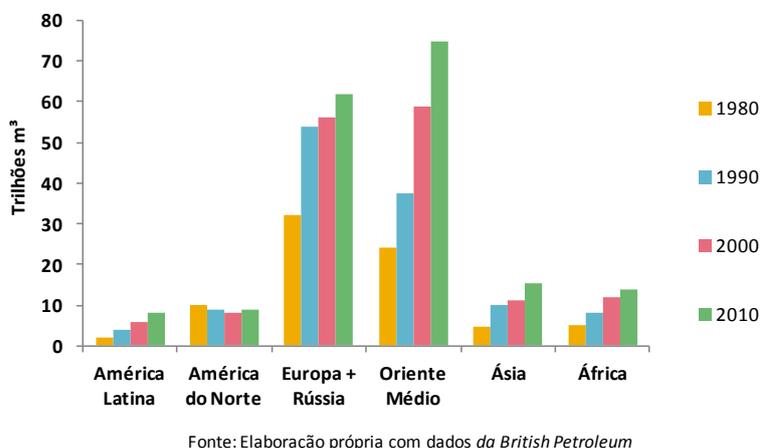
**Figura 2.5:** Taxa de Crescimento Histórico e Projeção da Demanda de GN por Região (Média Anual dos Períodos)

## 2.2 Reservas e Produção

Em comparação com o petróleo, o gás natural é um recurso relativamente abundante do ponto de vista geológico. Porém cabe ressaltar que nem todo recurso tecnicamente recuperável é economicamente viável, em especial quando o gás é não associado. O que já era de se esperar, visto que o gás não associado está vinculado a maiores custos, pois estruturas de armazenamento e transporte devem ser construídas exclusivamente para o produto, enquanto no gás associado estes são também utilizados para o petróleo. Tecnologias mais atuais relacionadas ao gás natural liquefeito (GNL) e na extração de gás não convencional estão contribuindo para transformar o recurso do gás natural em reservas comerciais mais interligadas e independentes da precificação do petróleo.

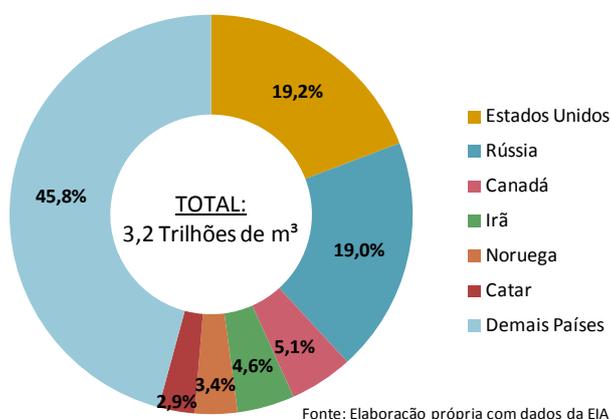
Em 2010, as reservas comprovadas de gás natural no mundo eram de 187 trilhões de metros cúbicos normais. 53% das reservas comprovadas de gás natural se encontram em apenas três países, são eles: Rússia, Irã e Catar. Como podemos ver na Figura 2.6, a

América Latina corresponde a 4,3% das reservas mundiais, porém as reservas dessa região estão crescendo mais rápido do que a média mundial. Acredita-se que quando forem computadas as reservas do Pré-Sal esse levantamento aumente de forma significativa. Vale lembrar que nesse comparativo não está sendo levado em consideração dados das reservas de gás natural proveniente de fontes não convencionais, assunto que será abordado a seguir.



**Figura 2.6:** Reservas Mundiais de Gás Natural por Região

As reservas mundiais de GN garantem uma oferta compatível com a expectativa de crescimento da demanda. Realizando um cálculo de Reserva/Produção (R/P), se obtém um resultado estimado de 62 anos, considerando constante o nível de produção e consumo atual. Para o cálculo também está sendo levado em consideração que não haverá novas descobertas de reservas, o que não é uma hipótese muito provável. Ou seja, este cálculo garante o abastecimento do planeta por 62 anos num ponto de vista bem pessimista, pois se adicionarmos as reservas prováveis e possíveis no cálculo, em hipótese alguma se antecipa a escassez deste recurso. A produção mundial de gás natural em 2010 pode ser observada na Figura 2.7, é interessante notar a presença dos Estados Unidos como maior produtor mundial, ultrapassando a Rússia. Isto se deu a partir de 2010, graças à produção exponencial de gás natural de fontes não convencionais ao longo dos anos naquele país, entre elas está majoritariamente o *shale gas*.

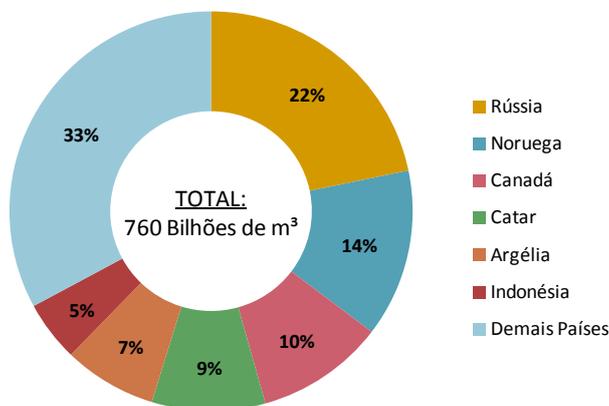


**Figura 2.7:** Produção de Gás Natural em 2010 por País

### 2.3 Comércio Internacional

Logisticamente o comércio de gás natural entre países é complicado, principalmente se as rotas comerciais forem intercontinentais. Entre países vizinhos um sistema simples

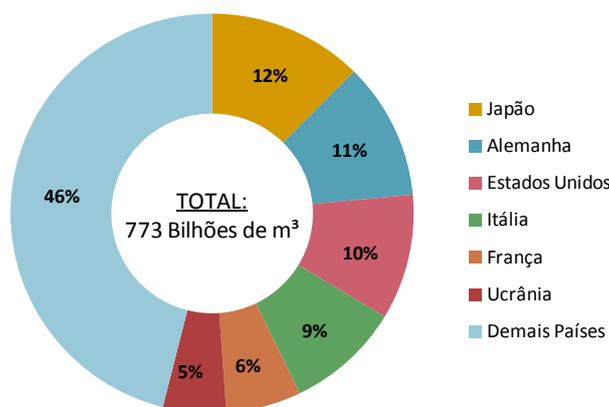
de gasodutos já basta, o gás escoo na forma gasosa mesmo, sem grande complexidade. Todavia para rotas mais longínquas é necessário estruturas de liquefação do gás no país exportador e estruturas de regaseificação no país importador, além de navios-tanque para efetuarem o transporte do gás liquefeito. De certa forma, esse empecilho sempre foi um freio para as rotas comerciais até poucos anos atrás, quando esta logística se tornou mais acessível financeiramente devido ao avanço tecnológico.



Fonte: Elaboração própria com dados da EIA e BEN

**Figura 2.8:** Exportações de Gás Natural em 2010 por País

Como se pode visualizar na Figura 2.8, a Rússia juntamente com a Noruega são os maiores exportadores de GN, pois abastecem a maior parte do mercado europeu, numa logística simples que envolve uma eficiente infraestrutura de gasodutos. Em terceiro lugar já aparece o Canadá, fortalecido pelas reservas de *shale gas*. Acredita-se que nos próximos anos os Estados Unidos figurem entre os cinco principais exportadores, exatamente pelo mesmo motivo do Canadá. Já na Figura 2.9, os Estados Unidos ainda aparece como um dos principais importadores, isto se deve por questões contratuais de fornecimento, pois o país já alcançou a auto-suficiência com a exploração do *shale gas*. Devido o excesso de oferta o país está iniciando a construção de unidades de liquefação do GN para a sua comercialização como gás natural liquefeito (GNL) no mercado internacional.



