

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás

Setembro/Octubre de 2007 - Ano 8 - n.5

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia - UFRJ

[www.gee.ie.ufrj.br/infopetro](http://www.gee.ie.ufrj.br/infopetro)

### Apresentação

O Editorial do Mês debate as condições para a sustentabilidade da política energética no Brasil.

No primeiro artigo do mês, Felipe Rossetti e Helder Queiroz Pinto Jr. examinam o papel da energia nuclear na política energética britânica.

No segundo artigo, Edmar Luiz Fagundes de Almeida debate o papel do gás natural na matriz

energética brasileira à luz da atual crise de oferta do gás no país.

No Ensaio do Mês, Amir Szuster discute as incertezas atuais sobre o mercado de biodiesel no Brasil, ressaltando as vantagens e desvantagens de uma entrada pioneira neste mercado.

*As opiniões expressas neste boletim refletem tão somente os pontos de vista dos autores dos artigos, e não representam o posicionamento das instituições envolvidas neste projeto.*

### EQUIPE

#### Secretária Executiva:

Mariana Iooty

#### Conselho Editorial

Edmar Luiz F. de Almeida

Helder Queiroz Pinto Jr.

Ronaldo Bicalho

#### Edição

Mariana Iooty

Juliana de Carvalho

#### Contato

Tel: (21) 3873-5270

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: [infopetro@ie.ufrj.br](mailto:infopetro@ie.ufrj.br)

### NESTA EDIÇÃO

<b>Editorial</b> .....	2
<b>Petróleo</b>	
O Papel da Energia Nuclear na Política Energética Britânica: Pragmatismo e Coordenação Governamental.....	4
Qual o Papel do Gás Natural na Indústria Energética Brasileira?.....	10
<b>Ensaio do Mês</b>	
Incertezas sobre o Mercado de Biodiesel.....	14
<b>Fatos Marcantes do Mês</b> .....	18
<b>Anexo Estatístico</b> .....	20

# Política Energética: Condições para Sustentabilidade

Deve-se reconhecer que qualquer política energética traz um conjunto de inconsistências potenciais, envolvendo objetivos, instrumentos e instituições, e que é necessário não só defini-las muito bem, mas também determinar a sua redução ao longo do tempo.

A sustentabilidade de uma dada política energética está profundamente relacionada à sua capacidade de reduzir as inconsistências potenciais internas, que nascem não do seu objetivo primordial - a garantia do suprimento de energia -, mas da incontornável interação existente, e necessária, entre ela e as demais políticas públicas, no interior da confrontação entre os diversos interesses legitimamente representados na arena do debate político democrático.

Assim, a questão fundamental colocada para um *policy maker* não se resume a uma escolha rígida e hierarquizada de objetivos, mas inclui o reconhecimento crucial de que existem *trade-offs* internos ao conjunto de políticas que tem de ser claramente definidos para que sejam administrados e reduzidos ao longo do tempo.

Para isto, é preciso ter sempre uma visão equilibrada do conjunto, o que implica uma hierarquização não excludente de objetivos.

No Brasil de hoje, é evidente que existem inconsistências entre as políticas setoriais do gás e da eletricidade. Essas inconsistências já vêm desde a década passada, sem que se consiga reduzi-las. Na década de noventa, a introdução das térmicas a gás se dava de uma forma na qual, na prática, se abstraía o fato da base de geração ser hídrica.

Na experiência dos últimos anos, fez-se um movimento inverso, no qual se abstraiu o fato de que hoje parte da segurança do abastecimento é dada por um conjunto de térmicas a gás que aí estão e são parte integrante do sistema elétrico. Tanto em um caso como no outro, prevaleceu uma lógica exclusivista, na qual a visão do conjunto desapareceu e, com ela, o reconhecimento das inconsistências geradas por esse autismo estratégico.

A compatibilização equilibrada entre as políticas desses dois setores continua sendo o grande desafio da política energética brasileira, pois exige ações consistentes e simultâneas nos campos

técnico, econômico, institucional e jurídico. Encontrar esse equilíbrio não é uma tarefa simples. Contudo, estamos condenados a encontrá-lo se tivermos alguma pretensão de transformar a nossa base de recursos naturais, rica e diversificada, em uma poderosa alavanca que impulse o nosso desenvolvimento econômico e a melhoria das condições de vida dos cidadãos brasileiros.

Vale lembrar que as escolhas para redução de inconsistências envolvem decisões que devem ser legitimadas pelo debate com a sociedade. Para isto, é incontornável que as decisões sejam as mais transparentes possíveis. A falta de transparência é o caminho mais curto para o oportunismo de grupos de interesses com mais força política no momento e para a conseqüente falta de legitimidade da política energética. Assim, é fundamental que o governo explicita da forma mais clara possível todas as razões que justificam as decisões de política energética.

As recentes decisões do governo em termos de política energética no setor de petróleo e gás carecem de um debate mais transparente com a sociedade brasileira para atingir o nível de legitimidade e de sustentação adequados. Em particular, é importante debater a decisão de privilegiar o mercado de geração termelétrica em detrimento dos outros segmentos de mercado de gás natural. O que levou as autoridades a tomarem esta decisão? Porque ela não foi tomada antes, evitando-se assim a expansão do mercado e a escassez atual de gás nos outros segmentos? Enfim, é importante convencer os agentes de que a política de privilegiar as termelétricas é a mais adequada para o Brasil.

Da mesma maneira, a recente proposta de se mudar o regime de concessões do *upstream* brasileiro deve ser debatido de forma transparente com a sociedade. A partir das descobertas do óleo do pré-sal, o governo chegou a uma rápida conclusão de que o regime de concessões atual não serve aos interesses do país. Ou seja, o Brasil precisaria mudar seu modelo no *upstream* para tirar maior proveito das grandes descobertas recentes. Estas alegações, muito genéricas, não deixam claro uma série de questões. Quais seriam os maiores benefícios que estaríamos buscando? Mais arrecadação? Mais investimentos? Um controle da produção pelo Estado Brasileiro através da Petro-

---

brás? É importante que fique(m) claro(s) o(s) objetivo(s), pois a forma para se atingir cada um deles pode ser diferente.

Ao encaminhar a proposta de novas formas de concessão, o governo apresenta como justificativa a necessidade de flexibilizar as condições dos contratos de concessão atuais. Entretanto, não explicita claramente quais são os problemas de inflexibilidade desses mesmos contratos. O problema seria a forma de concessão através de licitações? O nível de taxaço inadequado? Quais são os benefícios para o Brasil da adoço dos contratos de partilha de produço?

Ao apresentar seus objetivos de forma superficial e sem uma justificativa detalhada, o governo vem inviabilizando um debate de qualidade, sem o qual será impossível se atingir um grau de legitimidade para as decisões. O que vem acontecendo no Brasil é que na medida em que os problemas evoluem, muda também a correlaço de forças entre os agentes e os objetivos da política energética. O processo de arbitragem das demandas dos grupos de interesse vem sendo feito ao sabor das restriço de curto prazo, que, no longo prazo, se transformam em inconsistências e novos conflitos. Entretanto, nenhuma política energética se sustenta no conflito, mas na construço de consensos.

---

### Conselho Editorial

## O Papel da Energia Nuclear na Política Energética Britânica: Pragmatismo e Coordenação Governamental

Felipe Rossetti<sup>1</sup>

Helder Queiroz Pinto Jr.<sup>2</sup>

O Reino Unido, assim como a maioria dos países desenvolvidos, enfrenta dois grandes problemas de política energética: segurança energética e mudanças climáticas.

Historicamente, o país atendia a sua demanda por energia através de fontes domésticas, com predominância do carvão até meados do século XX, e a partir dos anos 70, as descobertas de petróleo e de gás no Mar do Norte permitiram o enfrentamento das condições adversas resultantes dos choques de preços do petróleo. Porém, a redução progressiva do indicador reservas/produção (R/P) do patamar de 14 anos, em 1980, para os atuais 6 anos, revelou os limites da produção petrolífera britânica. Para o gás natural, ao longo do mesmo período, o R/P caiu de 21 para 6 anos.

De fato, entre 1980 e 1995, as importações de petróleo decresceram a um ritmo de 0,7 % ao ano. Entre 1995 e 2005, contudo, as importações de petróleo aumentaram a um ritmo de 5,3 % ao ano. Desse modo, o país tem se tornando cada vez mais dependente de petróleo e gás importados, precisamente durante um período de alta dos preços. Esta tendência reacendeu a “luz amarela” referente às preocupações com a segurança do abastecimento e de dependência energética.

Neste contexto, o país tem tentado privilegiar a produção doméstica de energia nuclear, visando reduzir a participação de combustíveis fósseis na geração elétrica, especialmente após a elevação dos preços internacionais do petróleo desde 2003.

É importante notar, entretanto, que desde os anos 1950 a energia nuclear faz parte do *mix* energético britânico, tendo atingido um pico de 30% da geração elétrica em 1990. Ao mesmo tempo, uma parcela significativa do parque elétrico deverá ser renovada devido à proximidade do fim de sua vida útil. Estima-se que cerca de 1/3 das plantas de geração alimentadas por petróleo

e gás deverão ser fechadas por esta razão e/ou devido a mudanças nas legislações ambientais.

Assim, as companhias de energia precisarão investir de 30-35GW em capacidade nova de geração elétrica nas próximas duas décadas. Em 2023, possivelmente apenas uma usina nuclear britânica do atual parque de geração permanecerá em operação. Algumas destas demonstraram forte interesse em investir em usinas nucleares e avaliam que este poderia ser um investimento economicamente atrativo e pouco poluente, em termos das emissões de dióxido de carbono, ajudando a diversificar seus portfólios. Este interesse renovado reflete preços do gás e do carbono acima do esperado, fato que torna a energia nuclear mais viável economicamente.

Segundo o Ministro de Comércio e da Indústria (DTI), Alistar Darling, o setor privado deveria realizar este tipo de investimento sem a ajuda governamental<sup>1</sup>. Para que isto seja possível, é necessário que o país tenha uma estrutura regulatória forte o suficiente para reduzir as incertezas e garantir investimentos adequados aos objetivos.

Outro grande problema, não só britânico, mas mundial, é aquele referente às mudanças climáticas. Em 2005, 40% das emissões de gases causadores do efeito estufa eram provenientes da geração elétrica<sup>11</sup>. O “*The Stern Review: The Economics of Climate Change*” (Nicholas Stern, Outubro 2006) ressalta a necessidade de uma resposta a nível global e sugere que os custos de uma ação coordenada e imediata seriam 1% do PIB mundial por ano, ao mesmo tempo em que estes custos seriam de 5% ao ano no longo prazo, caso nada seja feito. Dessa forma, as decisões das companhias sobre quais tecnologias utilizarão para substituir a estrutura que será desativada nas próximas duas décadas terão forte impacto sobre o nível de emissões de dióxido de carbono do Reino Unido. Isto porque cerca de 2/3 da estrutura em questão é composta por plantas que utilizam combustíveis fósseis.

Desconsiderando a geração hidrelétrica, opção já exaurida pelo Reino Unido, a energia nuclear é a única fonte com baixas emissões de

carbono que possui escala comercial. A alternativa de investimentos para as companhias seriam os combustíveis fósseis aliados à tecnologia de captura e estocagem de carbono ou a construção de capacidade de produção de renováveis. Novas usinas nucleares poderiam ser desenvolvidas paralelamente a outras tecnologias limpas como parte da contribuição do setor elétrico para atingir os dois grandes objetivos de política energética.

É neste contexto que formuladores de política energética (e até mesmo ambientalistas) têm repensado o papel da energia nuclear. Em 2003, o ex-primeiro ministro britânico Tony Blair já estava ciente destes problemas, acreditando que a energia nuclear poderia resolvê-los. Desde então, o governo do Reino Unido tem lançado uma campanha em defesa dessa fonte de energia, especialmente em seu último documento de consulta, lançado em maio de 2007 e denominado "The Future of Nuclear Power", publicado em conjunto com o "UK Energy White Paper" de 2007. No documento em questão, o governo parte de uma visão preliminar de que é de interesse público a autorização para que companhias privadas de energia invistam em novas usinas nucleares.

de pré-construção, em função do planejamento e dos consensos regulatórios, mais cinco anos para a construção efetiva. Dessa forma, é bem provável que os combustíveis fósseis tenham que atender à necessidade de capacidade de geração "nova" no período anterior a 2020.

Mesmo que isso ocorra, as usinas nucleares ainda terão um importante papel no *mix* energético. Se considerarmos as usinas nucleares como opção de substituição da capacidade que será desativada, especialmente após 2020, o governo britânico acredita ser possível confirmar sua visão preliminar e conclui que quanto antes uma decisão for tomada, maiores serão as chances de a energia nuclear fazer parte do conjunto de opções de segurança energética e combate ao aquecimento global.

O documento de consulta tem por objetivo ajudar o governo a tomar uma decisão quanto ao futuro da energia nuclear no Reino Unido enquanto opção de investimento para as companhias privadas do setor energético. As principais questões relacionadas com as vantagens e desvantagens deste tipo de energia são listadas abaixo no Quadro 1.

**Quadro 1**

**Principais Questões Referentes ao Desenvolvimento da Geração Elétrica Nuclear no Reino Unido**

<b>Energia nuclear e emissões de carbono</b>	<b>Segurança do suprimento da energia nuclear</b>	<b>Financiamento de novas usinas nucleares</b>	<b>Segurança da energia nuclear</b>	<b>Transporte de materiais nucleares</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Emissões em toda a cadeia</li> <li>- Potencial participação na redução das emissões</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Benefícios</li> <li>- Localização das reservas de urânio</li> <li>- Perfil dos custos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Financiamento privado</li> <li>- Ações governamentais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risco de acidentes</li> <li>- Risco de terrorismo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Riscos associados a esta etapa</li> </ul>
<b>Lixo atômico e desativação</b>	<b>Impactos ambientais da energia nuclear</b>	<b>Oferta de combustível nuclear</b>	<b>Cadeia de suprimentos e capacidade de recursos</b>	<b>Reprocessamento do combustível</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gerenciamento do lixo e desativação</li> <li>- Problemas adicionais</li> <li>- Fundos para esta finalidade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Principais impactos</li> <li>- Avaliação dos impactos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Origem do combustível</li> <li>- Disponibilidade</li> <li>- Aumento dos preços dos combustíveis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Demandas por suprimentos e RH</li> <li>- Longo tempo de planejamento como uma vantagem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Impossibilidade de reprocessar</li> <li>- Riscos ao transporte</li> </ul>

Fonte: Elaboração Própria

Entretanto, esta não pode ser vista como uma solução para o curto prazo. As previsões mais conservadoras sugerem que a primeira nova usina nuclear demandaria um período de oito anos

Examinemos estas questões de forma mais detalhada.

**Energia Nuclear e Emissões de Carbono**

Diferentemente das fontes fósseis, a geração nuclear não emite carbono e emite muito pouco no processo como um todo. As emissões são maiores em etapas como mineração do urânio, preparação do combustível e construção e desativação das usinas, entretanto o mesmo ocorre em diferentes quantidades com outras tecnologias.

Para que se tenha uma conclusão da potencial participação da energia nuclear no combate à mudança climática, deve ser feita uma análise de todo o ciclo de vida, ou seja, as emissões de todas as fases devem ser consideradas. Dados da Agência de Energia Nuclear<sup>III</sup> (NEA), órgão da Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (OECD), e da Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA) mostram que a geração nuclear emite pouco carbono durante todo o processo, entre 7g/kWh e 22g/kWh. Isto é similar à geração eólica. As emissões da geração por gás e carvão são estimadas em 380g/kWh e 830g/kWh respectivamente.

Além disso, usinas a carvão, que até recentemente eram consideradas um investimento relativamente seguro, passaram a apresentar um risco regulatório muito grande. As companhias de energia esperam que os governos comecem a impor limites de emissão de gases-estufa, visando o combate ao aquecimento global. Dessa forma, para que se tenha um fluxo relativamente constante de energia elétrica proveniente de fontes limpas, países como os EUA e a Grã-Bretanha têm poucas possibilidades além da energia nuclear.

### **Benefícios da Segurança do Suprimento da Energia Nuclear**

A crescente dependência em relação ao petróleo e gás importados e a necessidade de investimentos em infra-estrutura nas próximas duas décadas são os principais desafios enfrentados no Reino Unido para a segurança da oferta de energia. O país necessitará de investimentos em infra-estrutura de importação e estocagem de gás e novas usinas de geração para substituir as que estão sendo ou serão desativadas.

Tanto a diversidade das fontes quanto a distribuição geográfica são importantes para assegurar a oferta de energia, diminuindo a dependência em relação a fontes únicas. Nesse sentido, as usinas nucleares já contribuem para a segurança energética no Reino Unido. É igualmente importante destacar que as reservas de combustível nuclear se encontram em países com

relativa estabilidade política, principalmente Canadá e Austrália. O perfil dos custos (com altos custos de capital, porém baixos custos de operação e de combustível) demonstra que os custos de geração são relativamente imunes às flutuações do preço do combustível. Isso dá um elemento de estabilidade aos preços de varejo da energia no Reino Unido. Dessa forma, não permitir que as companhias de energia invistam em energia nuclear, poderia aumentar a dependência do Reino Unido em relação a poucas tecnologias, tendo em vista que as usinas nucleares atuais estão no fim de suas vidas úteis.

### **Financiamento de Novas Usinas Nucleares**

O governo do Reino Unido acredita que o financiamento e a operação das novas usinas nucleares, incluindo os custos de desativação e gerenciamento do lixo atômico, devem ser assumidos pelo setor privado. Assim como nas usinas existentes, o governo deverá cobrir danos a terceiros causados por um acidente. Sem esta estrutura, as companhias privadas do setor energético iriam considerar as usinas nucleares inviáveis economicamente. As ações governamentais serão concentradas na facilitação e redução das incertezas no período de pré-construção, o que inclui incertezas relacionadas à estrutura regulatória.

O perfil de custos relativos às usinas nucleares apresenta uma característica particular: elevados custos fixos associados a baixos custos variáveis. Isso faz com que usinas nucleares sejam caras de construir, porém baratas de operar. Com base nesse perfil, as companhias de energia devem minimizar o quanto possível o período de pré-construção e construção, nos quais as empresas não obtêm receitas de operação. Dois fatores devem contribuir para que esse objetivo seja alcançado: o design das novas usinas (que permitirá a redução do tempo de construção) e o interesse do governo britânico na redução dos riscos regulatórios.