Fonte: Elaboração própria com dados da EIA e BEN

**Figura 2.9:** Importações de Gás Natural em 2010 por País

## 2.4 *Shale Gas*: Uma Fonte Não Convencional de Gás Natural

### 2.4.1 Contextualização e Reservas

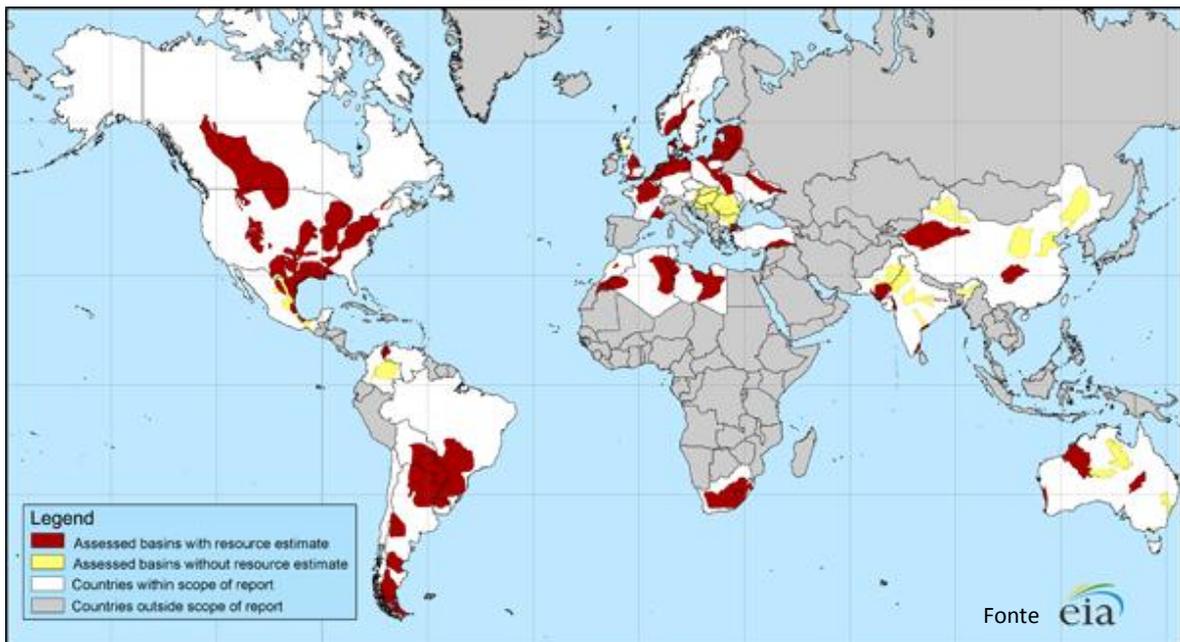
Além das reservas convencionais, os recentes avanços tecnológicos estão permitindo o desenvolvimento e a viabilidade de extração de gás natural de fontes não convencionais. A principal fonte de gás não convencional é o *shale gas*. Este recurso está mudando as perspectivas de incremento da oferta de gás e também sua distribuição geográfica, já que os recursos de gás não convencional parecem ser muito mais distribuídos e menos concentrados do que os recursos de gás convencional. Hoje, ainda não foi quantificado com precisão o tamanho das reservas e quanto do gás não convencional presente nelas é recuperável, mas há certeza que tais reservas seriam consideravelmente maiores que as de gás natural proveniente de fontes convencionais.

O gás natural não convencional, por definição, é o gás presente em formações rochosas de baixa porosidade, e portanto, de difícil acesso, requerendo tecnologias especiais de extração. Dentre as formas de gás não convencional, o que recebe maior destaque, devido a sua influência econômica, é o *shale gas*.

Estados Unidos e Canadá concentram 90% da produção mundial de gás não convencional. O tamanho das reservas americanas, estimadas em 827 trilhões de pés cúbicos pela EIA são suficientes para abastecer o país por 36 anos e levou o mercado mundial de gás a um novo paradigma, pois as necessidades de importação do maior consumidor mundial (EUA) caíram bastante nos últimos anos.

Nos EUA, a produção de gás não convencional cresceu significativamente nos últimos 20 anos, passando de 75 a 300 bilhões de metros cúbicos por ano. Enquanto isso, a produção de gás convencional foi decaindo gradativamente. Em 1990, as fontes não convencionais constituíam apenas 15% da produção total de gás dos EUA, enquanto em 2008 já ultrapassavam 50%. No Canadá a produção de gás não convencional representa um terço da produção total do país, algo em torno de 160 milhões de metros cúbicos por dia, segundo dados da IEA.

Existem recursos de gás não convencional em várias regiões do mundo, porém fora da América do Norte, eles são ainda pouco mapeados e quantificados. Regiões com poucas reservas convencionais e grande dependência de importação, como a Europa e alguns países da Ásia, estão apostando no gás não convencional, começando assim, a explorar estes recursos. Na Figura 2.10 é mostrado um levantamento da EIA referente as reservas de *shale gas* no mundo.



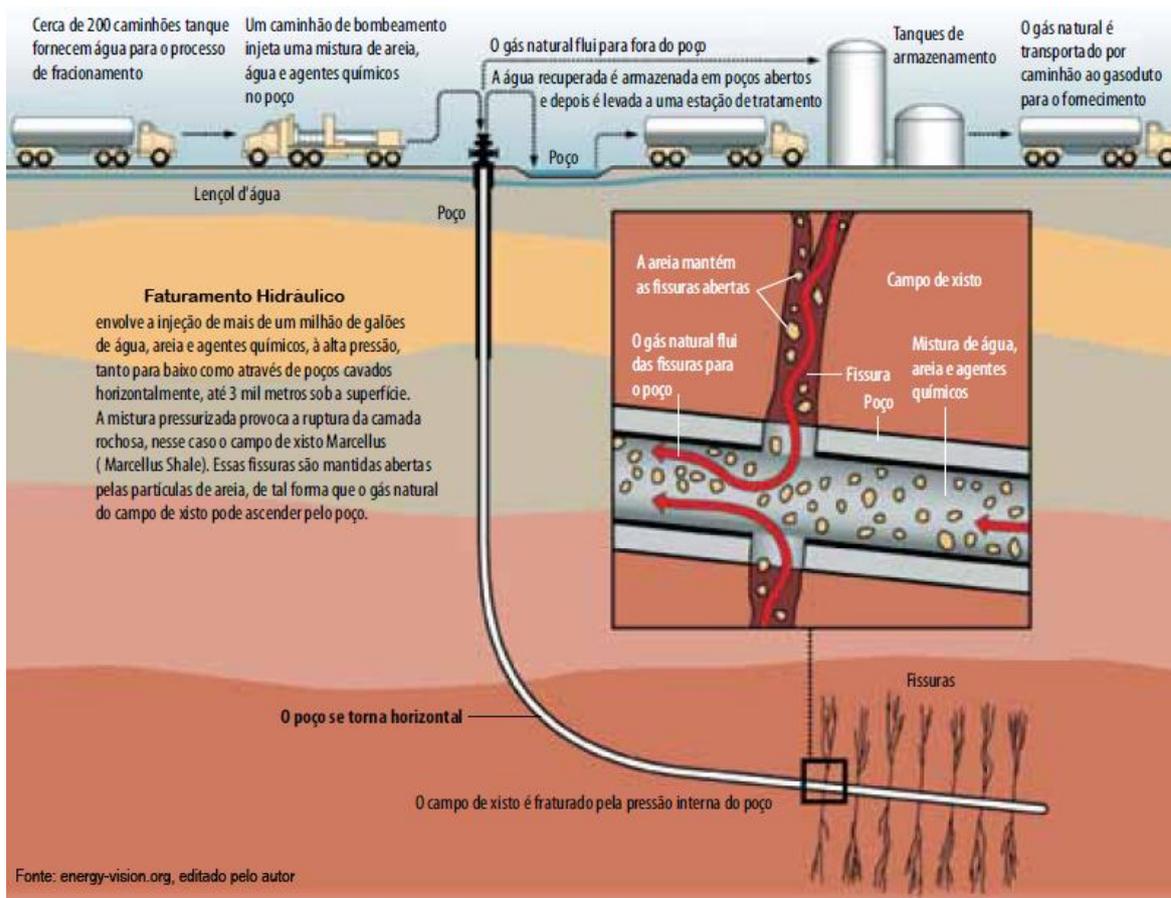
**Figura 2.10:** Localização de Reservas Estimadas de *Shale Gas*

Na Figura 2.10 cabe salientar a grande área com reservas de xisto no Brasil, assim como a alta incidência de países na cor cinza, representando a falta de um levantamento mais abrangente, que englobe mais países, visto que países importantes, como a Rússia e Irã (grandes produtores de gás natural), seguem sem um indicador concreto de reservas de gás não convencional.

#### 2.4.2 Histórico e Extração

O *shale gas* ou gás de xisto (em português) é o gás natural retido em camadas da rocha de xisto. A existência desse gás é conhecida há algum tempo, mesmo aqui no Brasil, onde há reservas conhecidas de xisto no Paraná. Na década de setenta se iniciou extração de óleo de xisto na região, porém logo em seguida essa extração se mostrou economicamente inviável, pois a tecnologia da época requeria a remoção de toneladas de rochas para extrair uma pequena quantidade de xisto.