### **Segurança da Energia Nuclear**

Com relação à segurança da energia nuclear, antes que qualquer usina nuclear possa ser construída, é necessária uma permissão do NII (*Nuclear Installations Inspectorate*), uma divisão do *Health and Safety Executive*. Análises da Comissão Europeia sugerem que a probabilidade de ocorrer um grande acidente de maiores proporções é de um em 2.4 bilhões por reator por ano<sup>IV</sup>. Apesar de essa probabilidade ser muito pequena, as consequências seriam muito graves. Dessa

forma, é preciso analisar com muita cautela em quanto desse risco deve-se incorrer.

Com relação aos riscos do terrorismo, o OCNS (*Office for Civil Nuclear Security*), o regulador da segurança, está satisfeito com a robustez e eficiência do sistema de segurança atual e não acredita que novas usinas nucleares irão aumentar os riscos para o Reino Unido, uma vez que novas usinas terão que atender a todos os procedimentos. O *UK Safeguard Office*, que supervisiona a não proliferação dos riscos, acredita que os riscos de desvio de material nuclear da construção de novas usinas no Reino Unido são muito pequenos, uma consequência da regulação.

Companhias construtoras de usinas nucleares (como General Electric, Westinghouse, e a francesa AREVA) insistem que acidentes como o ocorrido em Chernobyl, em 1986, são “coisas do passado” e que o gerenciamento de tais riscos obedece a critérios muito mais rigorosos hoje. Segundo as mesmas, os novos projetos são muito mais seguros e simples de operar que os existentes. Isso tornará mais fácil o processo de obtenção de licenças para construção e reduzirá os riscos regulatórios e financeiros.

#### Transporte de Materiais Nucleares

No que concerne ao transporte de materiais nucleares, o governo britânico acredita que os riscos associados a esta etapa do processo são suficientemente refletidos na estrutura regulatória, a qual assegura que todos os movimentos sejam feitos com segurança, e está de acordo com as normas da Agência Internacional de Energia Atômica. Um exemplo são as exigências mais elevadas com relação ao transporte do combustível usado, material mais radiativo de todo o processo.

O transporte de combustível nuclear por ferrovias, estradas e mar tem sido colocado em prática nos últimos 40 anos por muitos países que utilizam combustível nuclear, sem que tenha havido, na União Européia, nenhum acidente que tenha causado morte ou graves prejuízos a pessoas ou significantes impactos ao meio-ambiente. O governo parte do pressuposto de que o combustível usado não será reprocessado e deverá ser estocado de maneira segura pelas companhias até que possa ser eliminado. Dessa forma não haverá a necessidade de transportar esse combustível até o reprocessamento.

#### Lixo Atômico e Desativação

A principal questão ética que precisa ser considerada como parte da discussão sobre o papel futuro da energia nuclear é o lixo. Uma vez produzido mais lixo, este precisa ser gerenciado e eliminado, assim como o existente. O governo acredita que a maneira mais apropriada de considerar a aceitabilidade pública e ética é tomando-a como parte de uma discussão maior sobre a mudança climática e a segurança energética.

Em outubro de 2006, a resposta do governo para as recomendações do Comitê para Gerenciamento do Lixo Radioativo (CoRWM) reconheceu que a eliminação geológica aliada à estocagem temporária e segura é, atualmente, a melhor maneira de gerenciar o lixo atômico. Em 2007, o governo atualizou a política de gerenciamento de lixo atômico de baixa radioatividade e deu ao *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) a responsabilidade pelo desenvolvimento e pela manutenção da estratégia nacional para o gerenciamento deste tipo de lixo. Isso incluirá a identificação de capacidade adicional de depósitos uma vez que a estrutura existente no Reino Unido para este fim não provê a capacidade suficiente para o volume de lixo esperado.

Os termos de referência da CoRWM focam principalmente no lixo que será deixado para as próximas gerações. Entretanto, o comitê faz referências a potenciais implicações de um cenário de novas construções e argumenta que suas recomendações não devem ser vistas nem como um sinal verde nem vermelho para a construção de novas usinas<sup>V</sup>. Significantes problemas práticos devem aumentar, incluindo o tamanho, o número e a localização dos reservatórios de lixo atômico. Segundo o comitê, um programa de novas construções deve ser acompanhado de um processo de teste e validação de propostas para gerenciamento do crescimento do lixo atômico.

Comparadas com as usinas existentes, as novas usinas nucleares construídas criariam menos lixo por volume graças a reatores mais eficientes. Devido às suas expectativas de vida mais longas, elas gerariam mais eletricidade. O consenso científico e a experiência internacional sugerem que o lixo de novas usinas nucleares não aumenta os diferentes problemas técnicos. Este poderia ser acomodado nas mesmas instalações do lixo de nível intermediário e de alto nível existentes. Ao mesmo tempo, o governo britânico acredita que todos os custos de gerenciamento do lixo atômico e de desativação das usinas devem ser arcados pelas companhias privadas de energia, sendo es-

tas obrigadas a acumular fundos para cobrir estes custos.

### Impactos Ambientais da Energia Nuclear

Com relação aos impactos ambientais da energia nuclear, o governo acredita que eles podem ser controlados. Usinas nucleares, assim como qualquer outra, causam impactos ao meio-ambiente relacionados ao transporte de materiais, água para refrigeração, mineração, produção do combustível e transmissão da eletricidade. O terreno necessário para construção de uma usina nuclear de 1.2GW é estimado em 25-75 hectares, em contraste com os 100 hectares necessários para uma usina a carvão de 1.8GW, sendo que, nesse último caso, espaço adicional é necessário para a tecnologia de captura e estocagem de carbono. A Associação Britânica de Energia Eólica estima 1.000 hectares para uma capacidade de 1GW.

O *White Paper* governamental “*Planning for a Sustainable Future*” propõe reformas para o sistema de planejamento da infra-estrutura nacional. Como parte desse processo, os desenvolvedores têm que preparar uma detalhada avaliação de impactos ambientais.

### A Oferta de Combustível Nuclear

Uma importante questão a ser considerada na construção de novas usinas nucleares é a disponibilidade de combustível. O Reino Unido não possui fontes imediatas de combustível para as usinas nucleares e importa a maior parte do urânio da Austrália. A IAEA/OECD estima que o urânio convencional que pode ser obtido por menos que \$130Kg/urânio deve durar por 85 anos, com base na capacidade de geração de 2004<sup>VI</sup>.

Desde 2000, os preços do urânio aumentaram significativamente, porém o custo com combustível representa uma parte muito pequena do custo total quando comparado com outras tecnologias, o que faz com que a alta nos preços tenha um impacto menor sobre os custos gerais. O aumento do preço também tornará reservas já descobertas viáveis economicamente para extração, aumentando os incentivos à exploração.

### Cadeia de Suprimentos e Capacidade de Recursos

Caso sejam desenvolvidas novas usinas nucleares, aumentarão as demandas por suprimentos e por recursos humanos necessários para construí-las. Para evitar a escassez de componentes, o mercado precisará responder ao

interesse das firmas em desenvolver novas usinas através do aumento da capacidade de atender à demanda. Neste sentido, o longo tempo de planejamento se constitui como uma vantagem para que a indústria tome medidas que assegurem a produção de componentes, o recrutamento e o treinamento. Iniciativas como o *Nuclear Skills Academy* e novos programas de educação devem ajudar a manter a base de habilidades do Reino Unido na ciência nuclear e tecnologia.

### Reprocessamento do Combustível

No que concerne ao reprocessamento de combustível, o governo parte do pressuposto de que este não poderá passar por este processo. O reprocessamento permite a reciclagem do combustível, de tal forma que haja uma separação entre o urânio utilizável e o plutônio, ajudando a controlar a segurança e os riscos ambientais. Entretanto, este mecanismo gera problemas relacionados com o transporte do combustível usado e altamente radioativo.

### Considerações Finais

Apesar das desvantagens, especialmente aquelas associadas ao lixo atômico, o governo britânico acredita que os benefícios advindos do desenvolvimento do programa nuclear superam as desvantagens. A energia nuclear, associada a outras tecnologias limpas, é uma importante fonte a ser considerada no *mix* energético britânico para o combate ao aquecimento global e para a segurança energética. Através das conclusões apresentadas o governo procura confirmar sua visão preliminar de que é de interesse público permitir que companhias de energia invistam em novas usinas nucleares.

As conclusões do governo britânico sugerem que, no momento, os riscos à segurança, à saúde e à não-proliferação de armas nucleares são muito pequenos e que há uma efetiva estrutura regulatória que assegura que esses riscos sejam minimizados e gerenciados pela indústria.

Desse modo, a visão de longo prazo da geração elétrica tem sido fortemente comandada por decisões pragmáticas do ponto de vista da mobilização dos recursos financeiros, energéticos, tecnológicos, gerenciais e institucionais. A resultante desse processo de mobilização aponta a geração nuclear como forte candidato a preencher os requisitos atualmente colocados para as condições de expansão do parque elétrico.

Os dois grandes objetivos de política energética - segurança do abastecimento e redução da



dependência energética - se tornaram tão relevantes, que o governo tem considerado seriamente a possibilidade de rever o desenho institucional do setor de energia. Neste sentido, a revista *"The Economist"*<sup>VI</sup> destacou que o atual primeiro ministro Gordon Brown pretende desmontar o Departamento da Indústria e Comércio, onde estão concentradas as responsabilidades governamentais sobre o setor de energia, e criar um ministério de energia separado.

Ante a importância crescente dos dois objetivos listados na agenda da política energética britânica, este movimento se constitui numa ilustração exemplar da tentativa de aprimorar os mecanismos de coordenação governamental das decisões dos diferentes agentes econômicos que operam no setor.

---

<sup>1</sup> Bolsista ANP – GEE/IE-UFRJ

<sup>2</sup> Professor do IE-UFRJ/Pesquisador do GEE

<sup>I</sup> The Economist, More Heat Than Light, May 26th 2007, pp. 60; 61

<sup>II</sup> IEA, World Energy Outlook, 2006

<sup>III</sup> Sustainable Development Commission, The Role of Nuclear Power in a Low Carbon Economy, March 2006

<sup>IV</sup> European Commission, Externalities of Energy,

<sup>V</sup> CoRWM, Managing our Radioactive Waste Safely

<sup>VI</sup> NEA and IAEA, Uranium 2005: Resources, Production and Demand, 2006

<sup>VII</sup> The Economist, More Heat Than Light, May 26TH 2007, pp. 60; 61

## Qual o Papel do Gás Natural na Indústria Energética Brasileira?

**Edmar Luiz Fagundes de Almeida<sup>1</sup>**

A crise atual da oferta de gás no Brasil suscita, imediatamente, um questionamento sobre qual será o futuro deste energético na matriz energética brasileira. Este questionamento é motivado não apenas pela crise de oferta atual, mas pela constatação de que esta crise tem como razão principal a falta de consenso sobre o papel do gás na nossa matriz energética. A conclusão de que faltou planejamento da oferta não é suficiente para explicar a situação atual de racionamento de gás. É preciso entender por que não foi possível planejar adequadamente essa oferta.

Como em qualquer indústria de infra-estrutura, a oferta de gás atual é resultante de um planejamento realizado há, no mínimo, cinco anos. Por sua vez, este planejamento se ancorou em premissas e visões da indústria presentes naquele momento. Portanto, para entender as razões da falha de planejamento, é importante analisar como evoluíram, desde então, as visões dos responsáveis pelo planejamento da oferta de gás sobre o papel que ele deveria desempenhar na matriz energética brasileira.

Até a década de 1990, o gás natural tinha um papel secundário na política energética nacional. Acreditava-se que havia poucos recursos gasíferos no Brasil e tais recursos não eram prioritários para a Petrobras. Por outro lado, o setor elétrico nacional convivia com a disponibilidade de uma capacidade de geração hidrelétrica abundante e a baixo custo. Este contexto mudou radicalmente na década de 1990. O processo de privatização parcial e de liberalização do setor energético, a queda do preço do petróleo no mercado internacional, as descobertas de gás associado na bacia de Campos e a busca de uma integração do mercado energético sul-americano contribuíram para uma nova visão sobre o papel do gás natural no país.

O governo Fernando Henrique Cardoso adotou uma política energética que buscou elevar a participação do gás natural na matriz energética nacional. A partir da negociação para importação de gás boliviano, adotou-se a meta de uma participação do gás natural em 12% da matriz energética nacional. Uma das principais âncoras para o aumento da demanda de gás natural seria o setor elétrico. Acreditava-se que a expansão do

setor elétrico, através da geração termelétrica a gás, seria uma opção adequada ao novo contexto de financiamento dos investimentos nesse setor, que deveria ser baseado em recursos privados, em particular através da atração de investimentos estrangeiros. Esta política energética, por sua vez, não abriu mão do papel da Petrobras como empresa líder para a estruturação do negócio e o desenvolvimento da indústria de gás no Brasil.

A implementação dessa política sofreu vários percalços que, progressivamente, contribuíram para desfigurar o planejamento setorial. O mercado da geração termelétrica, que deveria ser, juntamente com o setor industrial, uma âncora para o desenvolvimento do mercado de gás, não se desenvolveu. Os investimentos na geração termelétrica a gás não conseguiram se realizar no ambiente de negócios criado com a abertura do setor elétrico à competição.

Tornou-se impossível conciliar contratos de fornecimento de gás com os contratos de venda de eletricidade. Se, por um lado, a indústria de gás natural no Brasil era uma indústria nascente, voltada para a sua implantação e expansão e, portanto, com grandes dificuldades para se introduzir a competição, por outro, a indústria elétrica já era madura e voltava-se para a introdução da competição. Para piorar, mantendo a tradição brasileira do despacho centralizado e otimizador, o setor elétrico definiu para as termelétricas a gás um papel coadjuvante na oferta de energia. Ou seja, as térmicas só produziram eletricidade em situações de falta de água nos reservatórios. Dessa forma, descolam-se as trajetórias e os riscos das duas indústrias: no gás prevalecem os riscos econômicos-financeiros associados à mobilização dos volumosos recursos relacionados à implantação das infra-estruturas de produção, transporte e distribuição, enquanto na indústria elétrica prevalecem os riscos associados ao preço da eletricidade, que estão relacionados à hidraulicidade, ou seja, ao comportamento das chuvas.

Para agravar a situação do mercado de gás no Brasil, a outra suposta âncora para o desenvolvimento do mercado brasileiro de gás, o setor industrial, se desenvolveu numa velocidade menor do que a esperada. O desenvolvimento deste

mercado depende dos investimentos das companhias distribuidoras de gás natural estaduais. Em muitos estados, estas companhias enfrentaram muitas dificuldades para viabilização dos investimentos. Enquanto os estados do Rio de Janeiro e São Paulo optaram pela privatização deste setor, os outros estados mantiveram as empresas estatais. Não havia incentivo para a privatização dado o pouco potencial arrecadatório. A maioria das empresas não tinha ativos significativos. Entretanto, ao manter as empresas estatais, os estados limitaram a capacidade de investimento das mesmas. Estas empresas não tinham acesso a fontes de financiamento, em função do racionamento de crédito que vigorava para o setor público brasileiro.

Desta forma, a Petrobras, que havia realizado o planejamento da oferta e foi responsável por grande parte dos investimentos para importação do gás boliviano, encontrou-se numa situação delicada. O lento desenvolvimento da demanda não era compatível com as obrigações financeiras assumidas na Bolívia e nem com a necessidade de escoamento da produção nacional de gás associado. É neste contexto que a Petrobras começa a assumir um papel protagonista no desenvolvimento da demanda de gás.

A empresa passa a ter um papel ativo nos investimentos das distribuidoras de gás, através da participação no capital das mesmas. Além disto, a empresa começa a apoiar políticas para crescimento da demanda de gás, como, por exemplo, o GNV. Vale ressaltar que, até o ano 2000, a Petrobras fornecia gás para as distribuidoras estaduais venderem para postos GNV a preços menores do que para os outros segmentos de consumo. Ou seja, a empresa realizava uma política de subsídios cruzados para fomentar o mercado de GNV. Neste contexto de excesso de oferta de gás, Petrobras e governos estaduais criaram uma estrutura de incentivos que permitiu, em poucos anos, criar o segundo maior mercado de GNV no mundo (após a Argentina). Ressalte-se que em nenhum momento houve um envolvimento explícito do governo federal para estruturar este mercado. Não houve nenhum programa Pro-GNV, como foi o Pro-alcool ou o atual Programa Nacional de Biodiesel. O que ocorreu foi, isto sim, uma convergência de interesses ocasionais entre distribuidoras e Petrobras que permitiu o desenvolvimento deste mercado.

Com a eleição do Presidente Lula, a política de gás no Brasil passou por uma reorientação em função de algumas mudanças na visão predominante sobre o papel do gás na matriz energética

nacional e das turbulências no mercado de gás argentino e boliviano que afetaram a oferta brasileira. Primeiramente, é importante ressaltar que o governo Lula marca o início de uma divergência crescente entre as visões da Petrobras e do governo federal quanto ao papel do gás no Brasil. É exatamente esta divergência de visões que acabou resultando na escassez de oferta atual.

A política de gás que a Petrobras passou a implementar baseou-se no diagnóstico de que a geração elétrica não poderia ser uma âncora para o desenvolvimento do mercado deste energético. A instabilidade da demanda de gás das térmicas levou a Petrobras a considerar este mercado como não prioritário no planejamento da oferta.

Por outro lado, o governo federal se empenhou na mudança do contexto institucional do setor elétrico, o que permitiu viabilizar os investimentos na geração, inclusive na geração elétrica a gás. Na medida em que os investimentos nas térmicas a gás foram se concretizando, o governo passou a ver este segmento da geração como essencial para a segurança do abastecimento elétrico do país. Portanto, para o governo federal as termelétricas a gás eram sim um mercado prioritário para o gás natural.

Estas duas visões sobre o papel do gás natural no Brasil conviveram por alguns anos sem grandes atritos. Esta convivência foi possível em função da disponibilidade de oferta de gás boliviano e nacional e de uma combinação generosa entre um discreto crescimento da demanda elétrica e uma hidraulicidade favorável.

Nesse contexto, entre 2003 e 2006 a Petrobras, que tinha “carta branca” do governo para o setor de gás, planejou a oferta a partir das suas próprias premissas. Como consequência, o suprimento de gás para as termelétricas foi subestimado por um longo período de tempo. Enquanto isto, a demanda de gás nos outros segmentos crescia de forma acelerada (20% ao ano), em função dos incentivos oferecidos, em boa parte, pela própria Petrobras no âmbito do seu plano de massificação do mercado de gás natural.