Há cerca de uma década, a empresa *Mitchell Energy*, que trabalhava em uma estrutura geológica subterrânea no Texas, aperfeiçoou uma nova tecnologia de extração, conhecida como fraturamento hidráulico. Como mostra a Figura 2.11, o fraturamento hidráulico se baseia em uma perfuração vertical, seguida de uma perfuração horizontal, justamente porque as camadas de xisto são pouco espessas em profundidade. Em seguida, ocorrem pequenas explosões e há injeção de um conjunto de produtos químicos dentro destes poços, com o intuito de esmagar a rocha internamente, criando fendas, ou fraturas (daí a origem do nome) que permitem o gás fluir para o poço vertical e ser extraído. Utilizam-se, ainda, areia e cimento para impedir que o gás escape sem controle.



**Figura 2.11:** Figura Esquemática da Tecnologia de Extração do *Shale Gas*

O aperfeiçoamento da tecnologia de extração de *shale gas* revelou um potencial jamais antes imaginado. Hoje, os Estados Unidos já ultrapassaram a Rússia como maior produtor mundial, graças a um abrupto crescimento da produção americana que se deu a partir de 2008, com o *shale gas*. Além do mais, os ganhos de competitividade trazidos pela nova técnica não só aumentaram a oferta de gás, como também derrubaram o valor do gás nos EUA, referência mundial do setor, e hoje ele segue em trajetória oposta ao petróleo e a outros preços de energia.

#### 2.4.3 Impactos Previstos

Um efeito imediato desta mudança nas perspectivas de suprimento de gás dos Estados Unidos é que os terminais de regaseificação de GNL, que haviam sido construídos para importar o combustível, agora estão ociosos. Inclusive, já existem projetos em andamento para a criação de polos exportadores de gás, algo impensável há anos atrás.

Outro efeito potencial do *shale gas* é o geopolítico, pois como já mencionado anteriormente, o gás não convencional não está concentrado em poucos países produtores, há formações de xisto no mundo inteiro. China e países da Europa estão apostando neste suprimento, o que de certa forma desfavorece a Rússia, principal fornecedora de gás para Europa.

O potencial do gás de xisto tem levado empresas de petróleo e gás a se posicionar neste novo mercado. Por exemplo, em dezembro de 2009 a Exxon Mobil adquiriu uma empresa com 32 mil quilômetros quadrados de terrenos com formações de xisto nos

EUA. A Braskem está avaliando novos investimentos nos Estados Unidos devido ao baixo preço do gás.

Dado que vários países produtores de gás fizeram investimentos maciços em estações de liquefação e infraestrutura de transporte de GNL, visando exportar para o maior consumidor de gás do mundo, os Estados Unidos, a perspectiva atual é um excesso de GNL no mercado, e com isso, uma redução de seu preço. A questão é que a abundância de gás nos EUA não era esperada e acabou surpreendendo muitos países que miravam atingir o mercado americano, inclusive o Brasil, que tinha intenção, em longo prazo, de exportar gás para os EUA após a consolidação do Pré-Sal.

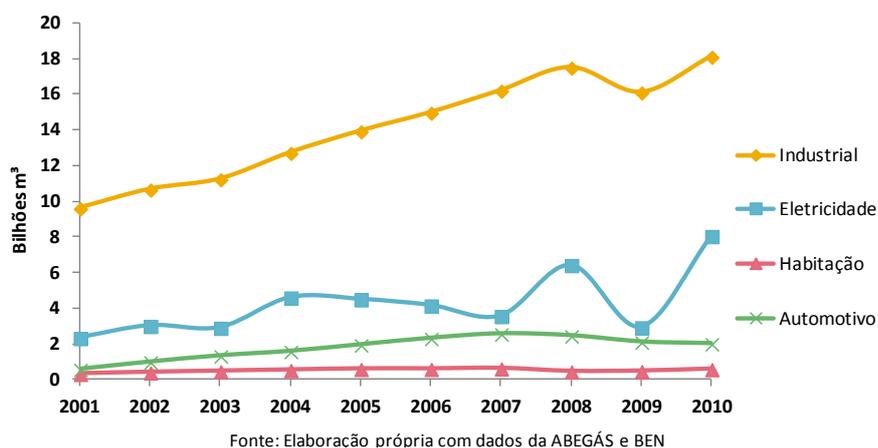
### 3 O Mercado Brasileiro de Gás Natural

#### 3.1 Histórico e Evolução

Muitos autores consideram que o mercado brasileiro de gás natural começou em 1999, com a inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), já que numa fase anterior a essa o consumo de gás natural em solo brasileiro era pequeno e limitado às regiões próximas aos principais campos produtores. A produção era 100% de gás associado ao petróleo vindo da Bacia de Campos no Rio de Janeiro e das Bacias do Recôncavo Baiano e do Sergipe-Alagoas no Nordeste.

Com a inauguração do GASBOL, ocorreu uma mudança drástica na política gasífera nacional, pois a entrada de um gás estrangeiro impulsionou o desenvolvimento do início de uma estrutura nacional de distribuição de gás, que até então era inexistente. Além disso, o governo passou a buscar uma elevação do gás na matriz energética nacional, incumbindo a Petrobras (que era 100% estatal na época) de medidas estratégicas para tal.

O GASBOL se estende por 2.953 km no território nacional, atravessando os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina; permitindo assim, uma maior difusão do gás natural em mercados mais afastados das regiões, até então, produtoras. O contrato de fornecimento de gás boliviano vai até 2019, com um volume de 30 Mm<sup>3</sup>/dia, dos quais 16 Mm<sup>3</sup>/dia são destinados ao mercado não térmico e os 14 Mm<sup>3</sup>/dia restantes são prioritariamente para abastecer as usinas termoelétricas. Ainda, no contrato existe uma condição de *Take or Pay*, ou seja, o Brasil se compromete a pagar 80% da quantidade contratual, utilizando o gás ou não. O transporte do GN pelo GASBOL é de responsabilidade da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). A Figura 3.1 mostra o crescimento do mercado de gás natural a partir do início das importações bolivianas.



**Figura 3.1:** Consumo de Gás Natural no Brasil por Segmento

Ainda na figura 3.1, cabe ressaltar a massificação do consumo industrial e a pouca utilização para a geração elétrica, indo contra a tendência mundial. O grande pico do uso para geração de energia elétrica se deu em 2007 e 2008, justamente nos anos em que se tiveram problemas em diversas usinas hidroelétricas no país, e as termoelétricas a gás tiveram que ser acionadas para suprir a demanda energética. Em 2009 houve uma queda do consumo em todos os setores devido à crise econômica mundial. Nesse período a redução da demanda foi tão abrupta que a Petrobras reduziu as importações da Bolívia e não atingiu o nível mínimo do *Take or Pay*. Hoje, o setor industrial já mostra recuperação, atingindo os níveis de consumo anteriores ao da crise.

### 3.2 Disposição Atual do Mercado

O mercado brasileiro de gás natural hoje está dividido em três submercados: o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o sistema Nordeste e o sistema Norte. Até 2009, os três sistemas eram desconectados, ou seja, sem a possibilidade de escoamento de gás entre um e outro. Entretanto em abril de 2010, foi inaugurado o GASENE (Gasoduto Sudeste-Nordeste), que interliga as redes dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo à Bahia. O sistema Norte ainda segue isolado da rede nacional.

Falando em produção nacional de GN, as principais fontes de suprimento são das bacias de Campos, Santos, Espírito Santo, Recôncavo Baiano, Bacia Potiguar, Sergipe e Alagoas. As outras fontes de gás que são comercializados no país são o gás boliviano, como já dito anteriormente, e também importações de GNL, que o Brasil começou a importar em 2009, a partir dos terminais de regaseificação na Baía de Guanabara (RJ) e em Pecém (CE); porém esta não possui volumes significativos no mercado ainda.

#### 3.2.1 Sistema Sudeste/Sul/Centro-Oeste

O Sistema Sudeste/Sul/Centro-Oeste é abastecido por 55% de gás nacional e 45% de gás boliviano. A maior demanda desse sistema e de todo o Brasil vem da Região Sudeste, mais especificamente nos estados de São Paulo, onde a indústria é mais desenvolvida, e Rio de Janeiro, que possui a maior concentração de termoeletricas a gás natural dentre os demais estados da federação. Em Minas Gerais e Espírito Santo, assim como São Paulo, o consumo é predominantemente industrial.

O mercado da Região Sul é abastecido exclusivamente pelo gás boliviano, que alimenta duas termoeletricas (Araucária, PR e Sepé Tiaraju, RS) e duas refinarias (REFAP e REPAR). A demanda de GN natural na Região Sul está concentrada também no setor industrial, com Santa Catarina concentrada na indústria cerâmica e o Rio Grande do Sul no Polo Petroquímico de Triunfo. Já o estado do Paraná tem um consumo ainda pouco difundido devido à distância do GASBOL aos pólos industriais.