Por outro lado, não ficou claro para o governo e para a própria sociedade qual era o real potencial de oferta de gás no Brasil. Em 2003, a Petrobras anunciou grandes descobertas de gás na Bacia de Santos. Este anúncio levou os agentes a assumirem que o contexto de oferta de gás no Brasil era muito favorável. Cabe recordar que chegou-se até mesmo a se debater a conveniência ou não do Brasil exportar GNL para os Estados Unidos. Em

2004, foi anunciada a construção do gasoduto Gasene, conectando o mercado do Sudeste com o do Nordeste. Este planejamento baseou-se na oferta de gás adicional vinda da Bacia de Santos.

Este contexto de excesso de oferta de gás foi aos poucos se desfazendo em função da crise da Bolívia e da redução do potencial de oferta doméstico. A partir de 2005, o grande potencial de oferta da Bacia de Santos foi se revelando muito menor do que aquele inicialmente sinalizado. Uma seqüência de revisões dos volumes de reservas e produção e dos custos de produção acabou por gerar uma situação bastante desconfortável para a oferta doméstica de gás.

A partir de 2006, devido à mudança radical no contexto de relativo conforto no mercado elétrico, a convivência das visões divergentes sobre o papel do gás no Brasil tornou-se insustentável. Na medida em que ficou evidente que a oferta de gás não seria suficiente para atender todos os segmentos de mercado, iniciou-se um embate entre estas duas visões. O governo federal passou a exigir da Petrobras o cumprimento dos contratos de oferta de gás para o setor elétrico. Esta “queda de braço” culmina com a assinatura do Termo de Compromisso entre a Petrobras e a Aneel, em que a empresa passa a assumir fortes penalidades financeiras caso não ofereça o gás para as térmicas a serem despachadas.

Diante do contexto acima, a Petrobras passa a buscar formas alternativas para cumprir com estes contratos: despacho programado das térmicas (reservatórios virtuais), despacho antecipado e importação de GNL. Entretanto, estas propostas quase sempre se chocam com a forma atual de organização do setor elétrico. A dificuldade de se chegar a um acordo com o setor elétrico acabou precipitando uma situação de racionamento para os outros segmentos do mercado de gás natural em outubro de 2007. Vale ressaltar que desde 2006, a Petrobras não vem podendo atender plenamente a demanda adicional de gás das empresas distribuidoras, em função da insuficiência da oferta.

Desta forma, podemos dizer que a falha de planejamento da oferta de gás natural no Brasil se deveu a uma falta de consenso entre os principais atores deste mercado sobre qual o papel dessa fonte de energia na nossa matriz energética. Portanto, esse papel continua sendo uma questão em aberto.

Antes de se refletir sobre qual deveria ser o papel do gás na nossa matriz energética, cabe perguntar quem deveria responder a esta questão.

Ou seja, quem deveria ser o responsável pela definição dos objetivos e pelo planejamento do setor de gás natural no Brasil. Na curta existência de uma política de gás no Brasil, o planejamento foi decidido e implementado pela Petrobras. Em alguns momentos, isto ocorreu até mesmo à revelia do governo federal. Existe uma razão para tal. Exagerando, podemos dizer que o Ministério de Minas e Energia poderia se chamar de Ministério das Minas e Eletricidade. Mesmo após a reforma do setor energético brasileiro na década de 1990, as políticas para o setor de petróleo e de gás natural continuaram sendo decididas pela Petrobras. O histórico de conflitos entre a ANP e a Petrobras é revelador da dificuldade que enfrenta o governo para implementar sua política energética nestes setores.

O protagonismo da Petrobras nas questões de política energética no setor de petróleo não resultou em grandes conflitos e problemas para o governo. O mesmo não se pode dizer com relação ao setor de gás natural. É importante ressaltar as enormes diferenças que existem entre estes dois setores no que concerne a questão de política energética. O gás natural é um setor muito mais complexo do ponto de vista do planejamento e de política energética. Trata-se de uma indústria de rede, com uma diversidade de atores atuando nos diversos segmentos da cadeia, com uma forte interface com o setor elétrico e uma dimensão local (estadual) e internacional muito fortes. Portanto, existe uma forte demanda por coordenação institucional. Em função disto, a implementação da política energética para o gás natural irá exigir um elevado grau de poder e legitimidade política. Por todas estas razões e, tendo em vista a falha do planejamento da Petrobras, é que o governo federal deveria assumir o papel de protagonista da política de gás no Brasil.

Caso o governo federal assuma o papel que lhe cabe na elaboração e implementação de uma política de gás natural para o Brasil, terá que arbitrar sobre muitas questões que se encontram em aberto. Dentre elas destacam-se:

- Os preços de gás no Brasil deveriam continuar sendo fixados livremente?
- O mercado de conversões de veículos para GNV deveria continuar a ser estimulado?
- O papel atual das termelétricas a gás na geração elétrica deve ser mantido?

*Mercado*

- Diante do contexto atual, deveríamos estimular a construção de novas termelétricas a gás?
  - É desejável elevar a dependência nacional da importação de gás Boliviano e Venezuela?
- A importação de GNL é a solução para a expansão da oferta de gás no Brasil

---

<sup>1</sup> Professor do IE-UFRJ/Pesquisador do GEE

# Incertezas sobre o Mercado de Biodiesel

Amir Szuster<sup>1</sup>

## Introdução

Num momento em que o biodiesel está em evidência no cenário internacional, torna-se essencial um debate sobre esse novo mercado que vem, rapidamente, se estruturando no país e no mundo. Os agentes do setor se deparam com várias escolhas a serem feitas. A diversidade existente de matérias-primas passíveis de utilização para a produção de óleo, a escolha do tamanho de planta a ser construída e qual a tecnologia a ser utilizada, estão entre algumas das decisões que devem ser tomadas pelos investidores atualmente.

Essas opções geram uma série de incertezas no que diz respeito a decisões de investimento e deixam uma questão fundamental a ser respondida: deve o investidor entrar imediatamente num mercado com vastas oportunidades, com o objetivo de aproveitar o seu pioneirismo e, portanto, se beneficiar frente aos concorrentes, ou deve ele esperar que se estabeleça um design dominante<sup>1</sup>, evitando assim uma possível opção equivocada, para então entrar nesse mercado sem os riscos que existem hoje em dia?

Neste artigo, procura-se discutir essas questões e tentar esclarecer quais são os pontos favoráveis e desfavoráveis de cada uma das duas opções propostas acima.

Neste ano, foi publicado na revista *"The McKinsey Quarterly"*, um artigo<sup>2</sup> que defendia a entrada pioneira dos investidores no ramo dos biocombustíveis, alegando maiores vantagens nesse tipo de entrada frente aos poucos benefícios existentes em uma entrada pós-consolidação do mercado.

No entanto, a análise das oportunidades do mercado de biocombustíveis apresentadas pelo artigo da revista *"The McKinsey Quarterly"* foram de âmbito geral e, portanto, não contemplaram algumas importantes especificidades do mercado brasileiro de biodiesel, deixando margens para uma avaliação mais minuciosa do nosso mercado e a verificação ou não destas previsões para o caso do biodiesel no Brasil.

Iniciaremos tratando das vantagens que existem para o investidor que entra no mercado ainda em formação. Depois, apresentaremos as vantagens de uma entrada após a real consolidação,

tanto das matérias-primas, quanto das tecnologias produtivas utilizadas e, por fim, faremos uma breve conclusão dessas análises.

## Vantagens de uma Entrada Pioneira

Entre as vantagens atuais, podemos começar com o preço dos derivados de petróleo.

Os altos preços do barril no mercado internacional são um dos principais motivos que impulsionam a procura de substitutos energéticos. A conjuntura atual parece estar muito favorável a entradas imediatas no setor de biodiesel, já que os preços do barril de petróleo estão muito acima da faixa de US\$ 40, o que segundo o estudo *Matriz Brasileira de Combustíveis*<sup>3</sup>, viabiliza a procura por alternativas energéticas de forma mais contundente.

Outros aspectos vantajosos que não devem ser desprezados são os possíveis ganhos de escala e aprendizado. Entradas pioneiras em novos mercados são, muitas vezes, fontes de vantagens e benefícios frente aos concorrentes que aparecem após a maturidade do mercado. Um bom exemplo relativo à área de biodiesel se encontra na fonte de matéria-prima. Com relação a esse aspecto, podemos destacar a terra como um fator de produção essencial que sofre os efeitos da produtividade marginal decrescente. Ou seja, o pioneirismo no setor garante condições de acesso às melhores terras com possibilidade de plantio. No caso da aquisição de matéria-prima junto aos agricultores familiares, também vale essa afirmação, já que os primeiros a entrar no mercado têm acesso a melhores opções de escolha e podem se beneficiar dessa entrada pioneira.

Também devemos citar os atuais incentivos do governo para o biodiesel, que fazem com que esse biocombustível tenha uma série de benefícios que não necessariamente serão mantidos a longo prazo. Atualmente existe uma facilidade de acesso ao crédito no BNDES, com taxas de juros baixas. A obrigatoriedade da mistura de biodiesel ao óleo diesel em processo gradativo, estipulada pelo governo, gera uma garantia de demanda que encoraja os produtores. E, por fim, mas não menos importante, existem isenções de impostos governamentais dadas aos produtores quando es-

tes adquirem matéria-prima de agricultores familiares.