Falando um pouco da oferta de gás no Sistema Sudeste/Sul/Centro-Oeste, ela se encontra em três bacias da região: Campos, Santos e Espírito Santo. O Rio de Janeiro é o maior produtor de GN, sendo responsável por 50% da produção brasileira. A produção nesse estado se encontra totalmente em plataformas marítimas. Já as bacias de Santos e Espírito Santo são de reservas de GN não associado. Ambas vêm crescendo na quantidade de gás natural disponibilizada, o que trás um grande otimismo na oferta de gás na região sudeste e impulsiona a infraestrutura da região, que está em plena ampliação; tanto em capacidade de processamento quanto de transporte de gás.

#### 3.2.2 Sistema Nordeste

A Região Nordeste possui um sistema de infraestrutura dos mais antigos do Brasil, principalmente pelo fato de possuírem histórico de extração de petróleo. O maior mercado da região, como já era de se esperar, é do estado da Bahia, tanto em oferta quanto demanda. A região ganhou força, em 2007, com o primeiro campo em mar de gás não associado, o campo de Manati. A Bahia possui elevado consumo industrial e para geração elétrica, concentrado principalmente no Polo de Camaçari e na fábrica de fertilizantes nitrogenados da Petrobras (FAFEN); ao todo o estado detém 60% da capacidade de processamento de GN da Região Nordeste.

Pernambuco é o segundo maior mercado da região, com importante consumo no segmento industrial. Todavia, o estado não possui produção própria, sendo a oferta proveniente de outros estados, principalmente do Rio Grande do Norte. Outros estados da região como: Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte, Paraíba e Ceará têm o uso de GN mais restrito, limitando-se apenas a uso industrial e automobilístico, a demanda nesses estados é consideravelmente baixa.

Os demais estados produtores de GN são o Rio Grande do Norte, responsável por 12% da oferta da região e o Ceará. Este último apesar de sua boa produção, toda ela é consumida no processo de extração de petróleo. As termoeletricas da Região Nordeste, com exceção as do estado da Bahia, são abastecidas com GNL.

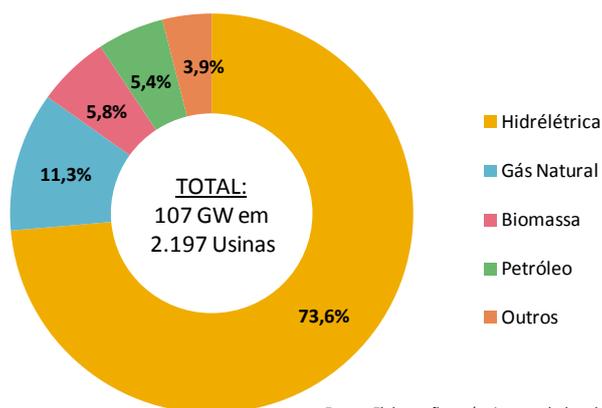
### 3.2.3 Sistema Norte

Como já citado, o Sistema Norte é isolado do resto do país. A região tem grandes reservas de gás natural, sendo que, as maiores reservas provadas do território brasileiro estão na Região Norte. Essas reservas estão concentradas principalmente na Bacia de Solimões (AM). A produção na região até pouco tempo era reinjetada, pois não havia demanda devido à ausência de infraestrutura de escoamento.

Recentemente, a construção de gasoduto entre o Campo de Urucu, na Bacia de Solimões, para Manaus possibilitou a substituição do óleo diesel por GN nas termoeletricas, além de abastecer a Refinaria de Manaus (REMAN), cujo consumo aumentará conforme prevê a reforma a ser concluída em 2012. Até o presente momento, não existem previsões de quando o Sistema Norte será conectado ao restante do Sistema Nacional de Gás Natural.

## 3.3 Consumo Termoeletrico de Gás Natural

Atualmente o consumo de gás no Brasil para a geração elétrica corresponde a pouco mais de 11% da energia total utilizada para tal fim, como se observa na Figura 3.2.

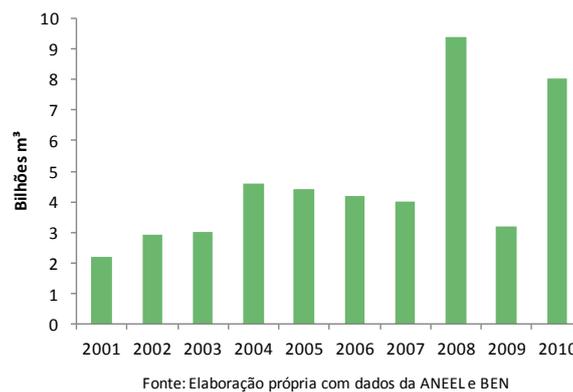


**Figura 3.2:** Distribuição da Geração de Energia Elétrica no Brasil em 2010

Em geral, no Brasil as usinas termoeletricas são vítimas de grande ociosidade em suas capacidades operacionais. Isto se deve as políticas governamentais, que de certa forma não incentivam a sua utilização, visto que no plano de governo as termoeletricas servem apenas como *back-up*, ou seja, apenas quando as usinas hidroelétricas não dão conta da demanda. Por essa razão o despacho médio anual de energia das usinas a gás tem permanecido muito abaixo de sua capacidade máxima: 16% em 2006, 14% em 2007, 32%

em 2008, 9% em 2009 e 24% em 2010. Para se ter uma idéia maior ainda da ociosidade, se todas as usinas a gás existentes fossem ativadas simultaneamente, isso geraria um consumo de 55 Mm<sup>3</sup>/dia. Se compararmos isso com os 27 Mm<sup>3</sup>/dia, que o principal setor consumidor de gás no Brasil utiliza (o setor industrial), se percebe como nossa estrutura está sendo desperdiçada. Além do mais, mesmo que nunca se tenha superado 32% da capacidade máxima de produção de eletricidade a partir das usinas termoelétricas a gás, o suprimento deste, incluindo toda infraestrutura de produção, processamento, transporte e distribuição até a termoelétrica, deve ser dimensionado para atender picos de 100%. Ou seja, isso implica também em capacidade ociosa de toda a infraestrutura na maior parte do tempo.

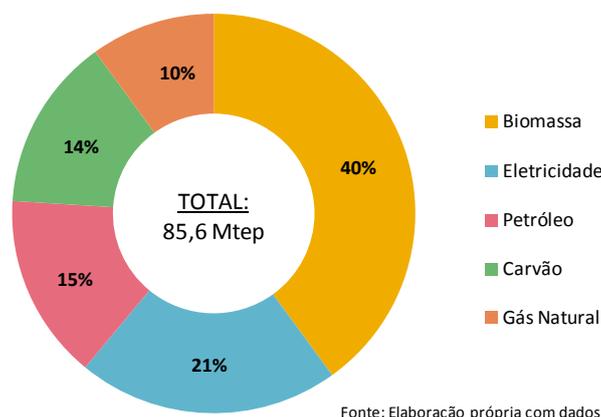
Problemas já aconteceram no setor elétrico. Em 2006, algumas termoelétricas foram chamadas a despachar energia elétrica. Nessa ocasião, as usinas não puderam atender a solicitação alegando falta de suprimento de gás. Tal evento fez com que se criassem contratos de Termo de Compromisso entre a ANEEL e a Petrobras, de modo a garantir o fornecimento de gás para a geração elétrica. Esse Termo de Compromisso estabeleceu um cronograma de oferta mínima do produto para as termoelétricas de 2007 a 2011. Na Figura 3.3 podemos acompanhar o consumo de gás natural para fins de geração elétrica ao longo da década.



**Figura 3.3:** Consumo de Gás Natural para Geração Elétrica no Brasil

### 3.4 Consumo Industrial do Gás Natural

O gás natural ocupa hoje certa de 10% da matriz energética industrial, sendo este segmento o responsável por um terço do consumo total de energia no Brasil. Podemos acompanhar a composição da matriz energética industrial na Figura 3.4.

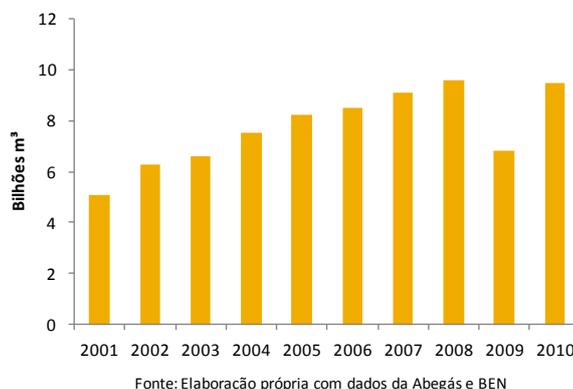


**Figura 3.4:** Matriz Energética Industrial no Brasil em 2010

Para alguns pode chamar atenção os 40% da energia industrial serem provenientes da biomassa, mas isso é explicável devido a forte geração energética da queima do bagaço de cana, além de estar incluído em biomassa a lenha e o carvão vegetal. A eletricidade ocupando a segunda posição é uma herança antiga da indústria brasileira, do tempo que a energia elétrica era barata. O gás natural ocupa o último lugar, sendo responsável apenas por 10% da matriz energética das indústrias, vale ressaltar que esses mesmos 10% representam em torno de 60% do consumo total de gás natural no Brasil.

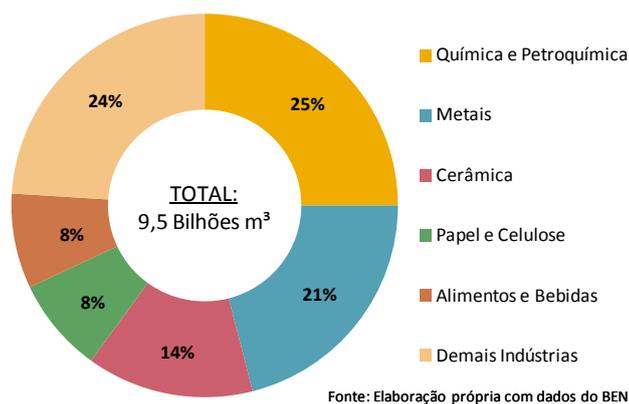
Pode-se dizer que o setor industrial é mais importante para o setor de gás natural do que o setor de gás natural é para o setor industrial, pois foi o setor industrial o grande motor que desenvolveu o mercado brasileiro de gás natural a partir do início das importações bolivianas, em 1999.

A crise econômica mundial de 2008 afetou a atividade industrial brasileira como um todo, refletindo no consumo energético do setor, e conseqüentemente, no consumo de gás natural. Isso pode ser observado na Figura 3.5, que mostra o consumo de gás no setor industrial ao longo da década.



**Figura 3.5:** Consumo Industrial de Gás Natural no Brasil

De 2001 até 2008, o consumo do setor apresentou crescimento médio anual de 9%; com a crise econômica o setor está hoje ainda se reerguendo. Em 2010, houve picos de consumos diários semelhantes aos de 2008. Essa retomada se deu em parte a recuperação financeira com a retomada da economia, assim como também nos incentivos de preço que a Petrobras adotou na forma de leilões de curto prazo. Na Figura 3.6, observa-se que a indústria que faz mais uso do gás natural é a química e petroquímica, isto se deve ao fato dela utilizar o insumo não só como combustível, mas também como matéria-prima.



**Figura 3.6:** Segmentação da Indústria Consumidora de Gás Natural no Brasil em 2010

### 3.5 Consumo do Gás Natural Como Matéria-Prima

Existem dois insumos básicos que são sintetizados na indústria a partir do gás natural, são eles: a uréia e o metanol.

A uréia é um importante insumo para a agricultura, pois é um fertilizante essencial, atualmente é um produto bastante caro. O Brasil produz cerca de 1,2 milhões de toneladas (Mt) de uréia e importa cerca de 2,1 Mt adicionais para suprir por completo sua demanda interna. Estima-se que em 2017, a importação chegue próximo a 3 Mt e que o consumo nacional seja em torno de 4,2 Mt. O Brasil poderia facilmente ser autossuficiente na produção de amônia/uréia, sendo que duas ou três plantas de 1,1 Mt/ano já seria o bastante para suprir a importação. A questão esbarra nos incentivos a construção de tais plantas, pois a oferta de gás natural é mais que suficiente.

O metanol hoje é produzido em duas plantas, que assim como a uréia, também não são suficientes para atender o mercado interno. As plantas produtoras de metanol atendem apenas 30% da demanda, cerca de 200 mil t/ano, com um consumo de 600 mil m<sup>3</sup>/dia de gás natural. O Brasil importa aproximadamente 500 mil t/ano de metanol e um dos seus principais usos é para a fabricação de ácido acético e como componente do biodiesel. Estima-se que o mercado nacional de metanol deverá ter uma demanda de 1,1 Mt em 2017.

Em suma, o país teria totais condições de construir plantas para suprir as necessidades destes insumos, pois há oferta ociosa de gás suficiente para tal. Algumas empresas privadas e a própria Petrobras já estudaram essa possibilidade, existem projetos de construção, porém existe um empecilho além dos custos de implantação: a precificação do gás natural como matéria-prima. Com o preço atual do gás, a produção nacional de amônia/uréia e metanol não é competitiva perante as importações.

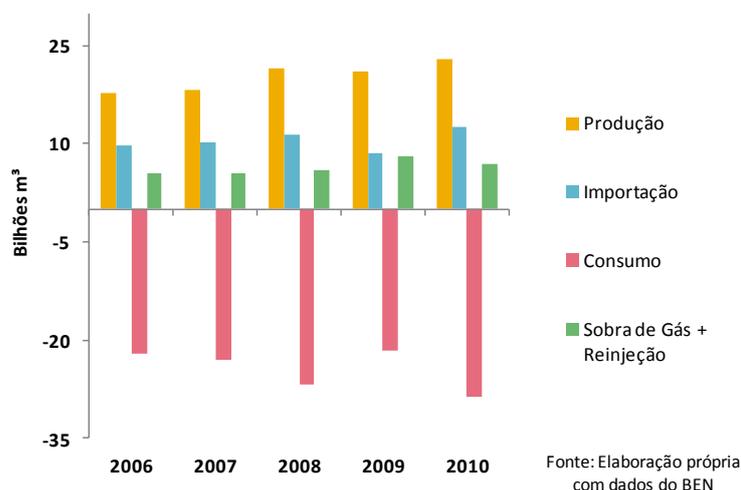
O preço do gás natural para uso como matérias-primas na indústria não deve ser relacionado com o preço do gás natural combustível e sim com o preço do mercado mundial dessas matérias-primas. Nesse caso, é preciso se ter muito cuidado quanto à precificação tanto da uréia como do metanol, pois estes produtos afetam as mais importantes cadeias produtivas: alimentos e combustíveis. Atualmente se encontra em discussão um pleito da indústria química para o estabelecimento de uma metodologia de precificação para o gás natural utilizado como matéria-prima.

## 4 Oferta, Demanda e Projeções: O Futuro do Gás Natural no Brasil

### 4.1 Balanço Oferta e Demanda

Antes de começar a projetar uma futura demanda e oferta de gás natural no Brasil, é imprescindível avaliar o seu histórico nos últimos anos, assim como a situação atual.

A Figura 4.1 exemplifica bem a situação do país, onde há presença de gás natural em excesso, que não é utilizado. A princípio se pode imaginar que essa sobra se dá pela política energética nacional, que prevê a utilização das termoelétricas em caso de situação emergencial, portanto é preciso ter a oferta de gás caso essa demanda seja requerida; como ela tradicionalmente não é utilizada, sobra gás. Porém, mesmo em 2008 quando houve seca no sul do Brasil, prejudicando a capacidade de algumas hidroelétricas, quando as termoelétricas foram acionadas, ainda assim se observou sobra de gás no mercado brasileiro, já que nesse período não se utilizou o gás em excesso, mas sim se travou uma parte do fornecimento industrial, direcionando-o para geração elétrica.

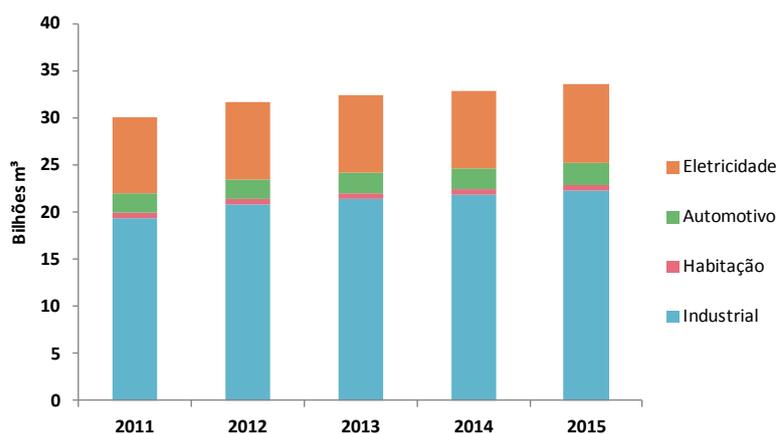


**Figura 4.1:** Balanço Oferta e Demanda de Gás Natural

### 4.2 Perspectivas do Aumento da Demanda

Tendo em vista a baixa participação do gás natural na matriz energética primária do Brasil, em torno de 10% em 2010, pode-se afirmar que existe grande potencial para a expansão da demanda do produto no país. Entretanto, a realização efetiva desse potencial depende essencialmente de algumas mudanças na política energética do Brasil e na estruturação do setor do gás, assuntos que serão abordados no próximo capítulo.

Se não considerarmos mudanças no cenário da indústria do gás, onde a política de precificação deste não representa um incentivo ao crescimento da demanda e não há uma política governamental que incentive o aumento da geração termoelétrica, o crescimento da demanda será apenas modesto. Esse simples cenário é mostrado na Figura 4.2, onde é previsto um aumento de demanda de 3,5% ao ano entre 2011 e 2015, valor consideravelmente menos que o crescimento médio anual observado no período de 2005 a 2010.



Fonte: Elaboração própria com dados do BEN e Gas Energy

**Figura 4.2:** Projeção da Demanda de Gás Natural

A projeção da demanda de cada segmento foi estimada de acordo com algumas premissas específicas. O aumento industrial do consumo industrial é baseado num modelo que considera como principal variável o crescimento do PIB industrial. A evolução do preço relativo do gás em relação ao seu concorrente direto, o óleo combustível, e a ampliação das redes de distribuição também são consideradas. Também é importante mencionar que o aumento do consumo nas refinarias (que também entra no segmento industrial) é estimado a partir da previsão de ampliação de algumas unidades.

Já a previsão de despachos termoeletricos foi feita com base no comportamento dos últimos anos, consiste em uma média do consumo de 2006 a 2010, que representa em torno de 5 bilhões de metros cúbicos (aproximadamente 23% da capacidade instalada). O crescimento da demanda do setor automotivo e de habitação foi apenas relacionado à previsão do crescimento do PIB.

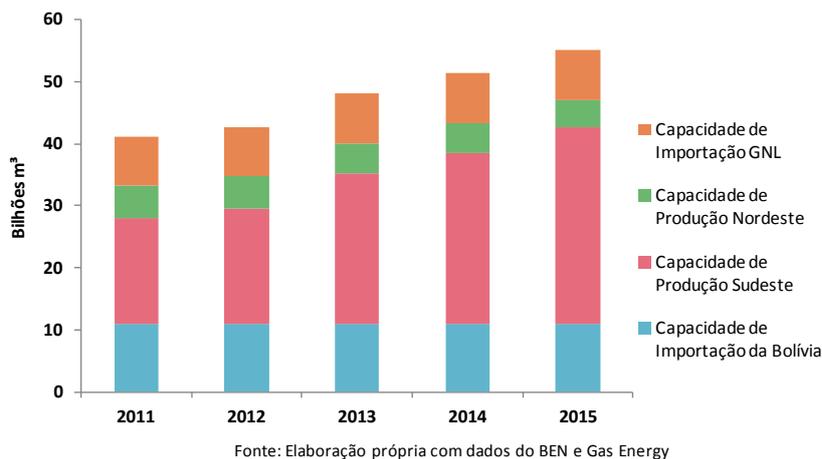
### 4.3 Perspectivas do Aumento da Oferta

É impossível falar de perspectivas na oferta de gás natural no Brasil sem vinculá-la ao Pré-sal, porém ainda não existe uma avaliação precisa de qual é o real potencial de produção de gás dessa região. Entretanto, é possível fazer uma análise desconsiderando os campos do Pré-Sal.

Existem vários campos de gás natural com previsão de entrada em operação no curto e médio prazo, que terão grande impacto na capacidade produtiva atual do Brasil. Portanto, é possível prever uma importante elevação da produção nacional de gás.

As perspectivas de ampliação estão basicamente na Região Sudeste, nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Para se calcular a capacidade de oferta, soma-se à produção nacional a capacidade de importações de gás natural liquefeito e de gás boliviano.

A previsão inicial para a entrada em operação desses campos era para 2010, porém a Petrobrás recentemente anunciou a sua postergação para 2013. Essa medida foi justificada pela redução da demanda de gás em consequência da crise mundial, que freou a atividade industrial e o crescimento econômico como um todo. A projeção está visualmente exposta na Figura 4.3.



**Figura 4.3:** Projeção da Oferta de Gás Natural

A produção da Bacia de Campos mantém-se em valores estáveis, pois a queda de produção nos campos antigos é compensada pela entrada de novas plataformas, como a P55 em Roncador e a P56 em Marlim Sul, por exemplo; o que mantém um valor constante de produção.

Já a Bacia do Espírito Santo tem hoje um potencial produtivo de aproximadamente 20 Mm<sup>3</sup>/dia só com os campos de Peroá/Cangoá e Camarupim, com a entrada em operação de novos campos como o de Canapu e Parque das Baleias, o potencial de produção da Bacia deverá se elevar a 33 Mm<sup>3</sup>/dia até 2015.

A Bacia de Santos atualmente tem uma produção ínfima de 1 Mm<sup>3</sup>/dia, vinda dos campos de Merluza e Lagosta. A entrada dos campos de Mexilhão e Uruguá-Tambaú deverão elevar a capacidade para 33 Mm<sup>3</sup>/dia. Na projeção, ainda está sendo considerado o início da extração de gás do campo de Tupi, que faz parte do Pré-sal, em 2013.

Os campos da Região Nordeste têm poucas perspectivas de crescimento, pois a queda produtiva dos campos existentes, principalmente no Rio Grande do Norte, é maior do que a entrada de novos e, com isso, o resultado esperado é uma leve queda na capacidade produtiva.

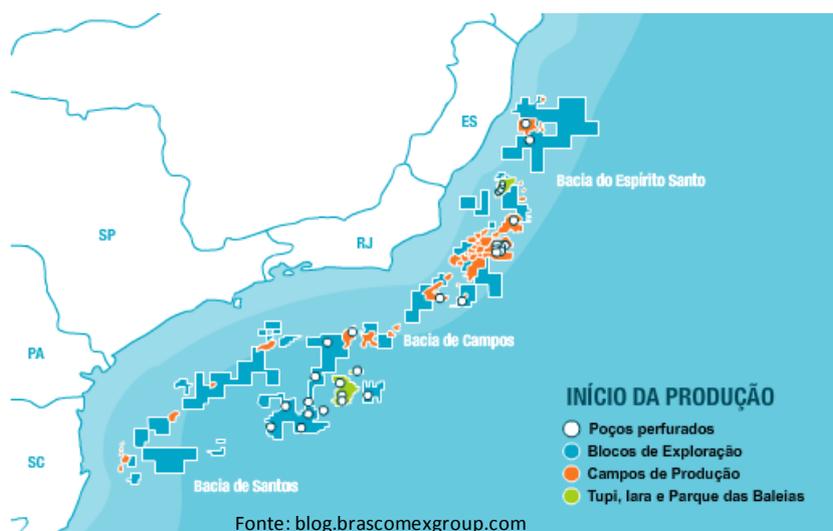
A Região Norte está sendo desconsiderada da projeção por duas razões: a primeira é por não haverem planos de novas extrações na localidade, e a segunda é por essa região estar desconectada do resto do sistema nacional de gás natural. Ainda, com relação às importações de gás, não foram considerados aumentos na capacidade de transporte do GASBOL, tampouco na capacidade de regaseificação.

#### 4.4 Perspectivas do Pré-sal

Estima-se que os reservatórios da camada Pré-sal estendam-se por uma área de cerca de 800 quilômetros de comprimento e até 200 quilômetros de largura, ou cerca de 150.000 km<sup>2</sup>, desde o estado do Espírito Santo até Santa Catarina. Essa região está destacada na Figura 4.4.

Com relação ao potencial de extração dos campos do Pré-Sal, como já digo anteriormente, não se tem ainda informações oficiais sobre as reais perspectivas de

oferta. A Petrobras e seus parceiros estão elaborando estudos buscando determinar as melhores opções para o aproveitamento do gás natural associado existente na área.



**Figura 4.4:** Localização dos Reservatórios do Pré-sal

As descobertas mais importantes do Pré-sal incluem os campos de Tupi, Iara e Guará, na Bacia de Santos, e o campo Parque das Baleias, na parte capixaba da Bacia de Campos. Os volumes recuperáveis de petróleo e gás natural associado nesses campos estão estimados entre 1,5 e 2,2 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep). Lembrando que tep é uma medida de quantidade de energia e, no caso do gás natural, 1 tep equivale a 1090 metros cúbicos normais. Em Tupi, onde os testes estão mais avançados, foi detectada uma alta razão entre gás/óleo, isso pode significar uma reserva entre 300 a 500 bilhões de metros cúbicos de gás. O campo de Júpiter foi também anunciado como similar em volume ao campo de Tupi, mas contendo principalmente gás não associado.

A exploração do Pré-sal será iniciada com um projeto piloto de produção do campo de Tupi. Este campo terá uma produção de 100 mil barris de petróleo por dia. O projeto só poderá ser iniciado após declaração de comercialidade do campo pela concessionária à ANP. Quanto ao aproveitamento inicial do gás de Tupi, ele depende muito da conclusão de um gasoduto que conectará Tupi à plataforma de Mexilhão.

No mais longo prazo, estima-se após 2020, o Pré-sal terá influência significativa na oferta de gás. Tem-se expectativa que parte do gás poderá ser exportado e que no longo prazo o Brasil deixará de ser país importador de gás natural (contrato com a Bolívia acaba em 2019) para ser exportador líquido do produto. Com potencial de produção muito acima do que o mercado poderá absorver, é fundamental que se desenvolvam maneiras de aumentar a participação do gás natural na matriz energética nacional.

#### 4.5 Perspectivas de Crescimento do Setor Industrial

O crescimento futuro do consumo de gás natural no setor industrial depende de alguns fatores cruciais:

- O crescimento do PIB industrial e, com isso, da demanda energética desse setor;
- O potencial técnico de substituição do gás na matriz energética industrial, o que requer uma substituição complexa de equipamentos;

- O potencial econômico de substituição do gás na matriz energética industrial, que depende essencialmente da competitividade do gás frente a outros combustíveis, como o óleo;
- A ampliação da infraestrutura de transporte e distribuição, para disponibilizar fisicamente o gás às indústrias;
- Políticas industriais e energéticas que promovam a implantação de grandes empreendimentos com forte consumo de gás, como: pólos petroquímicos, produção de fertilizantes, siderúrgicas, alumínio etc.

O potencial técnico de substituição do gás natural na industrial não é muito elevado no Brasil, devido a duas características principais da matriz energética da indústria brasileira: o grande uso da biomassa e o uso elevado de eletricidade. Este último não só para processos que de fato necessitam de eletricidade, mas também para geração de calor. Essa prática é muito particular da indústria brasileira, é uma herança de um período de desenvolvimento da indústria numa época em que a eletricidade era barata pela abundância da oferta hidroelétrica.

Gerar calor a partir de eletricidade não faz sentido em termos econômicos, já que a eletricidade hoje tem um preço elevado, além do fato que a geração de calor proveniente de eletricidade gera fortes desperdícios energéticos. Porém, em geral é muito dispendioso substituir os equipamentos industriais de forma a torná-los compatíveis com a geração de calor através de gás natural, o que faz a mudança de fonte energética ocorrer somente com a implantação de novas unidades fabris.

Em relação ao uso da biomassa, que hoje é responsável por 40% da matriz energética industrial, incluindo bagaço de cana, lenha e carvão vegetal, o gás natural dificilmente poderá substituí-la. A biomassa, em especial o bagaço de cana, é um subproduto da própria indústria, ou seja, é um resíduo que de certa forma precisa ser eliminado ou tratado de alguma maneira, o que faz ele ser muito barato. Talvez num futuro próximo com o desenvolvimento do etanol de segunda geração a partir do bagaço de cana, a oferta de bagaço diminua e, com isso, se tenha espaço para substituição desse insumo na indústria brasileira.

O carvão mineral e derivados mais pesados do petróleo dificilmente serão substituídos por gás natural, pois a grande parte do carvão mineral que é utilizado na indústria é o carvão metalúrgico, um insumo que não pode ser substituído na siderurgia. Outro uso recorrente do carvão seria para alimentação de caldeiras, onde no caso existe competição com caldeiras a gás natural, porém são raras as indústrias no país que utilizam o gás para esta prática. Já os produtos derivados mais pesados do petróleo são, de forma geral, mais baratos que o gás natural.

Por todos esses motivos, o potencial de substituição do gás se encontra apenas no óleo combustível, no GLP e no diesel; todos produtos de maior valor agregado. Levando-se em consideração o que a indústria consumiu desses produtos, aproximadamente 4,9 Mtep em 2010, e se fosse possível substituí-los por gás natural, o consumo de gás resultante seria de apenas mais 14 Mm<sup>3</sup>/dia. Analisando mais friamente esse resultando, é evidente que nem todo óleo combustível, GLP e diesel podem ser substituídos por gás natural. Isso não se dá apenas pela inviabilidade técnica, mas principalmente pelo pouco

desenvolvimento da infraestrutura de transporte e distribuição de gás em relação à extensão territorial brasileira. O transporte de gás por duto também é consideravelmente caro. Em geral, não é viável conectar regiões muito distantes e com baixa densidade de consumo.

Ainda assim, assumindo que só a metade do consumo de óleo combustível, GLP e diesel fossem substituídos pelo gás natural, essa troca representaria apenas 7 Mm<sup>3</sup>/dia adicionais. Projetando um crescimento de em torno de 4% ao ano, em 2015 o consumo adicional de gás na indústria em substituição desses combustíveis representaria muito pouco, em torno de 10 Mm<sup>3</sup>/dia.

Este simples cálculo serve para demonstrar que o potencial de crescimento do consumo de gás na indústria permanecerá limitado se não houver um grande investimento para desenvolver o setor da infraestrutura de transporte e distribuição do gás. Para tal, é imprescindível a implantação de políticas que estimulem grandes empreendimentos, com a criação de polos industriais de forte procura do insumo.

## 5 Problemas e Soluções do Mercado Brasileiro

### 5.1 Problemas

Depois de mais de 4 anos de debate entre os governantes e agentes de mercado, em março de 2009 foi aprovado a chamada Lei do Gás. A Lei do Gás pode ser facilmente caracterizada como resultado de um grande acordo entre todos que direta ou indiretamente os interesses estão envolvidos.

Oficialmente a Lei do Gás representou um importante avanço, visto que uma lei específica para o gás natural no país nunca existiu. Além do mais, ela substituiu a referência regulatória do mercado que se baseava ainda na Lei do Petróleo, que considerava o gás natural como um derivado do petróleo e não reconhecia alguns aspectos específicos do gás.

O foco da Lei está nas diversas partes da cadeia de processamento: tratamento, estocagem, transporte, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural. Porém, não foi mencionado nenhuma questão referente a produção, que ainda ficou vinculada a Lei do Petróleo, e à distribuição do gás, que permanece regulada no âmbito dos estados da federação.

A indústria de gás natural no Brasil é dominada completamente pela Petrobras, que atua em todas as etapas da cadeia de produção. A integração vertical da Petrobras ao longo de toda cadeia do gás bem representando, de certa forma, uma barreira à entrada de novos *players* nessa indústria, já que estes não possuem acesso à infraestrutura de transporte e tratamento.

O segmento do transporte de gás representa um grande obstáculo para a entrada de novos fornecedores no mercado nacional, pois para que um produtor com pequena escala possa vender gás ao mercado, ele precisará contratar o serviço de transporte de um gasoduto de propriedade da Petrobras e disputar o mercado final com a própria Petrobras. Caso seja bem sucedido nessa tarefa, ainda terá que vender o gás para alguma distribuidora que, em quase todos os casos, tem a Petrobras como sócia majoritária. Nesse contexto, vale ressaltar que a Petrobras é sócia de 16 das 20 distribuidoras em operação no Brasil.

Por conta de todos esses obstáculos, os demais produtores são obrigados a vender sua produção à Petrobras, a preços bem abaixo do preço habitual do mercado. O grande desafio da indústria de gás natural é a criação de um ambiente competitivo, que possa ser percebido pelo mercado consumidor. Para tal, é preciso que diferentes produtores de gás possam ter acesso à infraestrutura de transporte do país de uma maneira justa, o que na prática não é viável devido à verticalização da Petrobras.

Dada a atual configuração da estrutura da indústria, os investimentos em transporte sob regime de autorização só se viabilizaram com a participação e liderança da Petrobras. Dessa forma, até o presente momento, a expansão da rede de gasodutos nacional dependeu basicamente do planejamento estratégico e comercial da Petrobras.

Pode-se afirmar que até a aprovação da Lei do Gás, a política gasífera nacional foi definida pela Petrobras de acordo com seus interesses comerciais. Agora, com a nova lei, a formulação da política de desenvolvimento da indústria do gás está sob

responsabilidade do Ministério de Minas e Energia, com apoio técnico da Empresa de Pesquisa Energética e apoio operacional da ANP.

A situação atual do Brasil de franco importador de energia, com volumes importantes de derivados do petróleo como o diesel, o GLP e a nafta petroquímica, assim como as importações de gás natural da Bolívia e de GNL, o país poderá passar a uma condição de exportador líquido de petróleo, derivados de petróleo, gás natural e etanol. Porém, antes dessa realidade se tornar concreta, se identifica um mercado interno de gás natural com muitas limitações.

Em suma, de forma resumida e direta, se podem citar os principais problemas do mercado brasileiro de gás natural identificados ao longo deste trabalho, são eles:

- A pouca relevância dada para o setor termoeletrico;
- A baixa capacidade de consumo industrial, quando comparado com a tendência mundial;
- A baixa densidade de redes de distribuição;
- A inexistência de competitividade no setor produtivo, de distribuição, de armazenamento e tratamento, onde em todas as etapas da cadeia há verticalização e monopólio da Petrobras;
- Altos preços para os clientes e excesso de oferta de gás sem utilização;
- Baixíssimas taxas de cogeração industrial (o uso mais nobre e com maior eficiência do gás natural);
- Um mercado de GNV que não ocupa uma parcela considerável do mercado, em torno de 1 a 2%;
- Uso insuficiente de gás natural como matéria-prima industrial, resultando em altas importações de químicos e petroquímicos.

## 5.2 Soluções

Indiscutivelmente, a primeira providência efetiva é reconhecer a necessidade eminente de uma Política Nacional para o gás natural. Até mesmo porque com o advento do Pré-sal, há de se discutir como organizar o mercado brasileiro para essa nova realidade. Provavelmente será um tanto complicado estruturar o mercado, visto que é tradicional de sua parte não permitir o desenvolvimento segundo regras competitivas.

Nesse contexto, muitos jornais e periódicos reportam que existe uma agenda teórica para o progresso do mercado brasileiro de gás natural, que passa pelos seguintes pontos:

- **Plano Nacional de Transporte de Gás Natural:** é indispensável à construção de novos gasodutos de transporte, principalmente com a missão de interiorizar o gás, abastecer todos os estados e eliminar gargalos, tornando o insumo mais acessível aos diversos polos industriais do país. Assim, a indústria pode se dinamizar com a oferta adicional de gás natural;
- **Programa de Geração Térmica a Gás:** estabelecimento de um volume anual de contratação de térmicas a gás, fixando regras mais favoráveis a precificação, o que automaticamente já incentivaria o setor a não servir

apenas como *back-up* das hidroelétricas. Outro aspecto a ser melhorado neste setor é a capacidade do gás estar disponível quando o sistema precisa de fortes despachos termoelétricos com rápidos tempos de resposta, algo que na metodologia atual dos leilões de gás não acontece;

- **Programa Nacional de Cogeração:** incentivo explícito para que se amplie o volume de gás natural utilizado em processos de cogeração industrial, ou seja, utilização simultânea do gás natural para a produção de energia elétrica e energia térmica, atingindo assim, uma eficiência de uso do combustível acima de 85%. A redução dos investimentos em projetos de geração, transmissão e distribuição, que são substituídos por esse processo com maior eficiência, deveria ser objeto de um programa específico com incentivos tributários durante a construção e operação, assim como redução do preço do gás natural e da margem de distribuição, por meio de desoneração tributária para o gás utilizado para esse fim. Os excedentes de energia elétrica gerados deveriam ser obrigatoriamente absorvidos pelas distribuidoras aos preços da energia dos leilões. Além disso, empréstimos de longo prazo do sistema BNDES com taxas incentivadas deveriam estar disponíveis para esses investimentos, visto que, além de mais eficientes no uso do combustível, portanto gerando menos emissões equivalentes, permitem a redução das perdas decorrentes da transmissão e distribuição de energia elétrica;
- **Programa de Gás Natural Veicular:** a substituição de gasolina e diesel nos veículos automotores, em especial ônibus e caminhões leves que circulam nas grandes cidades brasileiras, poderia reduzir substancialmente a poluição, pela redução do monóxido de carbono, compostos de enxofre e particulados emitidos. O gás natural aplicado nestes veículos, reduz comprovadamente todo tipo de emissões, pois têm uma queima mais eficiente e não contêm enxofre. É interessante analisar que estes mercados são bi ou tri-combustíveis, então o desenvolvimento de um grande volume de conversão para aproveitar o gás não despachado pelas térmicas e que fica sobrando por longos períodos é um uso inteligente da matriz de combustíveis com melhores resultados ambientais. Neste caso, deveriam também ser analisadas as questões tributárias e de financiamento para toda a cadeia de utilização do gás natural, começando pela conversão de motores, fabricação de ônibus e caminhões, redes de distribuição, compressores nas garagens e postos, cilindros de GNV, etc.
- **Programa de Substituição de Importação de Químicos:** implica em todo o desenvolvimento da cadeia do metano como uso químico no Brasil, substituindo pelo menos 70% da importação atual de amônia, uréia, metanol e demais derivados do metano. Tudo de acordo com uma política de preços de gás matéria-prima, diferenciada do uso energético; uma medida que envolveria a participação de todos os agentes, produtores, transportadores, distribuidores, consumidores do gás natural, assim como o próprio governo. Assim, se pode obter uma cadeia competitiva, evitando a verticalização e o domínio econômico dos agentes produtores, permitindo-se criar uma indústria sólida e competitiva no Brasil.

Essas medidas, se efetivamente adotadas, poderiam favorecer um mercado de gás natural mais amplo que o atual, o que implicaria numa maior competitividade da matriz energética brasileira.

## 6 Conclusão

O mundo e o Brasil vivem uma quebra de paradigmas que orientaram a indústria de petróleo e gás natural e condicionaram a matriz energética mundial nas últimas décadas. As grandes reservas de gás não convencional nos Estados Unidos e Canadá tornaram atrativos os preços desse insumo, de forma a dar início à transição de uma economia do petróleo para uma economia de energias sustentáveis. No Brasil, o que está causando esse impacto é a descoberta das reservas do Pré-sal, que certamente revolucionarão a área energética.

Quanto à conclusão da idéia inicial deste trabalho de analisar as perspectivas da entrada do *shale gas* no Brasil, a resposta é muito simples: é completamente inviável tal prática levando em consideração as carências do mercado brasileiro de gás natural. Em outras palavras, muito se precisa evoluir na estrutura do nosso mercado de gás natural para se começar a pensar em fontes não convencionais, como o *shale gas*. Além do mais, não existe muito sentido em se explorar um gás não convencional, se haverá grande disponibilidade a partir do Pré-Sal.

A baixa competição na produção, transporte e distribuição do produto, aliada às perspectivas de novas produções no Pré-Sal, com a introdução de critérios objetivos para garantir o fornecimento em setores prioritários, justificam e tornam imprescindível a implementação de uma política nacional para o setor. Ainda, se levarmos em conta que a perspectiva do país é de realmente se tornar independente de importações para se transformar em um exportador líquido de gás natural, se reforça ainda mais a idéia de que se deve promover políticas de desenvolvimento, massificação do uso do gás e incentivos à substituição frente a combustíveis mais poluentes.

A nova Lei do Gás certamente poderá atrair novos agentes ao setor de transporte, à imagem de que aconteceu com a transmissão de eletricidade. No entrando, não significa maior competitividade na oferta, devido à predominância da Petrobras em todos os elos da cadeia de gás natural. Sem outras reformas e iniciativas, pode-se prever que dificilmente teremos mudanças significativas no que se refere à introdução da competição nesse mercado.

## 7 Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, ANP, Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?id=428>>

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO, Disponível em: <<http://www.abegas.org.br>>

BRITISH PETROLEUM, *BP Statistical Review of World Energy*, Junho 2010. Disponível em: <[http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2010\\_downloads/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2010.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf)>

CAMACHO, Fernando. *Regulação da Indústria de Gás Natural no Brasil*. Editora Interciência, 2005.

ENERGY RESEARCH CENTER. Disponível em: <<http://www.instituteforenergyresearch.org/energy-overview/natural-gas>>

ENERGY VISION, *Hydrofracking: The Opportunities & Risks of Drilling for Shale Gas*. Disponível em: <<http://energy-vision.org>>

GAS ENERGY, O Futuro do Gás Natural no Brasil com a Descoberta do Pré-Sal. Setembro 2009. Disponível em: <[www.gasenergy.com.br](http://www.gasenergy.com.br)>

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY, *World Energy Outlook 2010*. Disponível em: <<http://www.iea.org/weo/2010.asp>>

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR, MDIC. Disponível em: <<http://aliceweb.desenvolvimento.gov.br>>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, *Balanço Energético Nacional 2011*. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2011.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2011.pdf)>

MIT ENERGY INITIATIVE, *The Future of Natural Gas*. Interim Report, Junho 2010. Disponível em: <[http://web.mit.edu/mitei/research/studies/documents/natural-gas-2011/NaturalGas\\_Report.pdf](http://web.mit.edu/mitei/research/studies/documents/natural-gas-2011/NaturalGas_Report.pdf)>

OVERVIEW OF NATURAL GAS. Disponível em <<http://www.naturalgas.org/overview/overview.asp>>

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, *Annual Energy Outlook 2011*. Disponível em <[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2011).pdf)>

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, *International Energy Outlook 2011*. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2011).pdf)>

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. Abril de 2011. Disponível em: <[www.eia.doe.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf](http://www.eia.doe.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf)>