### Desvantagens de uma Entrada Pioneira

Passados os aspectos vantajosos ao pioneirismo, analisaremos as incertezas existentes atualmente, as quais podem significar riscos e desvantagens para os investidores do setor.

Sabe-se que a matéria-prima é responsável por cerca de 80% do custo do biodiesel. No Brasil, atualmente, diversas oleaginosas e palmáceas, além do sebo animal, são apresentadas como possíveis fontes de matérias-primas para a produção de óleo vegetal. (ver tabela 1).

para poucas, ou às vezes apenas para uma opção predominante.

É possível fazer uma comparação do atual modelo brasileiro do biodiesel com o programa Pro-álcool implantado na década de 80. Naquela época, em que não havia ainda uma matéria-prima predominante para a produção de etanol, foram propostas algumas possibilidades como, por exemplo, álcool oriundo da mandioca. Este, em termos de produtividade, superaria a cana se considerarmos o rendimento por tonelada<sup>IV</sup>.

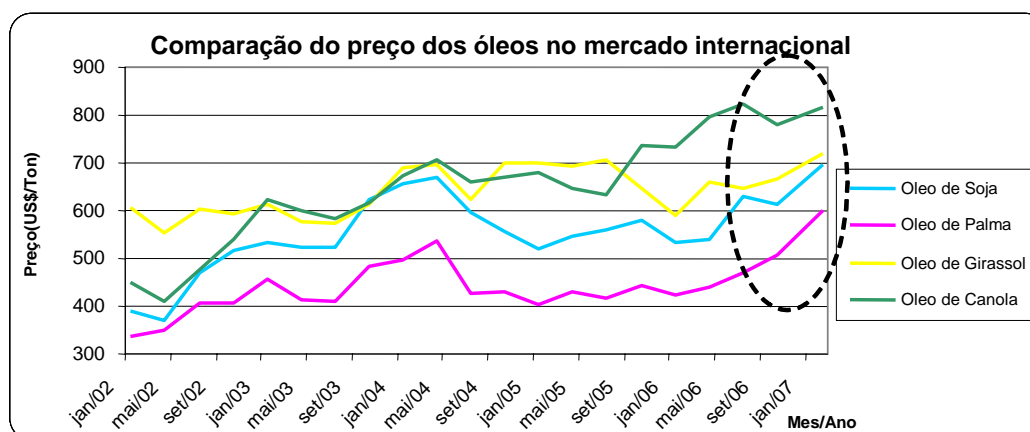
No entanto, por uma série de motivos como a falta de pesquisas que visassem uma melhoria tecnológica, o alto custo de produção e a concor-

Tabela 1

Espécie	Origem do óleo	Conteúdo de óleo (%)	Meses de colheita	Rendimento em óleo (t/ha)
Dendê	Amêndoa	26	12	3,0 - 6,0
Babaçu	Amêndoa	66	12	0,4 - 0,8
Girassol	Grão	38 - 48	3	0,5 - 1,5
Colza	Grão	40 - 48	3	0,5 - 0,9
Mamona	Grão	43 - 45	3	0,5 - 1,0
Amendoim	Grão	40 - 50	3	0,6 - 0,8
Soja	Grão	17	3	0,2 - 0,6

Fonte: NAE 2005

Gráfico 1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da FAO

Essa diversidade costuma ser vista como um fator positivo. Entretanto, como podemos observar, estamos possivelmente em uma situação que Utterback (1994) definiriam como fase fluida. Existem várias opções em pauta, mas o processo de desenvolvimento e amadurecimento da indústria tenderia provavelmente a eliminar algumas delas ao longo do tempo, havendo uma convergência

rência com a cana de açúcar, entre outros, fizeram com que o álcool de mandioca não se desenvolvesse, mesmo sendo considerado, na época, uma alternativa promissora para o setor.

Essa experiência pode nos trazer uma série de aprendizados. Possivelmente, a grande variedade de matérias-primas apresentadas anteriormente para a produção de biodiesel não será mantida durante muito tempo, pois a tendência é que haja

uma convergência para apenas uma ou duas fontes principais, sendo as demais abandonadas ou restritas a pequenos nichos de mercado.

Portanto, desse ponto de vista, seria mais prudente ao investidor esperar uma maior definição e entrar apenas quando o ambiente estiver consolidado.

Outro importante fator que corrobora a afirmação acima é o preço dos óleos vegetais no mercado internacional. A ampliação do mercado de biodiesel teve um grande impacto em óleos tradicionais como o óleo de soja, de palma, de girassol e de canola. Observando o mercado internacional (ver Gráfico 1), é perceptível a trajetória crescente dos preços destes óleos, principalmente, a partir do segundo semestre de 2006.

Esses aumentos elevam significativamente os custos de oportunidade de produção de biodiesel e fazem com que a matéria-prima, que como já dito anteriormente, é responsável por grande parte do custo de produção, se torne mais cara, dificultando a obtenção de lucros.

Outro aspecto relevante com relação à entrada imediata no setor de biodiesel se refere ao selo “combustível social”. Criado no fim de 2004 por um decreto presidencial, o selo “combustível social” é uma das importantes políticas do governo para desenvolver a produção de biodiesel. Para conseguir o selo, os produtores devem tomar uma série de medidas que visam à inclusão dos pequenos agricultores no processo de produção das oleaginosas. Essas medidas são:

- Adquirir do agricultor familiar matéria-prima para a produção de biodiesel em parcela percentual não inferior a definida pelo Ministério do Desenvolvimento Agrário
- Celebrar contratos com os agricultores familiares, especificando as condições comerciais que garantam renda e prazos compatíveis com a atividade, conforme requisitos a serem estabelecidos pelo Ministério do Desenvolvimento Agrário
- Assegurar assistência e capacitação técnica aos agricultores familiares.

É importante frisar que o selo é pré-requisito para a participação de leilões de biodiesel realizados pela ANP. Dessa forma, a obtenção do selo não é apenas opcional, e sim, essencial para os grandes produtores de biodiesel.

Atualmente, os preços referentes aos cinco leilões já realizados ficaram na média em torno de R\$1,80 por litro. Esse preço é consideravelmente

mais alto que o preço atual do produtor para o óleo diesel, que se encontra por volta de R\$1,36 por litro (não inclui ICMS)<sup>V</sup>.

Esses valores nos remetem a uma dificuldade de competição entre o diesel mineral e o biodiesel. Hoje em dia, existem subsídios ao segundo, além de imposições como, por exemplo, a lei que obriga a mistura de 2% de biodiesel (B2) no diesel mineral a partir do início de 2008. No entanto, para que futuramente sejam implementadas maiores porcentagens de mistura, será necessária uma diminuição dos preços do biodiesel, já que quanto maior a mistura, como por exemplo o B20, maior a parcela de biodiesel no preço final, e portanto, maior a alta dos preços.

Analisando a estrutura dos custos de produção do biodiesel, já tendo em vista que 80% são referentes à matéria-prima utilizada, cabe observar que os outros 20% restantes dizem respeito ao processo industrial de transesterificação, além de outros custos fixos das plantas. Essa composição nos mostra que devem ser feitos esforços para diminuir ao máximo os custos de produção das matérias-primas, pois são elas que apresentam maior peso na composição do preço final e, por isso, maior margem para economias de escala.

Existem duas políticas que, em conjunto, podem trazer em médio prazo resultados significativos para a diminuição do preço das oleaginosas.

A primeira, que de certa forma já está sendo implementada, é a de intensificar as pesquisas nessa área, coordenadas pela Embrapa, visando aumentar a produtividade das oleaginosas. A disponibilização de sementes de maior qualidade pode impulsionar a produtividade e diminuir os custos de produção. O caso da soja é um grande exemplo de evolução e desenvolvimento em pesquisas obtido pela Embrapa. No entanto, devemos lembrar que o desenvolvimento tecnológico da soja ocorreu de forma gradativa e demandou um longo prazo de pesquisas e experiências. Dessa forma, esse se torna mais um fator favorável à cautela na entrada imediata no setor de biodiesel.

A segunda política seria referente a uma flexibilização do selo “combustível social”. Apesar de ser uma política de inclusão social, o selo limita, em grande parte, possíveis ganhos de escala na produção de matérias-primas. Caso não fosse obrigatória a compra de pequenos produtores, poderia haver significativos ganhos de produtividade em plantações mecanizadas mais eficientes.



A questão seria então como conciliar os interesses econômicos e os fatores de inclusão social presentes no projeto. Essa, sem dúvida, é uma das grandes questões que se colocam atualmente no desenvolvimento do biodiesel. O único ponto que devemos destacar é que essa incompatibilidade pode vir a inviabilizar a continuação do desenvolvimento do biodiesel, pois os preços são determinantes para possibilitar uma utilização maior desse combustível na matriz energética do país.

Ou seja, caso se repitam os exemplos ocorridos na história do nosso país, como o do café, da cana de açúcar e da soja, que não abriram espaço para pequenos agricultores e ficaram concentrados em grandes latifúndios, as matérias-primas utilizadas para a produção de biodiesel podem vir a seguir o mesmo caminho, caso queiram se tornar competitivas, ou seja, abrir mão do objetivo social previsto pelo governo, a fim de diminuir os custos e ampliar a produção. No entanto, isso iria de encontro ao caráter social do selo e, com certeza, essa será uma questão amplamente debatida nos próximos anos entre os agentes do setor. Mudanças na legislação podem acontecer ao longo do tempo para compatibilizar os objetivos sociais e de suprimento energético do programa.

### Conclusão

Portanto, esses são os principais fatores que levam a uma maior cautela em relação à entrada imediata no mercado de biodiesel.

Diferentemente do artigo da Revista *The Quarterly McKinsey* citado no início deste trabalho, analisamos o setor de biodiesel brasileiro e vimos que ainda existem inúmeras indefinições e questões em aberto que podem ser essenciais para uma maior consolidação desse mercado. Estas indefinições parecem ser mais significativas do que os benefícios já vistos de uma entrada imediata no setor.

Resta acompanhar as novas medidas governamentais e esperar que as definições ocorram. Assim como aconteceu no mercado sucroalcooleiro do país, no qual existe hoje uma maior consolidação, o modelo de negócio, ou, para utilizar a noção de Utterback, o design dominante, emergiu com a evolução e amadurecimento da indústria. Muitas opções presentes no início foram abandonadas. A definição do modelo de produção mais eficiente que se deu ao longo dos anos fez com que mesmo entrantes tardios pudessem se colocar como produtores eficientes, sem incorrer nos riscos do pioneirismo. O mercado de biodiesel ainda precisa superar incertezas primordiais para seu desenvolvimento e sua afirmação na matriz energética brasileira.

### <sup>1</sup> Bolsista ANP – GEE/IE-UFRJ

<sup>I</sup> Entende-se por Design Dominante aquela classe de produto ou tecnologia que adquire a fidelidade do mercado e, conseqüentemente, passa a ser adotada pelos concorrentes e inovadores. A adoção deste produto ou tecnologia passa a ser fator primordial para a participação competitiva destes agentes no mercado. O trabalho de UTTERBACK(1994) aprofunda e explicita melhor este conceito.

<sup>II</sup> CAESAR,W.,RIESE,J and SEITZ,T. – Betting on Biofuels ,The Mckinsey Quarterly - Maio/07

<sup>III</sup> Elaborado pelo Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ, disponível em [http://www.nae.gov.br/matriz\\_de\\_combustivel.htm](http://www.nae.gov.br/matriz_de_combustivel.htm)

<sup>IV</sup> Conforme pesquisas no Departamento Agroindústria e Tecnologia de Alimentos da Esalq, uma tonelada de cana-de-açúcar, com 140 kg de Açúcar Total Recuperável (ATR), produz 85 litros de álcool, enquanto que uma tonelada de mandioca, com rendimento de 20% de amido, pode produzir 104 litros de álcool, ou seja, a mandioca produz 19 litros a mais.

<sup>V</sup> Fonte:

[http://www.anp.gov.br/doc/petroleo/2007/comerc\\_diesel07](http://www.anp.gov.br/doc/petroleo/2007/comerc_diesel07).

### Referências Bibliográficas:

- ALMEIDA,E.F, BOMTEMPO, J.V, SILVA,C.M.S - The performance of Brazilian Biofuels: An Economic,Environmental and Social Analysis, OCDE, 2007  
 CAESAR,W.,RIESE,J and SEITZ,T. – Betting on Biofuels ,The Mckinsey Quarterly, may, 2007  
 MATRIZ BRASILEIRA DE COMBUSTÍVEIS - Projeto NAE-CGEE/IE-UFRJ, disponível em [http://www.nae.gov.br/matriz\\_de\\_combustivel.htm](http://www.nae.gov.br/matriz_de_combustivel.htm), 2007

## Fatos Marcantes

### **Gás Natural do País Terá Aumento Real entre 15% e 25%**

A diretora de Gás e Energia da Petrobras, Maria da Graça Foster, confirmou que a estatal vai promover um aumento real entre 15% e 25% sobre o preço do gás natural de produção nacional.

O aumento será diluído entre os setores. A diretora também afirmou que a Petrobras vai negociar com cada uma das distribuidoras o aumento do preço. Segundo ela, mais do que uma medida para desestimular o consumo, o aumento é necessário para garantir os investimentos da Petrobras para aumentar suas reservas de gás.

### **Petrobras Anuncia Descoberta de Maior Área Petrolífera do País**

A Petrobras anunciou a descoberta da sua maior província petrolífera, que, segundo a ministra-chefe da Casa Civil, Dilma Roussef, porá, no futuro, o País numa nova posição entre os produtores mundiais. O comunicado oficial da empresa diz que a descoberta pode aumentar em 50% as reservas de petróleo e gás do país.

Dilma Roussef acredita que o país se tornará exportador de óleo e gás com a descoberta na Bacia de Santos, e que se estende pelas Bacias do Espírito Santo e de Campos.

O presidente da Petrobras, José Sergio Gabrielli, disse que o potencial da reserva pré-sal – ou seja, em águas muito profundas – pode fazer com que o país passe para o nono ou oitavo lugar no ranking mundial. Ele disse que ainda não é possível estimar os custos para a exploração dessa nova área.

### **Brasil Não Vai Mudar Política de Biocombustíveis**

A recente condição de potência petrolífera não levará o Brasil a abandonar seu programa de biocombustíveis, afirmou o presidente Luiz Inácio Lula da Silva.

"O Brasil não vai diminuir em nenhum milímetro a sua política de biocombustíveis", afirmou. Na sua avaliação, é do interesse do país possuir a matriz energética mais diversificada possível.

Lula disse que o governo está elaborando um programa que define as áreas onde podem ser

cultivadas as plantas a partir das quais serão produzidos o álcool e o biodiesel.

### **Petrobras Diz que Abastecimento de Gás Foi Normalizado**

O fornecimento de gás para as grandes distribuidoras no Sudeste foi regularizado e retornou aos níveis anteriores à recente restrição na oferta, informou o diretor financeiro da Petrobras, Almir Barbassa.

"Nesse momento está suprindo toda a demanda. Aquilo (a restrição) foi momentâneo, já acabou... retornamos a entregar o que era entregue anteriormente", disse Barbassa, acrescentando não ter informações detalhadas sobre como o problema foi contornado.

Há duas semanas, a Petrobras precisou redirecionar gás para abastecer termelétricas, a pedido da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), que buscava preservar os níveis dos reservatórios das hidrelétricas, depois de um período seco mais longo que o normal.

Posteriormente, o envio para as termelétricas foi parcialmente reduzido com a chegada das chuvas, melhorando os níveis dos reservatórios.

Mas a Petrobras, apesar da informação de regularização do abastecimento, recorreu da decisão da Justiça favorável às distribuidoras do Rio.

A petrolífera possui um parque de geração de energia de 4 mil megawatts e assinou em maio um termo de compromisso com a Aneel se comprometendo a despachar a eletricidade das termelétricas quando solicitada.

### **ANP Devolverá R\$ 5 milhões Após Tirar Blocos Exploratórios de Leilão**

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) informou que devolverá cinco milhões de reais às 24 empresas que pagaram para ter acesso às informações sobre os 41 blocos exploratórios retirados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) da Nona Rodada de Licitações, programada para o fim do mês.

A decisão de retirar os 41 blocos da rodada se deve à descoberta do megacampo de petróleo e gás de Tupi, na Bacia de Santos. As áreas do lei-

---

lão que foram preservadas têm as mesmas características de Tupi e também estão localizadas em altas profundidades, conhecidas como camada de "pré-sal".

### **Fontes de Energia Precisam Dobrar Até 2050, Diz Relatório**

Um relatório do Conselho Mundial de Energia divulgado nesta segunda-feira, em Roma, revela que as reservas de energia do planeta devem dobrar até 2050 para que seja possível suprir a demanda de todos os lares.

O documento "Decidindo o Futuro: Cenários das Políticas de Energia para 2050" antecipa quatro cenários diferentes sobre o futuro dos sistemas mundiais de energia e faz recomendações com base em três categorias: acesso (energia moderna e acessível para todos), disponibilidade (energia confiável e segura) e aceitação (cumprimento de objetivos sociais e ambientais).

O relatório também aponta objetivos comuns para que os governos mundiais consigam pro-

gramar suas políticas energéticas fundamentadas nestas categorias.

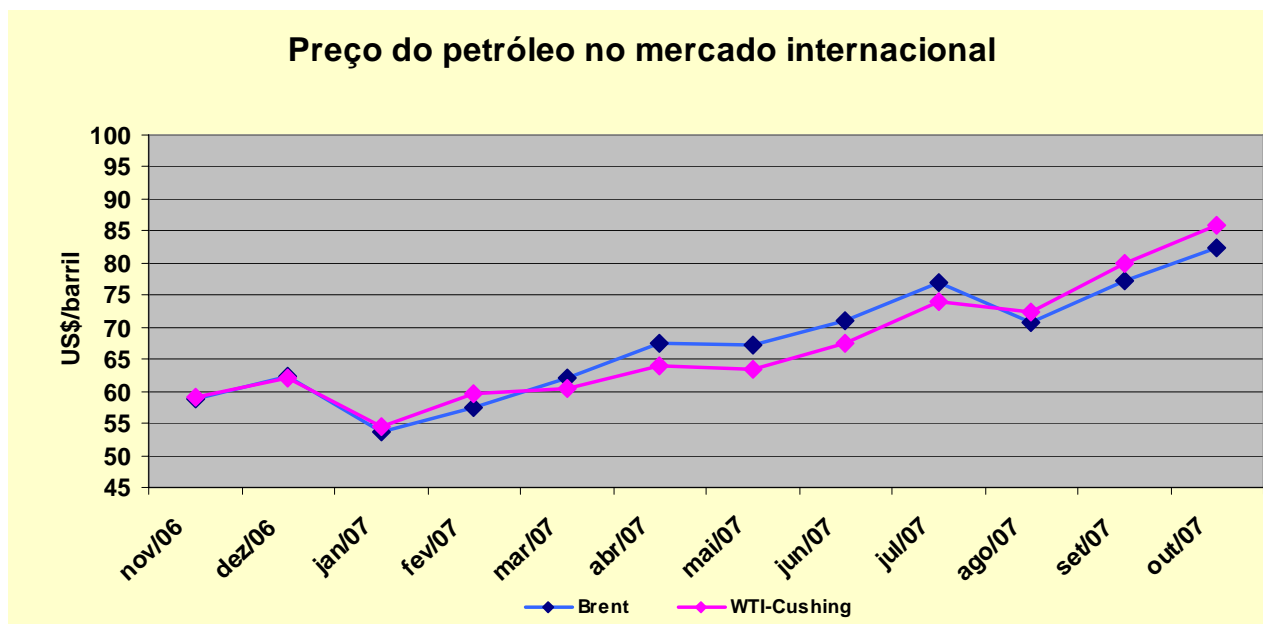
Segundo os pesquisadores, até 2035 é possível reduzir o número de pessoas sem acesso aos sistemas de energia modernos de 2 bilhões para 1 bilhão.

Até 2050, de acordo com o estudo, é possível reduzir este número novamente pela metade (para 500 milhões).

De acordo com o estudo, os combustíveis fósseis devem continuar representando a maior proporção de energia primária necessária nas próximas quatro décadas.

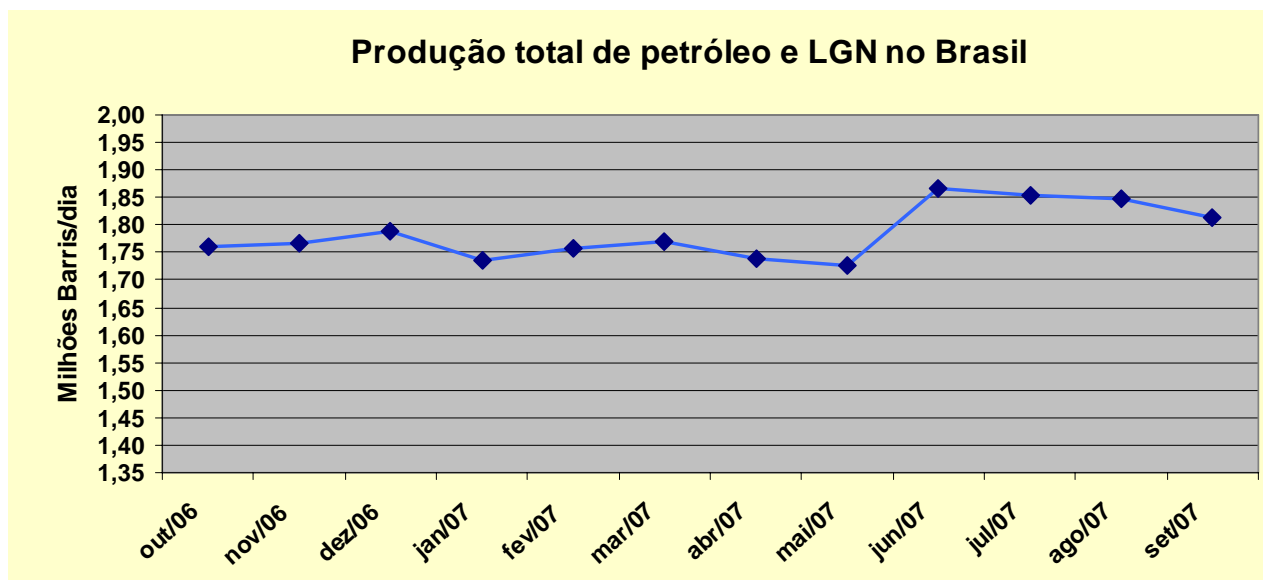
O relatório foi elaborado com base em 20 oficinas realizadas em cinco regiões: África, Ásia, América do Norte, América Latina e Caribe e Europa.

Gráfico 1



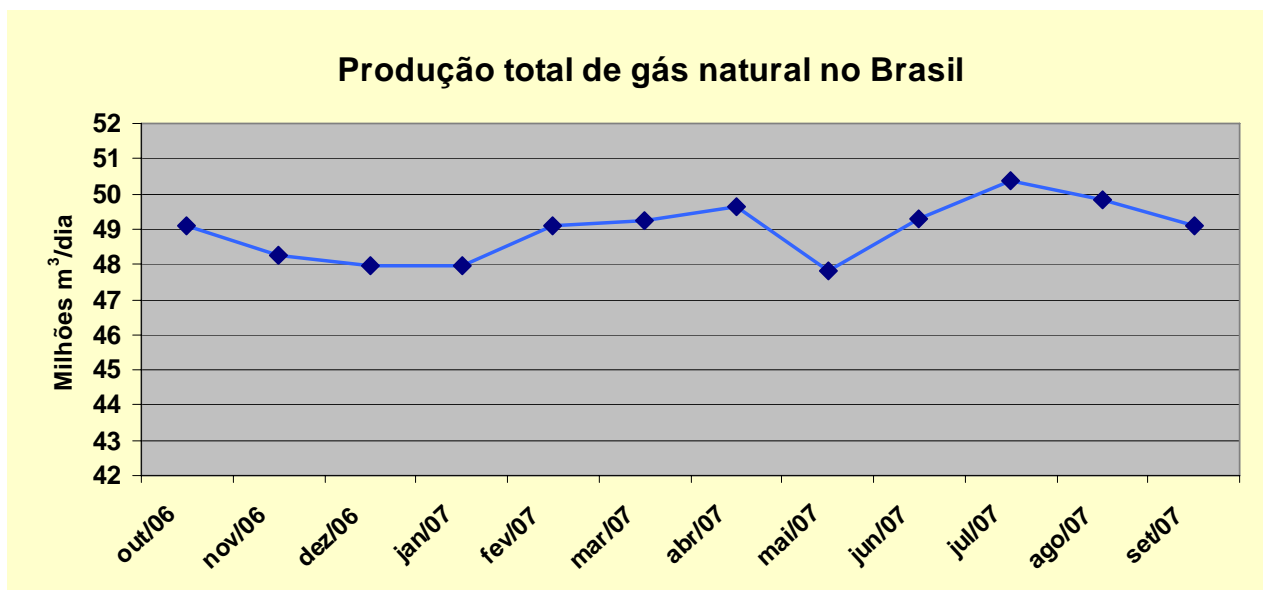
Fonte: EIA

Gráfico 2



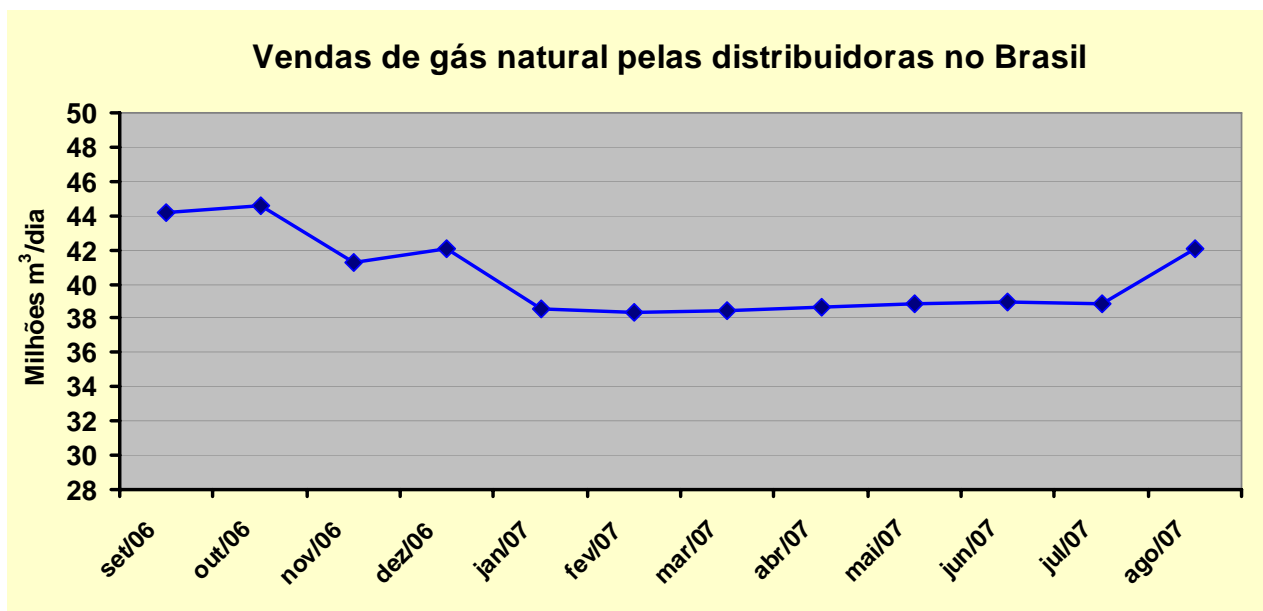
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia