

---

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

---

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Maio/Junho de 2011 – Ano 11 – n.2

---

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados nove artigos:

Impactos da alta dos preços do petróleo: a acumulação de renda petrolífera nos países da OPEP, por Helder Queiroz.

O futuro dos biocombustíveis VII – qual o papel do Brasil?, por José Vitor Bomtempo.

Etanol: de promessa a problema, por Luciano Losekann.

Segurança energética e mudança climática: diferentes visões, diferentes políticas, por Ronaldo Bicalho.

Crise de oferta no mercado do etanol: conjuntural ou estrutural?, por Edmar de Almeida e Thales Viegas.

O futuro do shale gas e a dinâmica da indústria de gás natural, por Marcelo Colomer.

O Pré-sal e a eficiência energética, por Renato Queiroz e Agenor Garcia.

A solução para a crise do etanol: incentivos, subsídios, regulação ou defesa da concorrência?, por Thales Viegas.

Desenvolvimento econômico, energia e emissões de CO<sub>2</sub>, por Jacqueline Batista Silva.

### **Equipe:**

**Editor:** Ronaldo Bicalho

**Conselho Editorial:** Edmar de Almeida, Helder Queiroz, José Vitor Bomtempo, Luciano Losekann, Marcelo Colomer, Ronaldo Bicalho

**Secretária executiva:** Jacqueline G. Batista Silva

**Contatos:** [economia.energia@ie.ufrj.br](mailto:economia.energia@ie.ufrj.br)

# **Autores**

## **Agenor Garcia**

Autor do livro “Leilão de Eficiência Energética no Brasil”, Editora Synergia, e ex-assessor da Empresa de Pesquisa Energética.

## **Edmar de Almeida**

Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais; Mestre em Economia Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro; Doutor em Economia Aplicada pelo Institut d’Economie et de Politique de l’Energie – IEPE – da Universidade Pierre Mendes-France, França; Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e membro do Grupo de Economia de Energia do IE/UFRJ.

## **Helder Queiroz**

Doutor em Economia Aplicada (1993) pelo Instituto de Economia e Política de Energia/Universidade de Grenoble, França. É Professor Associado no Instituto de Economia (IE) da UFRJ e é membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

## **Jacqueline Batista Silva**

Bacharel em Física pela Universidade Federal Fluminense. Após lecionar por seis anos, tornou-se servidora da Universidade Federal do Rio de Janeiro, onde cursou o MBA em Economia e Gestão em Energia pelo Instituto COPPEAD de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração (2009). Em 2010 passou a integrar a equipe de pesquisadores do Grupo de Economia da Energia.

## **José Vitor Bomtempo**

Doutor pela Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1994. Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ e Professor e pesquisador da Pós-graduação da Escola de Química/UFRJ. Áreas de atuação: economia e administração, organização industrial e estudos industriais.

## **Luciano Losekann**

Possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1996) e doutorado em Economia da Indústria e da Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2003). Atualmente é professor adjunto da Universidade Federal Fluminense e Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

## **Marcelo Colomer**

Doutor em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Mestre em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). Professor Adjunto no Instituto de Economia da UFRJ e membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

### **Renato Queiroz**

Mestre em Planejamento Energético em 1984 pela COPPE/UFRJ; Pós-graduado em Administração de Empresas pela PUC-RJ em 1976; Graduado em Engenharia Elétrica em 1972 pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Integrou o Corpo Gerencial de Furnas Centrais Elétricas SA na área de Planejamento da Diretoria de Engenharia, Planejamento e Construção; exerceu a função de Assistente da presidência da empresa TERMORIO S.A, e ocupou o cargo de superintendente de Recursos Energéticos da Empresa de Pesquisa Energética tendo sido o coordenador executivo do Plano Nacional de Energia 2030 e dos Balanços Energéticos Nacionais dos anos 2005, 2006, 2007, 2008.

Atualmente é Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

### **Ronaldo Bicalho**

Doutor pelo Instituto de Economia da UFRJ; Professor e Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

### **Thales Viegas**

Doutor em Economia pelo Instituto de Economia da UFRJ e Mestre em Economia pela Universidade Federal de Uberlândia

# Impactos da alta dos preços do petróleo: a acumulação de renda petrolífera nos países da OPEP

Por Helder Queiroz (\*)

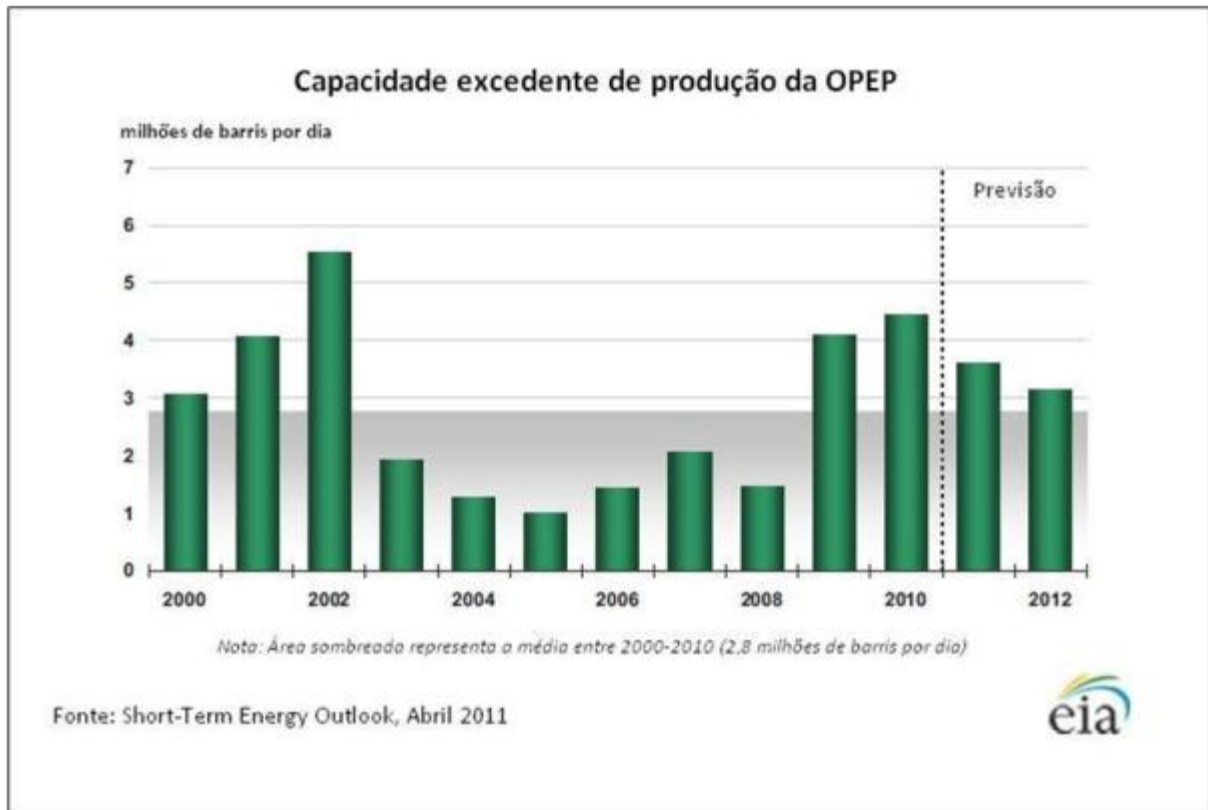
No artigo sobre a crise política no mundo árabe e seus efeitos sobre o mercado internacional do petróleo [1] foi destacado que a volatilidade dos preços permaneceria como resultado das fontes de incerteza. Estas estão associadas à instabilidade política nos países árabes e à necessidade de recomposição das relações geopolíticas estabelecidas entre países produtores e importadores de petróleo.

Cabe examinar, ao fim do primeiro quadrimestre do ano de 2011, algumas das consequências da permanência das condições de volatilidade e preços altos no mercado internacional do petróleo.

Três aspectos fortemente interdependentes merecem ser destacados e qualificados.

*Primeiro*, cabe enfatizar a diferença da situação atual com relação ao pico dos preços em 2008. Três anos atrás as condições de contorno da indústria mundial de petróleo eram marcadas, especialmente, pelas limitadas condições de oferta. Uma ilustração deste aspecto é apresentada no gráfico 1. É possível notar que a capacidade excedente de produção dos países da OPEP apresentava patamares muito baixos em 2008; no final de 2010, a referida capacidade excedente ultrapassava o patamar de 4 milhões de barris/dia nos países da OPEP. Ou seja, no início de 2011, os fatores ligados à estrutura da oferta não são suficientes para explicar as oscilações de preços.

Gráfico 1

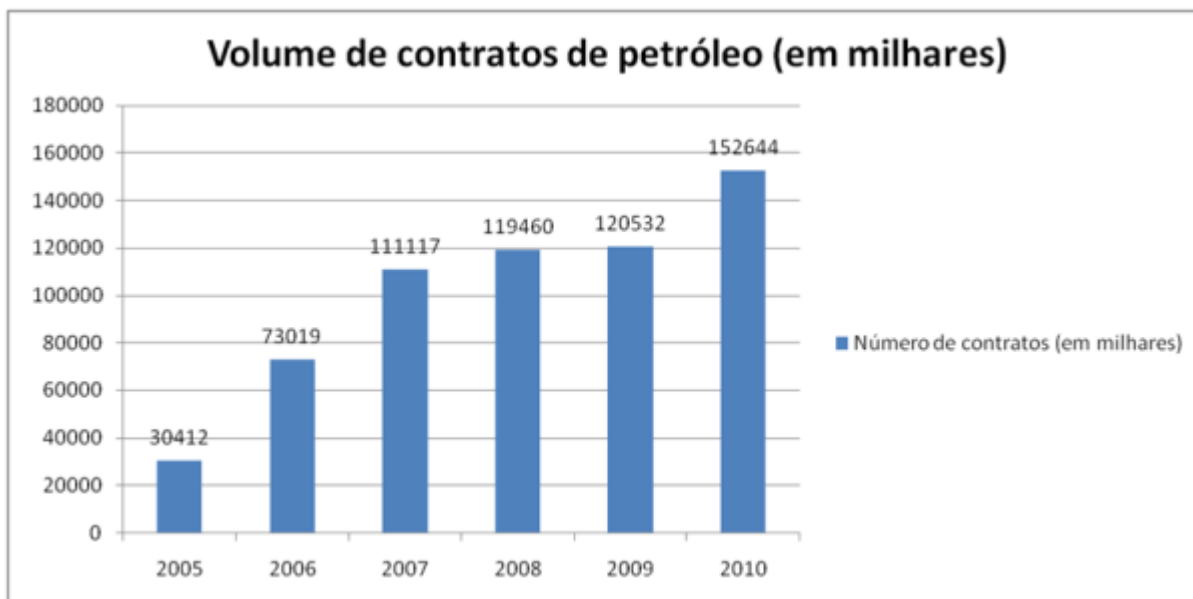


*Segundo*, é cada vez mais notável a importância crescente do mercado futuro sobre o comportamento dos preços, especialmente em momentos de incerteza. É possível constatar que os movimentos especulativos de curto prazo têm ampliado significativamente o volume de transações no mercado futuro, o que retroalimenta a tendência altista.

Entretanto, importa notar igualmente que o volume de contratos tem registrado um forte aumento ao longo dos últimos anos. Isto denota sua importância crescente para o processo de formação de expectativas e preços na indústria do petróleo. Ademais, a atividade especulativa nesses mercados cresce igualmente em decorrência do uso dos fundos de *commodities* como ativos financeiros. Nesse sentido, é notável o contínuo descolamento do crescimento da demanda do mercado físico vis-à-vis o mercado futuro do petróleo.

Importa assim observar que no mercado físico, entre 2005-2010, a demanda mundial cresce a uma taxa média anual de um pouco abaixo de 2% a.a.. Já no mercado futuro, para o mesmo período, a demanda por contratos foi multiplicada por cinco vezes (gráfico 2). No início deste ano, este volume cresceu de forma bastante significativa em decorrência da crise no mundo árabe e das fontes de incertezas supracitadas, registrando no mês de abril de 2011 um incremento de 25% comparado com o volume transacionado em dezembro de 2010.

Gráfico 2



Fonte: *Intercontinental Exchange Annual Report (2010 e 2007)*

*Terceiro*, para os países importadores de petróleo, a persistência de um patamar elevado de preços se traduz em efeitos inflacionários decorrentes dos aumentos dos preços dos derivados de petróleo. Em contrapartida, para os países exportadores tal situação permite a apropriação de uma renda petrolífera ainda mais significativa. As denominadas rendas diferenciais nascem das estruturas de custos diferentes entre produtores de um mesmo bem. Elas são derivadas de vantagem econômica de certas unidades de produção com relação a outras que operam na indústria. A busca pela apropriação da renda constitui o principal motor das empresas que atuam na indústria petrolífera, dado que os preços que se formam neste mercado podem se situar muito acima dos custos de produção. Daí o interesse do Estado, em qualquer país produtor, em criar mecanismos de repartição da renda.

Quando os preços sobem, a parcela de renda petrolífera gerada também aumenta. No caso dos países exportadores, o incremento do valor das exportações é muito significativo e se traduz numa transferência de fluxos financeiros oriundos dos países importadores.

Para ilustrar de forma simplificada este argumento, podemos avaliar o montante da renda petrolífera extraordinária decorrente da alta de preços registrada nos primeiros quatro meses do ano. Tomando como hipóteses que i) a renda extraordinária é calculada através da diferença entre o valor médio da produção e ii) a produção de 2010 se manteve constante; é possível notar que, por dia, os países da OPEP se apropriam de cerca de US\$ 670 milhões. Ou seja, ao longo de 2011 esses países acumularam um adicional de receita de cerca de US\$ 80 bilhões.

Cabe notar que o fundamental para estes países deveria ser a capacitação para uma utilização racional dos recursos financeiros oriundos de recursos esgotáveis e com preços voláteis. Celso Furtado, com a sua elegante análise estrutural econômica, já destacava nos seus Ensaio sobre a Venezuela [2], em especial no texto “El Desarrollo reciente de la economía venezolana”, de 1957, que o problema central para países com abundância de recursos naturais diz respeito à orientação correta dos gastos públicos. Para Furtado, o que importa é fundamentalmente a forma de apropriação e o uso das divisas de exportação de países com grande dotação de recursos naturais, buscando transformá-los em programas e projetos de desenvolvimento econômico e social. Após mais de meio século, a abordagem do Mestre continua atual.

Tabela 1:

## Renda Petrolífera Extraordinária – Países OPEP

| Países              | Produção 2010         | Valor da Produção 2010 <sup>1</sup> | Valor da produção 2011 <sup>2</sup> | Renda Petrolífera Extraordinária |
|---------------------|-----------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|
| <b>Membros OPEP</b> | Milhões de barris dia | US\$ milhões/dia                    | US\$ milhões/dia                    | US\$ milhões/dia                 |
| Algéria             | 1,27                  | 100,94                              | 130,05                              | 29,11                            |
| Angola              | 1,79                  | 142,54                              | 183,64                              | 41,11                            |
| Arábia Saudita      | 8,22                  | 653,74                              | 842,28                              | 188,54                           |
| Emirados Árabes     | 2,31                  | 183,42                              | 236,32                              | 52,90                            |
| Equador             | 0,48                  | 37,78                               | 48,68                               | 10,90                            |
| Irã                 | 3,71                  | 294,85                              | 379,89                              | 85,04                            |
| Iraque              | 2,40                  | 190,82                              | 245,85                              | 55,03                            |

|              |              |                |                |               |
|--------------|--------------|----------------|----------------|---------------|
| Kuwait       | 2,30         | 183,26         | 236,11         | 52,85         |
| Líbia        | 1,56         | 124,08         | 159,87         | 35,79         |
| Nigéria      | 2,06         | 164,09         | 211,42         | 47,33         |
| Qatar        | 0,80         | 63,87          | 82,29          | 18,42         |
| Venezuela    | 2,28         | 181,67         | 234,06         | 52,39         |
| <b>TOTAL</b> | <b>29,18</b> | <b>2320,90</b> | <b>2990,26</b> | <b>669,37</b> |

<sup>1</sup> US\$ 79,54 p/b

<sup>2</sup> US\$ 102,48 p/b e produção de 2010

Fonte: *Monthly Oil Market Report*, abril 2011

(\*) O autor agradece à assistente de pesquisa Ana Tavares, do GEE/IE/UFRJ, pelo tratamento das informações estatísticas e gráficas.

[1] Pinto Junior, H.Q. A crise no mundo árabe e o preço do petróleo. Boletim Infopetro, Março/Abrilo, Ano 11. n. 1, 2011

[2] Ver Furtado, Celso, *Ensaio Sobre a Venezuela: Subdesenvolvimento com Abundância de Divisas*, Editora Contraponto, 2008.



# O futuro dos biocombustíveis VII – qual o papel do Brasil?

**Por José Vitor Bomtempo**

No artigo anterior (\*), discutimos a estratégia da Petrobras, sem dúvida o ator mais importante no futuro da energia no Brasil. Vimos que se pode depreender das iniciativas da empresa uma postura de participação efetiva na indústria de biocombustíveis. Mas essa participação parece se dar dentro de uma visão comprometida mais com a indústria de hoje – dita de primeira geração – do que com a indústria do futuro – dita de biocombustíveis avançados e outros bioprodutos.

Essa perspectiva é reforçada ao se comparar a Petrobras com outras grandes empresas de petróleo, como a Shell, BP, por exemplo (ver os artigos anteriores; o futuro dos biocombustíveis IV e V – Boletim Infopetro, Set/Out, 2010), que combinam um posicionamento na indústria atual com uma estratégia de construção da nova indústria. Outra empresa de petróleo que tem reforçado de forma interessante sua participação nos biocombustíveis do futuro é a Total. Voltaremos ao caso da Total no próximo artigo. A questão hoje é examinar o papel do Brasil na indústria do futuro e para isso devemos examinar bem mais do que o papel da Petrobras.

O lançamento recente do PAISS – Plano Conjunto BNDES-FINEP de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico – e, ao mesmo tempo, o intenso movimento de chegada ao Brasil de empresas estrangeiras interessadas em investir em biocombustíveis avançados são dois pontos que podem servir à discussão: qual o papel do país na indústria do futuro?

Pode-se dizer que em certa medida o futuro dos biocombustíveis avançados se joga hoje no Brasil. Quem são os jogadores? Tipicamente, são as *startups* americanas – empresas de base tecnológica – apoiadas de modo geral por grandes empresas de petróleo. Talvez o mais interessante desses jogos seja entre Amyris – Total “contra” Shell/Cosan-Iogen-Codexis-Virent.

Outras presenças anunciadas podem ser Butamax (projeto BP-Dupont para biobutanol) e Solazyme, entre outras menos presentes na mídia especializada. Todas essas empresas vieram em busca, em primeiro lugar, de um recurso crítico para seus projetos: açúcares de baixo custo, reforçando a idéia de que a cana de açúcar é muito mais importante (quando se fala em indústria do futuro) do que o etanol.

Existem unidades de pesquisa e demonstração instaladas e instalando-se no Brasil e a produção comercial, pelo menos enquanto os açúcares celulósicos não estiverem disponíveis a custo competitivo em outros países, tende a se localizar também no Brasil, aproveitando, em muitos casos, unidades de produção de etanol já existentes.

Note-se que, exceto o projeto Shell-Iogen de etanol celulósico, todos os outros projetos têm como alvo outros combustíveis avançados, tipo *drop in*, e produtos químicos (*biobased chemicals*). Ao mesmo tempo, registrou-se recentemente a interrupção da operação da planta piloto da Dedini de etanol lignocelulósico ao lado de uma manifestação, vinda do CTC, de que o etanol de segunda geração patinava no Brasil por falta de apoio governamental.

Não se pode esquecer, como contraponto positivo do lado brasileiro, o sucesso da Braskem com o biopolietileno, baseado em etanol, que parece abrir para a empresa oportunidades interessantes na química baseada em matérias primas renováveis. Nesse ambiente, coloca-se o PAISS, plano conjunto BNDES – FINEP.

O PAISS, lançado em 17 de março e atualmente aberto para submissão de cartas de interesse das empresas que desejam se candidatar aos financiamentos oferecidos, se propõe a aplicar R\$ 1 bilhão de reais, distribuídos em R\$ 250 milhões anuais, durante 4 anos, em 3 linhas temáticas consideradas inovadoras. As linhas temáticas são: Bioetanol de 2ª geração, Novos produtos de cana de açúcar e Gaseificação. Serão selecionados no máximo 5 projetos por linha temática. As formas de apoio são variadas e reúnem os instrumentos habituais do BNDES e da FINEP.

Como o PAISS se coloca diante do desafio de construção da indústria de biocombustíveis e bioprodutos do futuro? O primeiro ponto positivo é o reconhecimento explícito de que o futuro é maior do que o etanol. Mesmo que uma das linhas temáticas seja dedicada ao etanol, deve ser destacado que o detalhamento da linha identifica pelo menos 3 sub-linhas, entre as 5 a serem contempladas, que representam conhecimentos de base para o aproveitamento integral da cana de açúcar de um modo geral: coleta e transporte de palha, pré-tratamento de biomassa e produção de enzimas/processos de hidrólise.

Em relação aos Novos produtos de cana açúcar, o plano é mais vago, limitando-se a mencionar que devem ser produzidos por meio de processos biotecnológicos – o que pode ter sido uma restrição excessiva na atual fase da indústria em que as alternativas tecnológicas são ainda muito variadas e em competição entre si (ver O Futuro dos Biocombustíveis III - Boletim Infopetro, Jul/Ago, 2010).

A terceira linha temática – Gaseificação – parece supervalorizar essa alternativa tecnológica tanto pela sua situação no cenário internacional quanto brasileiro. Poderia se entender melhor um apoio à rota termoquímica se a visão fosse mais ampla – outras matérias primas além da cana de açúcar, como resíduos agrícolas e florestais e lixo, por exemplo, e também outras alternativas tecnológicas além da gaseificação como a pirólise para a produção de bio-óleo.

Quanto às formas de aplicação de recursos, o PAISS oferece as alternativas existentes atualmente nas plataformas BNDES e FINEP, o que pode permitir uma razoável flexibilidade para adaptação aos diferentes casos que venham a surgir.

O que dizer dos volumes de recursos a serem aplicados? Tomemos alguns parâmetros de comparação: a indústria movimentou cerca de US\$ 650 milhões em *venture capital* nos EUA em 2010, o DOE Biomass Program investiu US\$ 217 milhões em 2009, nas IPO recentes foram levantados US\$ 107 milhões pela Gevo e US\$ 78 milhões pela Codexis, a entrada da Total no capital da Amyris, com 17% de participação, custou US\$ 133 milhões, uma unidade de demonstração de etanol lignocelulósico custa em torno de US\$ 50 milhões.

Considerando os parâmetros acima, o volume de recursos a serem investidos pelo PAISS (R\$ 250 milhões anuais, isto é, cerca de US\$ 150 milhões) pode ser considerado expressivo como primeira iniciativa efetiva de financiar a evolução tecnológica da indústria.

Resta esperar que as empresas se habilitem com bons projetos, que os recursos encontrem tomadores de boa qualidade, que surjam novos *players* além dos citados nesse artigo e principalmente que o programa também evolua na sua visão da indústria do futuro.

Em primeiro lugar, que a continuidade possa ser assegurada. Quatro anos é um prazo muito curto para a construção de uma nova indústria. Lembre-se que a BP está investindo US\$ 50 milhões por ano, durante 10 anos, para estruturar apenas um centro de pesquisa em bioenergia, o EBI. Em segundo lugar, que o programa aprenda com o processo e também inove nos mecanismos de apoio e principalmente nas formas de coordenação dos processos. Afinal, além de tecnologia, existe um grande aprendizado (no mundo todo) na busca de inovações na própria forma de inovar. Dessa forma, será possível esperar que a contribuição brasileira à nova indústria seja mais do que ser a fonte eficiente de açúcar.

(\*) Bomtempo, J.V. O futuro dos biocombustíveis VI: a estratégia da Petrobras. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 11, n. 1, 2011

.

## Etanol: de promessa a problema

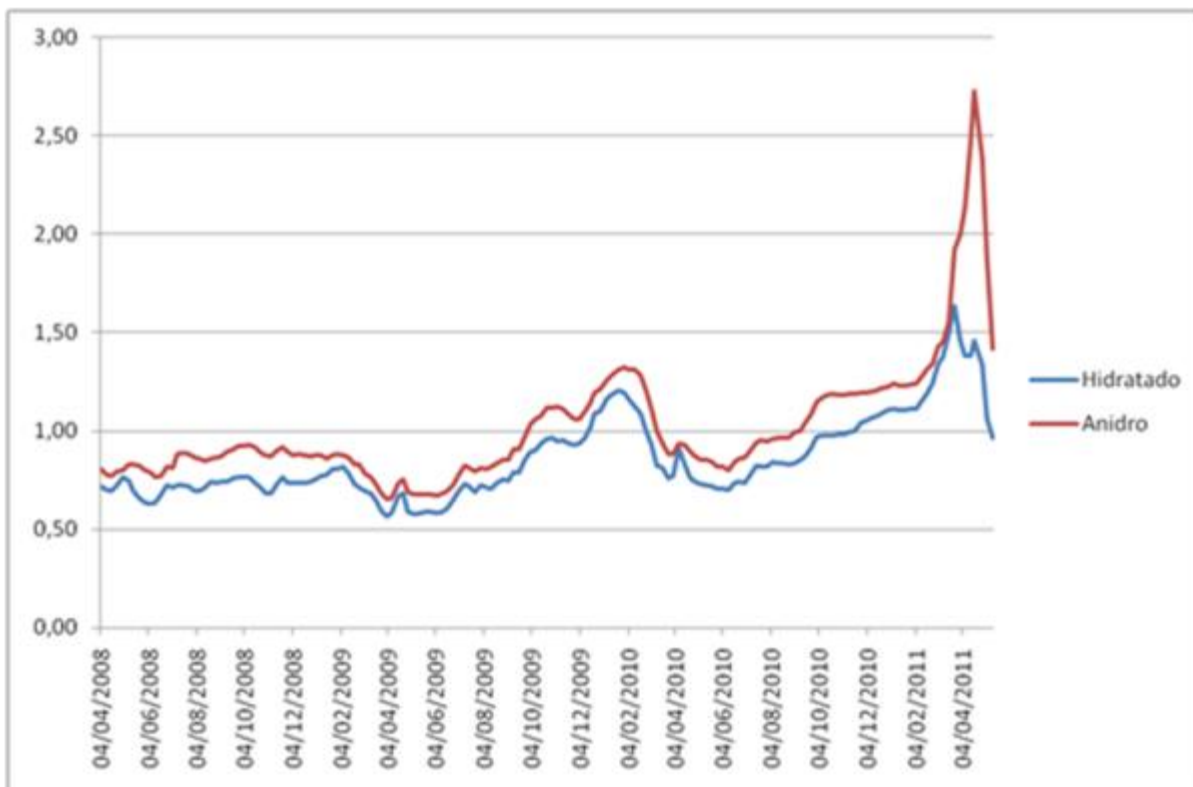
Por Luciano Losekann

Até recentemente, o governo brasileiro destacava o país como potência mundial exportadora de etanol. Nesse sentido, em 2007, o governo brasileiro divulgou um estudo que apontava a possibilidade do Brasil atender com etanol a 5% do consumo mundial de gasolina e que, com técnicas mais avançadas, essa participação poderia chegar a 10% em 2025[1], com uma produção de 205 bilhões de litros de etanol no país.

Passados quatro anos, a perspectiva é totalmente distinta. O cenário recente do etanol no Brasil é caracterizado por dificuldades de abastecimento do combustível, preços disparados e necessidade de importação do produto.

Em abril passado, os preços do etanol hidratado e anidro nas usinas de São Paulo apresentaram o valor máximo da série histórica dos últimos 10 anos. Em média, o preço do etanol hidratado na bomba alcançou preço 40% superior ao mesmo período de 2010. Como o preço do álcool anidro, que é misturado na gasolina, triplicou nesse mesmo período, o preço da gasolina também foi impactado, aumentando 15%.

**Evolução dos preços semanais do etanol hidratado e anidro (R\$/litro) – abril/08 a maio/11**

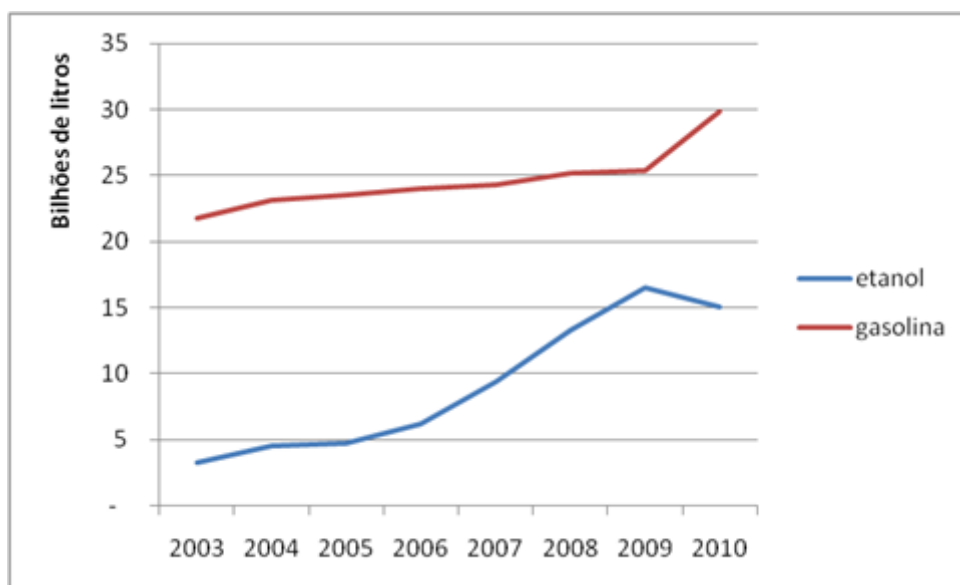


Preço ao produtor no Estado de São Paulo

Fonte: CEPEA/ESALQ/USP

Em função dessa dinâmica de preços, pela primeira vez desde 2003, quando os veículos *flex* foram introduzidos, o consumo de álcool hidratado se reduziu em 2010 (-8% em relação a 2009). Como consequência, a demanda de gasolina, que ganhou competitividade em relação ao etanol, teve incremento 17% no ano passado.

#### Evolução do consumo anual de gasolina e etanol hidratado – bilhões de litros



Nota: dados de gasolina referem-se à gasolina C e considera o conteúdo de etanol anidro em sua mistura.

Fonte: ANP

Vários fatores contribuíram para essa drástica modificação de cenário. A crise financeira mundial e a valorização contínua do Real minaram os projetos que visavam a exportação do etanol brasileiro, afetando a dinâmica da oferta de longo prazo.

No entanto, esse artigo se dedica a avaliar fatores conjunturais que tiveram implicações na disparada de preços do etanol. Avaliando os dados disponibilizados pela Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), verifica-se a evolução da disponibilidade de cana-de-açúcar para a produção de etanol, bem como a produção de etanol anidro e hidratado.

As condições climáticas não foram favoráveis para a safra 2010/2011 de cana-de-açúcar. O crescimento da produção da cana em relação à safra anterior (2009/2010) foi de 3,1%. Valor que é substancialmente inferior a média dos cinco anos anteriores (9,5%). No entanto, o principal problema para a disponibilidade de cana para a produção de etanol foi o aumento da destinação para a produção de açúcar. Motivado pelo elevado preço internacional do açúcar no mercado internacional, a destinação de cana para este fim aumentou 7,8%,

enquanto que a destinação para etanol caiu em 0,5% em relação à safra anterior (2009/10).

É interessante observar que as perspectivas da CONAB para a próxima safra não são animadoras para o mercado de etanol. O crescimento da produção de cana será modesto e mercado de açúcar será mais uma vez priorizado, com redução do volume de cana destinado à produção de etanol.

#### **Evolução da produção e destinação da safra de cana-de-açúcar – milhões de toneladas**

| Safra      | Produção de cana-de-açúcar | Destinação |        |
|------------|----------------------------|------------|--------|
|            |                            | Açúcar     | Etanol |
| 2009/2010  | 604                        | 266        | 338    |
| 2010/2011  | 624                        | 287        | 336    |
| 2011/2012* | 642                        | 309        | 333    |

\* Previsão disponibilizada no primeiro levantamento da Safra 2011/2012

Fonte: CONAB

Ainda que a destinação de cana-de-açúcar para a produção de etanol tenha se reduzido na safra 2010/2011, a produção total de etanol cresceu. A produção de etanol anidro, impulsionada pelas vendas de gasolina, respondeu pela maior parte desse crescimento. A perspectiva para a próxima safra é de redução da produção total e do etanol hidratado.

#### **Produção de etanol hidratado e anidro a partir das safras de cana-de-açúcar – milhões de litros**

| Safra      | Anidro | Hidratado | Total  |
|------------|--------|-----------|--------|
| 2009/2010  | 6.950  | 18.812    | 25.681 |
| 2010/2011  | 8.017  | 19.579    | 27.595 |
| 2011/2012* | 8.708  | 18.382    | 27.090 |

\* Previsão disponibilizada no primeiro levantamento da Safra 2011/2012

Fonte: CONAB

A difusão do carro *flex* criou um contexto para o consumo de etanol bastante distinto do que ocorria quando o combustível atendia a carros que utilizavam apenas esse combustível. A priori, a possibilidade de substituição pela gasolina afastaria o problema de segurança do abastecimento, que foi o motivo do fim do carro a álcool a partir do final da década de 1980.

Assim os produtores sucroalcooleiros, respeitando as restrições técnicas, podem arbitrar entre os mercados de açúcar e álcool conforme os sinais de preço. Nos momentos em que o mercado de açúcar é mais atrativo, como tem ocorrido nos últimos dois anos, aumenta a destinação da cana-de-açúcar para a produção de açúcar. A menor oferta de álcool hidratado implica em maiores preços e substituição por gasolina.

No entanto, o problema de segurança de abastecimento não é eliminado, apenas transferido para o abastecimento de gasolina. Um salto de consumo de 17%, como ocorreu com a gasolina em 2010, gera significativos problemas logísticos. Para atendê-lo, foram importados 3 milhões de barris de gasolina A (produto que o Brasil praticamente não importou nos últimos anos).

É interessante destacar que o governo detém instrumento importante de interferência no mercado de etanol que é a definição da percentagem de mistura do etanol anidro na gasolina. Apesar da situação crítica do abastecimento de etanol nesse último ano, a mistura se manteve em seu valor máximo de 25%. Se percentagem fosse reduzida com antecedência, poderia se evitar a pressão altista sobre os preços, principalmente do etanol anidro.

A decisão do governo de submeter a regulação do mercado de etanol à ANP aponta que o esse não deve ser mais coordenado como uma commodity qualquer e que a preocupação com a continuidade de abastecimento de etanol deve ser perseguida.

O início da safra da cana-de-açúcar 2011/12 já contribuiu para a redução dos preços do etanol nos últimos dias. No entanto, as previsões da CONAB apontam que essa não é suficiente para afastar os problemas na próxima entressafra, principalmente se os preços do açúcar continuarem elevados. Assim, será importante que o governo utilize não só o novo arranjo de coordenação, mas, principalmente, o mecanismo já existente, a administração do conteúdo de etanol anidro na gasolina.

---

[1] BBC Brasil “Etanol pode substituir 5% da gasolina até 2025, diz governo”. Matéria de 22/03/2007. Disponível em: <http://oglobo.globo.com> (acessado em 13/05/2011).

# Segurança energética e mudança climática: diferentes visões, diferentes políticas

**Por Ronaldo Bicalho**

Segurança energética e mudança climática são os dois grandes eixos em torno dos quais se estruturam atualmente as políticas energéticas no mundo.

Com isto, garantir o suprimento de energia e reduzir as emissões dos gases de efeito estufa tornaram-se grandes objetivos estratégicos dos Estados Nacionais no campo da energia, com reflexos significativos na composição desejada da matriz energética futura e na configuração das estratégias mais adequadas para alcançá-la.

Contudo, a avaliação das reais conseqüências da presença desses dois objetivos no cerne da política energética necessita de uma qualificação. Principalmente, no que diz respeito à maneira como os Estados Nacionais percebem, hierarquizam e introduzem em seu conjunto de políticas públicas esses objetivos; o que, ao fim e ao cabo, se traduz no volume de recursos que, de fato, esses Estados estão dispostos a mobilizar para alcançá-los.

Tomando-se a segurança energética como ponto de partida, constata-se que o termo permite interpretações diversas. Uma leitura apressada poderia confundir essa segurança com a autossuficiência energética.

Nesse sentido, aumentar a segurança energética de um país seria o mesmo que reduzir a sua dependência das importações de insumos energéticos do exterior. Uma política energética que abraçasse essa abordagem implicaria em uma oferta energética autônoma, endógena e que contemplaria prioritariamente as fontes nacionais.

De forma alternativa, pode-se perceber a segurança energética como sendo o grau de controle que se tem sobre toda a cadeia de suprimento de energia; independentemente dessa cadeia se encontrar no próprio território, ou não. Desse modo, a forte ampliação do controle sobre os países supridores de energia pode trazer dividendos maiores para a redução do risco do suprimento energético do que a internalização completa desse suprimento.

Por exemplo, a proposta de redução da dependência energética está na pauta da política energética americana há décadas. Contudo, os resultados práticos desse aparente compromisso com a ampliação das fontes nacionais na matriz energética não correspondem à relevância dada à conquista dessa independência nos diversos planos estratégicos de energia desde o Governo Carter.

Esse “fracasso” aparente da política energética americana leva a crer que a segurança energética americana vai muito além do que a simples ampliação da



autonomia, incorporando uma gama de controles de acesso sobre os recursos externos, que pressupõe o poder econômico, político e militar necessário ao acesso a esses recursos.

Do outro lado do Atlântico, a velha Europa se vê em dificuldades para garantir a sua segurança energética mediante o recurso à endogeneização da sua oferta de energia, face à sua relativamente modesta base de recursos naturais fósseis. A colocação da Rússia e do Norte da África como supridores de energia contribuiu efetivamente para reduzir essas dificuldades.

Olhando para o forte crescimento da demanda asiática é difícil acreditar que a segurança energética chinesa repousa na autarquia do seu suprimento de energia.

Nesse contexto, segurança energética não se resume ao exercício da autonomia energética. Embora o aumento da participação da produção interna na oferta de energia colabore para a redução do risco do suprimento, ele não é suficiente para fazer face à forte expansão da demanda energética esperada em alguns países para as próximas décadas.

Isto significa que a segurança energética, para alguns países, tem uma forte dimensão global e diz respeito ao acesso aos recursos energéticos globais. Nesse caso, a segurança energética se confunde com o sucesso na disputa pelo acesso a esses recursos.

O peso que essa vertente global vai adquirir em uma dada política energética dependerá de um conjunto de fatores que vai desde a base de recursos naturais até a magnitude do consumo energético, passando pelos recursos de poder disponíveis para um dado país.

Nesse sentido, segurança energética pode significar, para aqueles que detêm recursos energéticos, ampliação da produção interna; para aqueles que controlam, de alguma forma, seus fornecedores, aumento das importações; para aqueles que possuem as duas coisas, combinação produção e importação; e por aí vai.

Em suma, segurança energética pode significar muitas coisas, dependendo da percepção que se tem da sua natureza e do seu nível adequado; além dos recursos de poder disponíveis para garanti-la.

No que concerne à mudança climática, a diversidade de concepções também está presente na definição das políticas energéticas, levando a distintas ações a partir de distintas percepções sobre a gravidade dessa mudança e suas causas.

O primeiro ponto a ressaltar é a maneira como cada Estado Nacional reconhece os resultados apresentados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas das Nações Unidas (IPCC/ONU). Aqui não se trata apenas de reconhecer a gravidade dos impactos gerados a partir das mudanças do clima, mas reconhecer as emissões de CO<sub>2</sub> como a principal fonte causadora desse processo e estar disposto a implementar ações concretas para reduzi-las de

forma significativa; o que, ao fim, implica reduzir de forma significativa o uso dos combustíveis fósseis.

Assim, a redução do uso dos combustíveis fósseis está diretamente relacionada ao reconhecimento dessa gravidade e dessa causalidade. Quanto maior esse reconhecimento, maior o compromisso com essa redução.

Esse compromisso pode-se dizer, de forma impressionista, que é maior no Governo Obama do que foi no Governo Bush, maior na Europa do que nos Estados Unidos, maior na Alemanha do que na China.

Na verdade, o grau desse compromisso é importante na medida em que ele é fundamental para sustentar o sacrifício em termo de crescimento e de bem-estar representado por uma redução mais significativa do consumo dos combustíveis fósseis.

Esse ponto é importante porque diz respeito a percepção de que não é possível manter o padrão atual de crescimento e de bem-estar diante de uma redução drástica do uso das fontes fósseis. Aqui está implícita uma hipótese de que as tecnologias hoje disponíveis para as fontes renováveis não são capazes de substituir as fontes fósseis no mesmo patamar de confiabilidade, disponibilidade e custos.

Dessa maneira, a mudança climática se relaciona com a segurança energética não só em termos do volume de demanda de energia para qual será assegurada a oferta, como também o conteúdo dessa oferta.

O atendimento pleno da demanda, sem mudança de padrão de consumo, implica na incorporação de fontes “limpas” que não se limitam às renováveis, incorporando o nuclear, o gás natural e até mesmo o carvão – desde que utilizando as chamadas clean coal technologies.

Pode-se discutir sobre o grau de limpeza dessas fontes, porém elas jogam um papel relevante no afastamento dos sacrifícios associados à redução do consumo dos combustíveis fósseis. Na ausência dessas fontes, esses sacrifícios se tornam maiores, dificultando o avanço político das propostas de enfrentamento dos problemas ligados à mudança climática.

Nesse sentido, quando Obama abandonou, no início deste ano, sua estratégia de penalização do uso dos combustíveis fósseis, substituindo-a por uma política de incentivos às energias limpas – nuclear, gás natural e carvão aí incluídos -, ele calculou que era até onde dava para ir no enfrentamento da questão ambiental com o apoio hoje existente na sociedade americana.

É nessa mesma direção que se encontram as preocupações da Agência Internacional de Energia com as conseqüências do acidente de Fukushima e a retirada da nuclear desse cardápio de soluções: fortalecimento dos combustíveis fósseis e aumento das emissões.

O papel do gás natural como o combustível da transição dos fósseis para os renováveis também segue o mote da compatibilização entre o enfrentamento

das causas da mudança climática e uma visão de segurança energética que contempla a manutenção do padrão de consumo mediante a utilização de um combustível fóssil “melhor” do que os outros.

Essas estratégias representam uma vertente de política energética que contempla o enfrentamento da mudança climática sem a mudança do padrão consumo; no limite uma transição “indolor”.

Em contrapartida, pode-se considerar que a gravidade da mudança climática global não permite a manutenção do atual padrão de consumo, o que implica em uma relação entre segurança energética e mudança climática distinta das anteriores e marcada pela forte redução do consumo e pela mudança radical do conteúdo da matriz, privilegiando as renováveis.

Em suma, segurança energética e mudança climática, embora sejam os dois grandes pilares das políticas energéticas hoje no mundo, não têm a capacidade de definir claramente o conteúdo dessas políticas, na medida em que permitem interpretações distintas.

Para entender melhor a natureza dessas políticas, o que há de comum e de diferente entre elas, é necessário analisá-las com maior cuidado, inserindo-as no contexto mais amplo dos projetos estratégicos dos Estados Nacionais.

## Crise de oferta no mercado do etanol: conjuntural ou estrutural?

**Por Edmar de Almeida e Thales Viegas**

Após queda nos preços do etanol, com o início da safra, a questão que fica para o Governo e para os consumidores é se a crise de oferta do etanol é uma questão conjuntural ou estrutural. Ou seja, este foi um problema pontual referente apenas à última entressafra ou algo que tende a se repetir nos próximos anos.

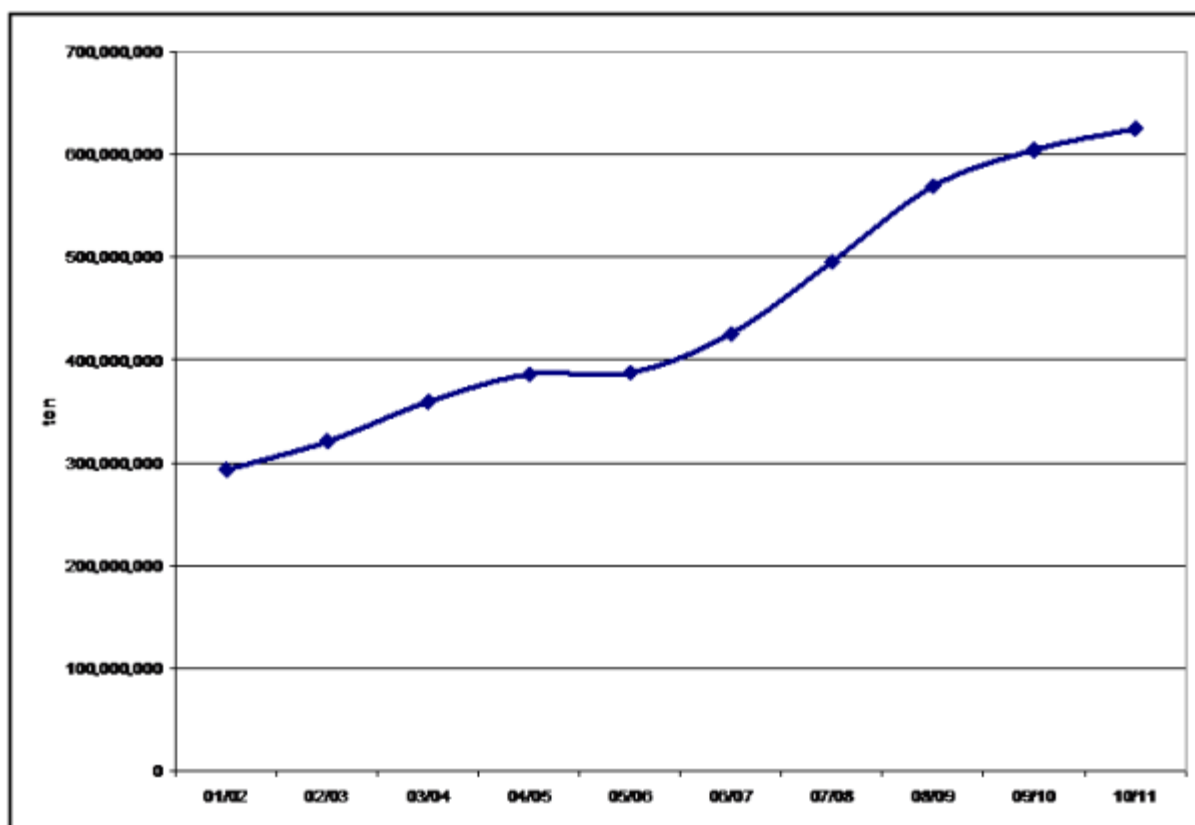
Para responder a esta pergunta é necessário uma análise mais cuidadosa dos fatores que estão detrás do problema. A razão básica do recente pico de preços foi o desequilíbrio entre oferta e demanda. Algumas causas deste desequilíbrio são conjunturais. Entretanto, nos parece que existem outras cujos efeitos podem durar por um período mais longo de tempo.

Depois da crise de 2008, a demanda potencial de etanol cresceu muito à frente da oferta de etanol. Em março de 2011, o setor automotivo alcançou a marca de 13,19 milhões de veículos *flex-fuel* licenciados desde 2003 e a participação destes veículos na frota total de veículos leves alcançou 43%. Somente em 2010 foram vendidos cerca de 3 milhões de veículos *flex-fuel*.

Por outro lado, a oferta de etanol foi tremendamente afetada pela crise econômica. Os projetos *greenfield* tiveram problemas de financiamento e os investimentos das empresas focaram a fusão e aquisição externa (F&A) em detrimento da expansão da capacidade produtiva da indústria. A participação das empresas estrangeiras no setor de etanol aumentou de 7% em 2007 para 22% em 2010.

O Gráfico 1 abaixo mostra claramente que houve uma desaceleração na taxa de crescimento da produção de cana de açúcar a partir da safra 2008/2009. Adicionalmente, a queda na rentabilidade da produção de etanol e as dificuldades financeiras entre 2008 e 2010 resultaram numa redução da taxa de renovação de áreas já plantadas. A consequência foi uma queda na produtividade agrícola.

Gráfico 1 – Evolução da Produção de Cana de Açúcar

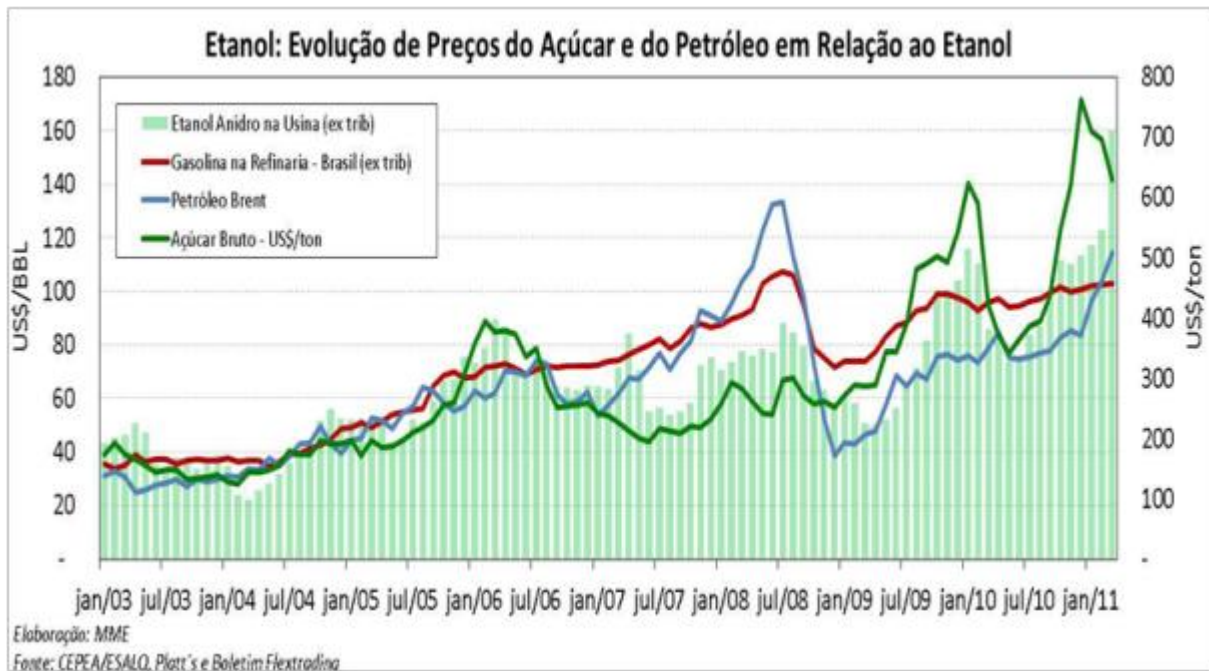


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da UNICA

Este desequilíbrio entre oferta e demanda nos parece mais um problema estrutural que conjuntural. O problema foi apenas agravado por questões conjunturais. Dentre estas questões podemos citar:

- Aumento do preço do açúcar no mercado internacional, que gerou forte atrativo para se produzir açúcar (atingindo quase o limite da capacidade de produção), em detrimento do etanol, que remunerou menos durante a safra (gráfico 2);
- Fenômenos climáticos que provocaram a quebra das duas últimas safras de cana-de-açúcar. Tais quebras prejudicaram a qualidade da cana (teor de sacarose) e a produtividade da colheita que permitiriam o aumento da produção de cana e de etanol. Na safra 2009/2010, houve chuva muito acima da média e na safra 2010/2011 houve estiagem.

Gráfico 2



A elevação dos preços do etanol tem colocado em questão a retomada do mercado do etanol hidratado. Desde 2009, em geral, os preços do etanol hidratado têm ficado persistentemente acima de 70% do preço da gasolina em muitos estados. Neste caso, proprietários de veículos flexfuel estão apenas utilizando gasolina. É importante ressaltar que para ter oportunidade de consumir etanol mais barato, os proprietários de veículos flex abrem mão de eficiência do motor. Ou seja, a flexibilidade tem um custo. Arcar com esse custo e não ter oportunidade de utilizar etanol, por longo período de tempo, não tem sentido econômico.

No atual modelo de negócios do setor açúcar e etanol, o mercado nacional de etanol hidratado tem se tornado cada vez mais o produto cuja oferta é residual. Isto ocorre não apenas porque os produtores vêm priorizando a produção de açúcar, que remunera melhor a cana neste momento. Isto ocorre também, porque os produtores têm que atender prioritariamente seus contratos de longo-prazo, tanto de etanol anidro para a mistura na gasolina no Brasil quanto para a exportação. Por esta razão, a oferta de etanol hidratado se tornou mais volátil nos últimos anos.

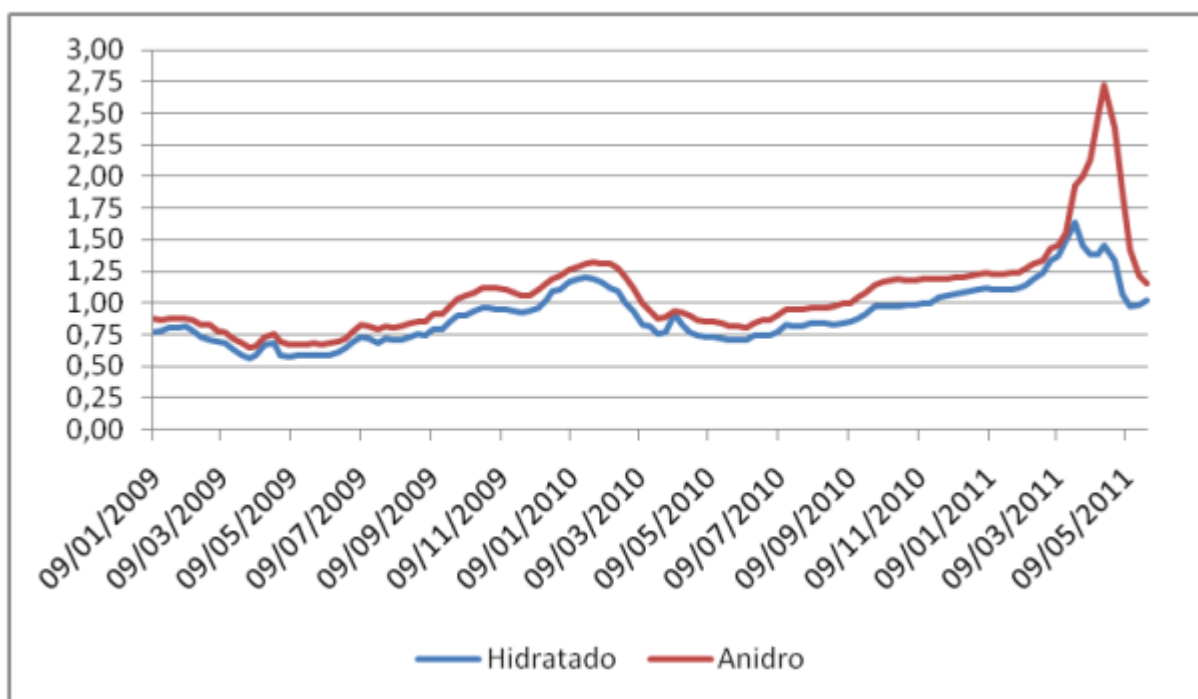
A volatilidade da oferta de etanol hidratado vem criando um problema de segurança de abastecimento no mercado de combustíveis brasileiro. Ou seja, quando cai a oferta de etanol hidratado, seus preços ficam acima dos 70% do preço da gasolina, e a maioria dos consumidores dos veículos passam a utilizar a gasolina. Para garantir o suprimento desta demanda variável de gasolina, a Petrobras tem atuado tanto na exportação quanto na importação de grandes volumes de gasolina.

O atendimento desta demanda variável apresenta um custo logístico importante para a empresa. Desta forma, uma questão que surge da dinâmica recente no

mercado de etanol é se é justo que apenas a Petrobras arque com os custos da garantia do suprimento de combustíveis para os motores ciclo Otto, enquanto os produtores de etanol variam a produção de etanol justamente para aumentar sua rentabilidade produzindo mais açúcar.

Outra questão relevante que surgiu com a crise de oferta recente foi o descolamento entre o preço do etanol hidratado e do etanol anidro. Conforme pode ser visto no gráfico 3, o preço do etanol anidro foi muito mais afetado pela crise que o preço do etanol hidratado. Isto ocorre porque a demanda o etanol anidro não responde às variações de preço, já que este tipo de etanol é utilizado para misturar na gasolina. A forte elevação dos preços do etanol anidro afetou o preço da gasolina nos postos, com impactos inflacionários muito significativos.

**Gráfico 3 – Preços do etanol anidro e etanol hidratado (ao produtor de São Paulo)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do CEPEA/ESALQ/USP

Todas as questões colocadas acima fizeram soar um alerta vermelho no Governo brasileiro com relação ao mercado de etanol no Brasil. Diante disto o Governo resolveu atuar e tomou uma série de decisões e posicionamentos no calor da crise de preços. Entretanto, nem todas as medidas adotadas pelo governo atacam o problema estrutural apontado neste artigo.

As principais determinações do Governo foram:

- Aumento da competência regulatória da ANP para toda a cadeia do etanol;
- Redução do piso da mistura de etanol anidro de 20% para até 18%, de modo que a mistura possa variar entre 18% e 25%;

- Intervenção branca na fixação dos preços no mercado final através da redução do preço por parte da BR distribuidora;
- Decisão de aumentar os investimentos da Petrobras na produção direta de etanol.

Além das decisões acima, várias ameaças surgiram no calor da crise. O Governo ameaçou a indústria de taxar exportação de açúcar e de investigar a existência de cartéis no mercado de etanol. A redução da mistura de etanol anidro de 25% para 18% também ficou no nível de ameaça. Enquanto a produção de etanol não aumentar não será possível reduzir a mistura, para não implicar num aumento das importações de gasolina.

Diante do apresentado acima, uma questão fica no ar. Como corrigir o desequilíbrio estrutural no mercado do etanol? Acreditamos que a travessia não vai ser curta para voltarmos a uma situação de oferta confortável. Para isto, será necessário acelerar muito o ritmo de crescimento da área plantada de cana-de-açúcar.

A retomada de um ritmo acelerado do crescimento da oferta depende não apenas da rentabilidade do setor (que está favorável no momento), mas também da percepção do risco por parte dos investidores. O problema é que a crise da entressafra passada e, possivelmente, das próximas entressafras, deverá resultar num maior grau de intervenção estatal no setor. Neste sentido, as decisões que o Governo irá tomar para diminuir a volatilidade do preço do etanol nas próximas entressafras serão cruciais para o futuro do setor.

Por um lado, está claro que o setor de etanol precisa de mais regulação. A questão da garantia do suprimento não pode ser relegada a um segundo plano pela indústria de etanol, como tem sido feito ultimamente.

Por outro, é muito importante que a regulação preserve um ambiente favorável à solução da questão estrutural, ou seja, a elevação da oferta em larga escala, o mais rápido possível.



# O futuro do shale gas e a dinâmica da indústria de gás natural

Por Marcelo Colomer

O desenvolvimento e aperfeiçoamento das técnicas de perfuração horizontal e de fraturamento hidráulico têm permitido a expansão da capacidade de produção de gás natural em formações geológicas de baixa permeabilidade, especialmente em formações de xisto. Nesse novo contexto exploratório, destaca-se o crescimento da produção de gás de xisto nos EUA e no Canadá onde o aumento da oferta interna de gás natural vem modificando completamente o mercado do energético.

Contudo, apesar do aumento da produção canadense e norte americana de gás de xisto, ainda existem grandes incertezas a respeito do potencial produtivo de gás natural em formações geológicas de baixa permeabilidade. Isso se explica não somente pela inexistência de dados geológicos em determinadas formações de xisto como também pelos elevados e ainda pouco conhecidos impactos ambientais da produção de *shale gas*.

Entre 2000 e 2010, a produção de gás de xisto nos EUA aumentou de 30 milhões de m<sup>3</sup>/d para 373 milhões de m<sup>3</sup>/d, o que representou um aumento de aproximadamente 28% ao ano. Atualmente, cerca 23% da produção de gás natural seco nos EUA provêm de formações geológicas de baixa permeabilidade. No que se refere à disponibilidade de recursos, em 2009 houve um aumento de 1,6 trilhões de m<sup>3</sup> nas reservas de gás de xisto totalizando cerca de 20% do total das reservas provadas de gás natural dos EUA.

A crescente importância dos recursos provenientes das formações geológicas de baixa permeabilidade nos EUA pode ser vista no próprio no Relatório Anual da Agência Internacional de Energia (*World Energy Outlook 2010*) que estima os recursos tecnicamente recuperáveis de gás de xisto nos EUA em 24 trilhões de metros cúbicos. Dada uma base estimada de recursos totais de gás natural de 71 trilhões de metros cúbicos, os recursos de gás de xisto constituem 34% dos recursos de gás natural norte americano, segundo a IEA. Como resultado, a agência prevê que o gás de xisto será o maior responsável pelo crescimento previsto da produção interna de gás natural nos EUA. Até 2035, estima-se que a produção de gás de xisto irá corresponder a 46 % do total de produção norte americana de gás natural.

O aumento da produção de gás de xisto tanto nos EUA quanto no Canadá vem modificando profundamente o mercado internacional de gás natural. Historicamente, o mercado de gás estruturou-se em bases regionais em função das características físicas do seu transporte. Isto é, diferente do petróleo, em que a elevada densidade energética em condições normais de temperatura e pressão permitiu o desenvolvimento de um mercado global composto por múltiplas fontes de abastecimento e inúmeros mercados, os elevados custos de transporte

do gás natural contribuíram negativamente para o desenvolvimento de um mercado verdadeiramente global do combustível.

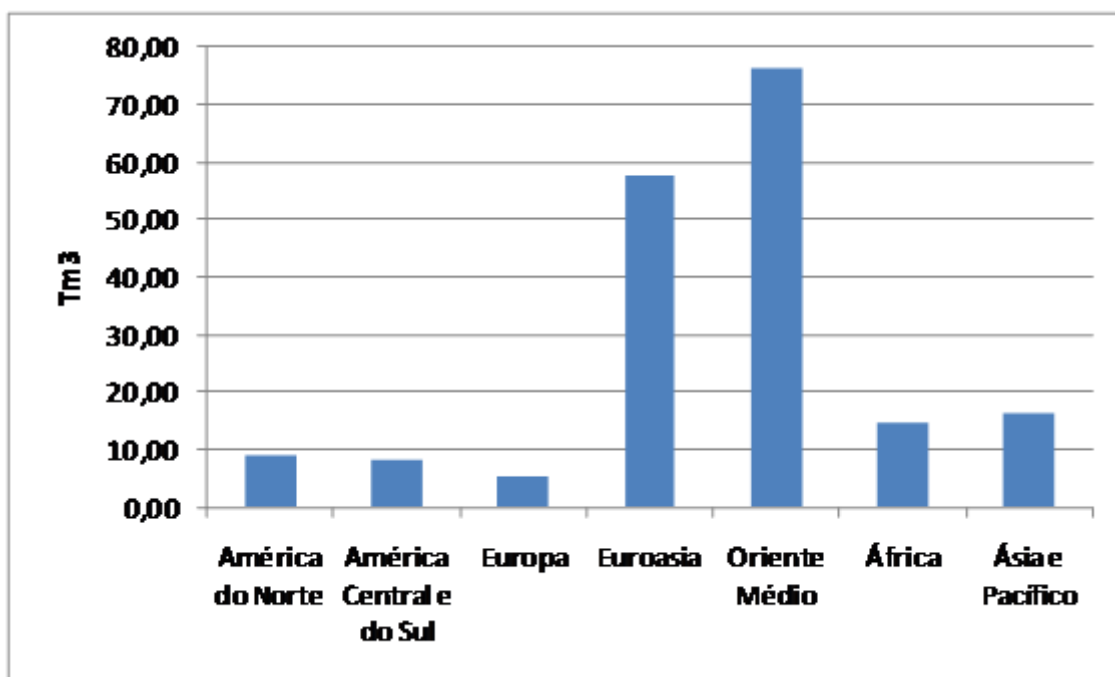
Nas décadas de 80 e 90, contudo, o desenvolvimento de novas tecnologias de liquefação e transporte de GNL permitiu o aumento da flexibilidade do mercado diversificando as rotas de comércio internacional do gás natural e aumentando o número de agentes no mercado. As expectativas a respeito dos impactos do GNL no mercado internacional de gás natural eram tais que se tornou comum nos debates acadêmicos a idéia de formação de uma OPEP do gás.

A expansão da produção de gás de xisto, contudo, vem contribuindo para reverter à tendência de integração do mercado internacional de gás natural trazida pelo GNL. Em 2009, por exemplo, 57% do comércio internacional de gás natural ocorreram dentro de bases regionais. Esse número se torna ainda mais expressivo, 76%, se considerarmos a Europa e a Eurásia como uma única região. No que se refere ao modal, 72% da movimentação internacional de gás natural, em 2009, ocorreram via gasoduto.

Nos EUA, as reduções recentes nas importações de GNL estão associadas não somente aos efeitos da crise econômica de 2008/09, mas também ao aumento da produção nacional de gás de xisto. Isso se reflete no descolamento do preço no Henry Hub em relação ao preço do WTI ocorrido a partir de 2009 quando o preço do petróleo reverteu sua tendência de queda.

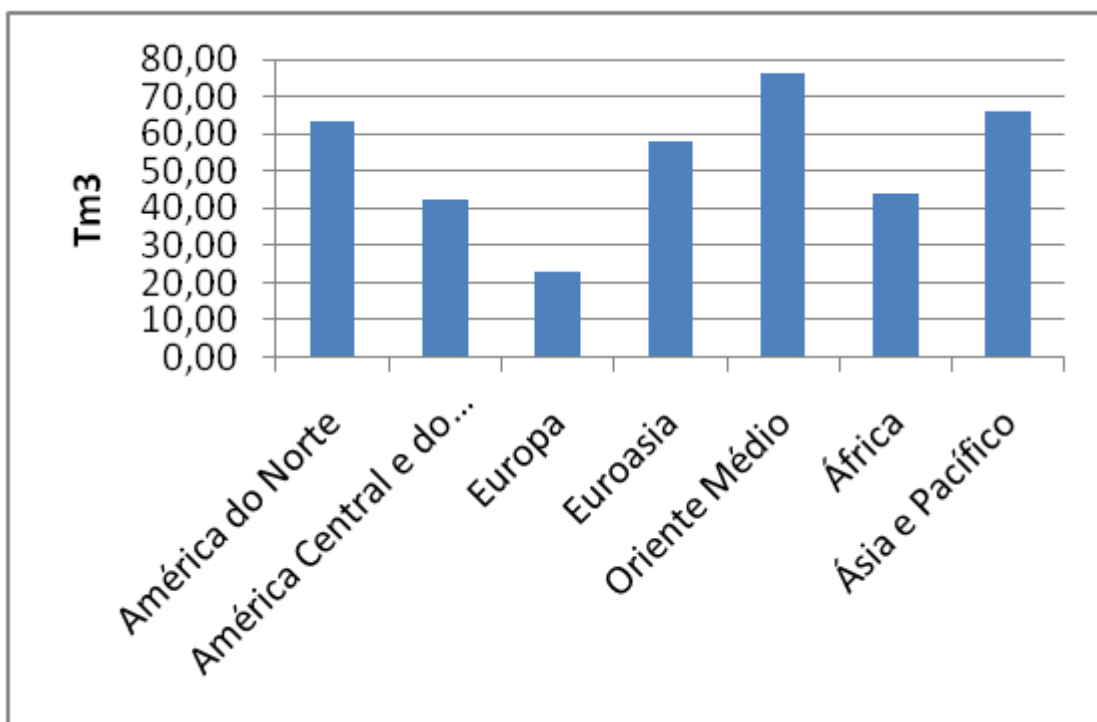
O potencial impacto da produção de gás de xisto sobre a dinâmica do comércio internacional de gás natural está associado aos seus impactos na distribuição geográfica dos recursos. Se forem comparados os dados de reservas provadas de gás natural informadas pela *BP statistical review 2010* com as estimativas feitas pelo DOE norte americano sobre a disponibilidade de recursos provenientes de formações de xisto (figuras 1 e 2) percebe-se claramente que o gás de xisto contribui para uma melhor distribuição geográficas do gás natural.

Figura 1 – Reservas Provadas de Gás Natural em 2009



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP Statistical Review 2010

Figura 2 – Reservas Provadas e Recursos Tecnicamente Recuperáveis de Gás Natural em 2010



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do EIA-DOE, 2010 e do BP Statistical Review, 2010.

A diferença entre as duas figuras acima reflete a existência de importantes reservas de gás de xisto em países com reduzidas reservas de recursos convencionais como, por exemplo, França, Polônia, México, África do Sul e Argentina, como podemos ver na figura 3.

Dados preliminares do DOE mostram que os recursos de gás de xisto no mundo são vastos. Estima-se que haja 185 trilhões de metros cúbicos de gás de xisto tecnicamente recuperável no mundo. Esse volume se torna ainda mais impressionante se for considerado que os recursos recuperáveis de gás natural no mundo (excluído o gás de xisto) em 2010 somaram 448 trilhões de metros cúbicos. Nesse sentido, a adição dos recursos identificados de gás de xisto à base de recursos de 2010 corresponde a um aumento de 40% dos recursos tecnicamente recuperáveis no mundo. A figura 3 destaca as principais áreas com potencial de exploração de gás de xisto no mundo.

**Figura 3 – Volumes de gás de xisto tecnicamente recuperáveis, reservas provadas, o consumo e a produção reportadas em 2009**

|                              | 2009 Natural Gas Market <sup>(1)</sup><br>(trillion cubic feet, dry basis) |              |                   | Proved Natural Gas Reserves <sup>(2)</sup><br>(trillion cubic feet) | Technically Recoverable Shale Gas Resources<br>(trillion cubic feet) |
|------------------------------|--|--------------|-------------------|---|--|
|                              | Production   | Consumption  | Imports (Exports) |   |  |
| <b>Europe</b>                |  |              |                   |   |  |
| France                       | 0.03   | 1.73         | 98%               | 0.2   | 180  |
| Germany                      | 0.51   | 3.27         | 84%               | 6.2   | 8  |
| Netherlands                  | 2.79   | 1.72         | (62%)             | 49.0  | 17   |
| Norway                       | 3.65   | 0.16         | (2,156%)          | 72.0  | 83   |
| U.K.                         | 2.09   | 3.11         | 33%               | 9.0   | 20   |
| Denmark                      | 0.30   | 0.16         | (91%)             | 2.1   | 23   |
| Sweden                       | -  | 0.04         | 100%              | -   | 41   |
| Poland                       | 0.21   | 0.58         | 64%               | 5.8   | 187  |
| Turkey                       | 0.03   | 1.24         | 98%               | 0.2   | 15   |
| Ukraine                      | 0.72   | 1.56         | 54%               | 39.0  | 42   |
| Lithuania                    | -  | 0.10         | 100%              | -   | 4  |
| Others <sup>(3)</sup>        | 0.48   | 0.95         | 50%               | 2.71  | 19   |
| <b>North America</b>         |  |              |                   |   |  |
| United States <sup>(4)</sup> | 20.6   | 22.8         | 10%               | 272.5   | 862  |
| Canada                       | 5.63   | 3.01         | (87%)             | 62.0  | 388  |
| Mexico                       | 1.77   | 2.15         | 18%               | 12.0  | 681  |
| <b>Asia</b>                  |  |              |                   |   |  |
| China                        | 2.93   | 3.08         | 5%                | 107.0   | 1,275  |
| India                        | 1.43   | 1.87         | 24%               | 37.9  | 63   |
| Pakistan                     | 1.36   | 1.36         | -                 | 29.7  | 51   |
| <b>Australia</b>             | 1.67   | 1.09         | (52%)             | 110.0   | 396  |
| <b>Africa</b>                |  |              |                   |   |  |
| South Africa                 | 0.07   | 0.19         | 63%               | -   | 485  |
| Libya                        | 0.56   | 0.21         | (165%)            | 54.7  | 290  |
| Tunisia                      | 0.13   | 0.17         | 26%               | 2.3   | 18   |
| Algeria                      | 2.88   | 1.02         | (183%)            | 159.0   | 231  |
| Morocco                      | 0.00   | 0.02         | 90%               | 0.1   | 11   |
| Western Sahara               | -  | -            | -                 | -   | 7  |
| Mauritania                   | -  | -            | -                 | 1.0   | 0  |
| <b>South America</b>         |  |              |                   |   |  |
| Venezuela                    | 0.65   | 0.71         | 9%                | 178.9   | 11   |
| Colombia                     | 0.37   | 0.31         | (21%)             | 4.0   | 19   |
| Argentina                    | 1.46   | 1.52         | 4%                | 13.4  | 774  |
| Brazil                       | 0.36   | 0.66         | 45%               | 12.9  | 226  |
| Chile                        | 0.05   | 0.10         | 52%               | 3.5   | 64   |
| Uruguay                      | -  | 0.00         | 100%              | -   | 21   |
| Paraguay                     | -  | -            | -                 | -   | 62   |
| Bolivia                      | 0.45   | 0.10         | (346%)            | 26.5  | 48   |
| <b>Total of above areas</b>  | <b>53.1</b>  | <b>55.0</b>  | <b>(3%)</b>       | <b>1,274</b>  | <b>6,622</b>   |
| <b>Total world</b>           | <b>106.5</b>   | <b>106.7</b> | <b>0%</b>         | <b>6,609</b>  |  |

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do EIA-DOE, 2010

Apesar do grande potencial produtivo das formações geológicas de baixa permeabilidade, ainda existem grande incertezas sobre os impactos ambientais da produção de gás de xisto o que tem levado muitos países a proibirem sua

produção em seus territórios. As técnicas de fraturamento hidráulico, além de utilizarem uma grande quantidade de água, utilizam substâncias químicas, como o benzeno, que ao se infiltrarem no solo contaminam os lençóis freáticos localizados próximos às áreas produtoras.

Ademais, a produção de gás de xisto requer centenas de milhares de quilômetros quadrados de terras em comparação com as dezenas ou centenas necessárias para o desenvolvimento do gás convencional. Isso se explica pela necessidade de perfuração de um grande número de poços adjacentes. Em certas regiões, como na Europa, por exemplo, esta característica da produção de gás de xisto torna-se um problema uma vez que a densidade populacional (três vezes maior do que nos EUA) implica que as negociações a respeito dos direitos de produção e acesso à terra ocorram com centenas de proprietários de terras.

Nesse contexto de incerteza sobre os impactos sociais e ambientais, a Assembléia Nacional Francesa, no início de 2011, proibiu a utilização da técnica de fraturamento hidráulico em seu território até que o relatório sobre os impactos ambientais e econômicos da produção de gás não convencional seja concluído. Nesse mesmo caminho, a Suíça suspendeu por tempo indeterminado as autorizações de produção de gás de xisto em seu território em função das incertezas ambientais.

Mesmo nos EUA, começam a surgir pressões da sociedade contra a produção de gás de xisto. Em Nova York, onde se localiza um dos maiores reservatórios de gás de xisto dos EUA (campo de Marcellus), foi suspensa, temporariamente, a produção de gás de xisto enquanto são avaliados os riscos ambientais na região. No Texas, foi aprovada, em 2011, a primeira lei norte americana que obriga as empresas produtoras de gás natural a divulgarem as quantidades e os tipos de fluidos utilizados no processo de fraturamento hidráulico. Nesse contexto, a Agência de Proteção Ambiental norte americana vem trabalhando na elaboração de um estudo sobre os impactos da produção de gás de xisto e pretende divulgar os primeiros resultados em 2012.

Em suma, o que se pode concluir é que apesar do grande potencial produtivo das formações geológica de baixa permeabilidade (xisto) o desenvolvimento da produção de gás de xisto esbarra nas questões ambientais. Nesse sentido, pode-se afirmar que o ritmo de crescimento da produção de gás natural provenientes de formações de xisto dependerá diretamente do equilíbrio de forças entre os defensores da segurança energética e os ambientalistas preocupados com os impactos ambientais e sociais da produção de *shale gas*.

O fato é que a moratória nuclear de 2011 não deixa muita alternativa para os países, principalmente da comunidade europeia, em termos de fonte de energia. Isso nos leva a crer que os objetivos de segurança energética serão priorizados apesar da maior fiscalização e de uma regulação mais severa sobre o processo de fraturamento hidráulico.

### **Referencias Bibliográficas**

BP *Statistical Review*, 2010

*IEA World Energy Outlook, 2011*

*EIA-DOE World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, 2011*

# O Pré-sal e a eficiência energética

**Por Renato Queiroz e Agenor Garcia**

O Brasil vem trilhando um processo de transformações econômicas estruturais que o colocará, em futuro próximo, em estágio de desenvolvimento no padrão de países desenvolvidos. Muitas ações e decisões ainda devem ser tomadas, é verdade, porém há um sentimento reinante interno no país de que as políticas econômicas que vêm sendo tomadas trarão bons frutos para as gerações futuras.

Os resultados das ações e programas sociais implantados nos últimos anos, no entanto, dão indicação aos planejadores energéticos de que o país deve ter muita cautela nas decisões que visam a atender a demanda projetada de energia.

O crescimento da renda nacional e sua redistribuição farão com que o consumo de energia por habitante aumente significativamente. O Brasil já é a 5ª quinta maior população do mundo, situando-se em torno de 191 milhões de habitantes. Os estudos do IPEA sinalizam que, dependendo da taxa de fecundidade, a população brasileira pode ficar entre 209 e 217 milhões de habitantes em 2020. E a sociedade brasileira tem muita demanda reprimida. A nova classe média que surge com as ações sociais e o aumento de renda busca um grau de igualdade de acesso aos bens.

Vale assinalar que o padrão de desenvolvimento industrial implantado no país com setores industriais famintos por energia tais como ferro-gusa e aço, alumínio, ferroligas, soda-cloro, somente para citar alguns exemplos, e ainda com as perspectivas de que esse padrão deva se manter, gera uma necessidade crescente de investimentos em novas fontes de energia. Esse padrão não é contestável, mas leva os formuladores de política energética a terem ações firmes e bem avaliadas, pois o atendimento à demanda da sociedade deve estar dentro de um plano estratégico de desenvolvimento sustentável.

O advento, por exemplo, das descobertas de elevadas reservas de petróleo na camada pré-sal na Bacia de Santos traz uma grande oportunidade de desenvolvimento para o país. A responsabilidade dos planejadores com as futuras gerações é muito grande pois o uso dessa riqueza dos brasileiros é uma oportunidade tão valiosa que pode não haver muitas outras. As opções devem ser corretas. Esse ponto nos leva a ter algumas reflexões.

O plano de investimentos da Petrobrás para exploração da camada pré-sal prevê investimentos de 224 bilhões de dólares entre 2010 e 2014 e deve permitir dobrar a produção diária de 2 milhões de barris e o pagamento à União pela cessão de áreas do pré-sal.

Esta oportunidade para o Brasil exige uma estrutura adequada para o melhor aproveitamento desta produção e a eficiência no uso final da energia gerada é uma ação que deveria ser priorizada.

Atualmente, 56% do petróleo usado no país é consumido no setor de transportes e 16% na indústria. Em ambos os setores, há um farto leque de medidas de



eficiência energética, onde o somatório de muitas delas pode resultar em um custo abaixo do montante de investimento citado acima. Há uma conta que envolve algumas considerações e processos matemáticos. Mas, sem entrar nestes pormenores, podemos entendê-la assim: se dividirmos o investimento que será feito no pré-sal pela quantidade final de energia produzida ao longo dos anos – em US\$/tep (dólar por tonelada equivalente de petróleo) por exemplo – isto pode custar mais que o US\$/tep da energia não consumida por medidas de maior eficiência – melhoria de fornos, caldeiras, uso do vapor, veículos, tráfego, etc. – no uso final. Além disso, as medidas de maior eficiência evitam o impacto no meio ambiente, por exemplo, com a não emissão de gases de efeito estufa.

Vale então perguntar: por que, então, investir em produzir mais petróleo a um custo maior, se há oportunidades de não usá-lo a um custo menor? Por que não investir em eficiência que pode ser economicamente viável tratando-se, sobretudo, de um recurso precioso e finito?

Medidas de maior eficiência, por princípio, não afetam a produção nem diminuem o conforto no uso final – apenas usa-se a energia de uma forma mais inteligente (como bem é chamada esta técnica na Europa). Por outro lado, trata-se de duas ações (o pré-sal e a eficiência) de portes totalmente diversos (a eficiência representa uma ação apenas marginal).

No entanto, vale considerar que a eficiência é um recurso energético, ao contrário de outros, que depende da vontade do consumidor final. Cabe a ele, ao fim e ao cabo, decidir usar ou não este recurso. Nesse sentido a proposta e/ou sugestão aqui apresentada é dispor parte do recurso para que o consumidor possa usá-lo em maior eficiência, desde que com custo igual ou abaixo dos investimentos do pré-sal. Ou seja, desenvolver todo o esforço para usar bem a energia antes de aumentar a oferta.

Isto poderia ser concretizado através de um leilão de eficiência energética (proposta que se encontra no Plano Nacional de Eficiência Energética – PNEF – do qual já existe um sumário executivo – MME, 2010), onde o objeto a ser leiloadado é um determinado volume de recursos. Os ofertantes são os consumidores finais: indústrias, ESCOs[1], fabricantes de veículos e equipamentos, entidades governamentais (municipais, estaduais e federais) responsáveis pela estrutura viária, etc.

As ofertas são medidas de eficiência energética com um investimento necessário parcialmente coberto pelo recurso obtido no leilão e com resultado em energia não consumida devidamente medida e verificada. O valor-teto para as ofertas, em R\$/tep evitada, deve ser compatível com o investimento a ser feito no pré-sal, considerando toda a cadeia – exploração, produção, refino, distribuição -, já que a eficiência atua na ponta do consumo.

Quando houve o processo de privatização das concessionárias de energia elétrica na década de 90, profissionais que atuavam na área de eficiência, então a cargo da Eletrobrás, ficaram se indagando quem iria cuidar desta área na nova estrutura empresarial privada, já que às novas empresas interessava a venda de energia e o lucro advindo. Surgiu, assim, a proposta de determinar a aplicação

de 1% da receita nesta atividade, o que redundou no PEE – Programa de Eficiência Energética que persiste até hoje. Apesar de ter passado por múltiplas revisões e críticas, o programa apresenta um resultado palpável.

Por que não introduzir, dentro dos mecanismos de política energética, um percentual do investimento do pré-sal com o mesmo objetivo? Certamente várias questões precisariam ser definidas para se chegar a esse objetivo: quem vai cuidar da ação, qual o potencial e barreiras para o sucesso do leilão, como sensibilizar os consumidores e capacitá-los para que ofertas maduras sejam oferecidas, como medir os resultados para que se tenha certeza que a energia foi realmente não-consumida.

São questões que devem ser analisadas, discutidas e respondidas. Nada, entretanto, que não possa ser solucionado e respondido. Nada, que não valha a pena ser respondido. Afinal questões que envolvem petróleo têm um caráter estratégico e não exclusivamente econômico ou fiscal.

Há uma grande responsabilidade dos atuais executores das políticas energéticas, no que tange ao pré-sal, com o desenvolvimento futuro do país, pois devem permitir que as gerações que virão tenham o direito de usar por mais tempo esse recurso que foi acumulado durante quinhentos milhões de anos.

---

[1] Empresas de Serviços de Conservação de Energia, cujo negócio é implantar medidas de eficiência energética, lucrando com a economia gerada pelo não-consumo de energia.

## **A solução para a crise do etanol: incentivos, subsídios, regulação ou defesa da concorrência?**

**Por Thales Viegas**

O mundo tem enfrentado um processo inflacionário puxado pelo vetor da alta nos preços das commodities. A ampliação da liquidez internacional ao longo da maior parte dos anos 2000 teria iniciado essa trajetória. Após os efeitos imediatos da crise financeira o preço das commodities voltou a subir. Na condição de insumos importantes de uma gama de atividades produtivas, esse aumento de preços se traduziu em inflação de custos para diversos setores. O aumento no preço da terra (que também tem um conteúdo especulativo) retroalimenta a inflação por meio dos produtos agrícolas, como é o caso da cana-de-açúcar.

O problema é que a história brasileira conformou uma cultura inflacionária que disseminou entre os agentes o hábito de remarcar preços para se defender e para garantir melhores margens de lucro. O resultado foi o estabelecimento de uma guerra por rendas entre os diferentes agentes econômicos que culminaria num processo hiperinflacionário e perduraria até meados dos anos 1990. A memória desse contexto recente ainda está impregnada nos agentes. Frente à ameaça de aumento de custos e após uma compressão de lucros (como aquela experimentada pelas usinas durante a crise financeira mundial), os formadores de preço buscam elevar sua margem na cadeia produtiva em relação aos outros elos e frente ao consumidor final.

A contenção desse processo é feita tanto pela opinião pública que protesta contra aumentos de preços, quanto pelo governo em seu papel de controlar a inflação. Atualmente, o mundo enfrenta um recrudescimento da inflação e o Brasil vem aumentando os juros básicos, sob o custo de desacelerar o crescimento da economia, reduzir a competitividade do país e aumentar o serviço da dívida nacional. O fato é que governo não dispõe de muitos instrumentos para o combate a inflação. A política de estabilidade de preços da gasolina é um deles.

No entanto, ela vem sendo combatida pelos produtores de etanol que reivindicam que o preço da gasolina na refinaria varie em função do aumento do valor do petróleo. Isso elevaria o limite virtual do preço do etanol. O fato é que os conflitos no mundo árabe têm mantido o petróleo sobrevalorizado e isso pode não perdurar por muito tempo. Na verdade, a competitividade do etanol tem de incrementar por ganhos de produtividade e eficiência no processo produtivo. O encarecimento recente da gasolina que ocorreu no âmbito da comercialização teria contribuído com o aumento da inflação, a qual é nociva à estabilidade monetária.

Contudo, o setor sucroenergético advoga a liberação do preço da gasolina na refinaria, o que permitiria manter margens elevadas caso o preço da gasolina

acompanhasse o valor do petróleo. Isso também aumentaria a instabilidade do mercado de combustíveis, mas essa instabilidade não parece preocupar alguns usineiros, pois eles esperam que o petróleo continue valorizado para sempre. Na prática, a crise financeira e o processo de consolidação que a ela se seguiu no interior da indústria criaram as condições para uma escassez relativa de etanol, especialmente a partir de 2009. A demanda continuou crescendo e os preços subiram. Para os produtores isso significou um aumento da lucratividade, depois de um período de prejuízos e desorganização financeira do setor após crise mundial. Durante o período de maior liquidez internacional os agentes haviam se endividado no curto prazo para fazer investimentos.

Naquele contexto, a consolidação era desejável para melhorar a capacidade financeira dos agentes. O desejável era que isso permitisse: i) a formação de estoques reguladores em níveis adequados; ii) maior estabilidade nos preços; iii) uma melhor coordenação entre o incremento de oferta e o crescimento da demanda, em todos os elos da cadeia, iv) a renovação e expansão dos canaviais; iii) o surgimento de novos investimentos *greenfield*; iv) inversões em logística e v) a modernização das unidades produtoras e da gestão delas; vi) investimento para elevar a produtividade agroindustrial. Esses elementos iriam corroborar o potencial do Brasil de se tornar líder na oferta de etanol para o mundo. Não foi o que ocorreu.

Naquele contexto, as principais empresas entrantes eram petroleiras. Elas possuem os maiores orçamentos de capital para investir e em geral visam o mercado global. Por isso era possível que a consolidação do setor tivesse mais efeitos positivos. Todavia, neste momento há que ficar claro que essa concentração do mercado não teve e não terá um efeito líquido nocivo ao consumidor. Isso porque, na prática, a maior parte dos agentes agiu defensivamente no período recente. Eles preferiram aumentar o lucro por produto vendido, lutar por uma margem melhor, do que disputar maior fatia de um mercado que vinha se alargando com o crescimento da demanda de etanol. Nas duas últimas safras o setor elevou a sua rentabilidade. Os agentes optaram por não investir e não aumentar a sua alavancagem financeira, o que aumenta o risco e reduz o retorno por capital empregado.

Essa lógica vale especialmente para o elo dos usineiros que ganhou poder de barganha frente a distribuidores e ainda mais sobre os produtores rurais independentes. Estes últimos vinham denunciando a prática de cartel por parte dos usineiros, tanto na compra de cana-de-açúcar quanto na venda de etanol. Segundo a denúncia os usineiros estariam exercendo o poder de oligopsônio (quando não monopsônio regional) para reduzir preços e margens dos produtores de cana-de-açúcar. Isso teria desincentivado crescentemente o aumento do plantio por parte dos independentes.

Conseqüentemente, a cana-de-açúcar foi ficando mais escassa o que teria gerado uma ociosidade de pelo menos 20% da capacidade de moagem na indústria. Assim, a escassez melhorou a posição do produtor na negociação. O preço da cana aumentou e as empresas se viram impelidas a se integrar cada vez mais para trás. Passaram a produzir mais cana do que desejavam por falta de opção. Essa tem sido a melhor forma de assegurar a qualidade e o suprimento de seus insumos.

Num contexto de aumento dos custos de terra e de insumos agrícolas, os produtores preferem ajustar somente no preço a melhorar os processos e a produtividade, que são logrados em mais largo prazo. Como as empresas de fertilizantes também são grandes multinacionais com forte capacidade de fixar preços, os elos à montante da cadeia exercem pressão altista nos preços. Além disso, o elo dos distribuidores tem um grau de concentração significativo e os comercializadores em muitos casos têm mercados cativos locais e ainda são acusados de formar cartéis. O problema é que tais práticas são difíceis de serem comprovadas e, portanto, coibidas pelos órgãos competentes. O consumidor deixa de ter escolha. Não raro há diferenças importantes nas estruturas de custos dos postos e grande proximidade em seus preços finais de combustíveis. Quando toda a cadeia disputa margens ao mesmo tempo há um risco de escalada de preços. É isso que tem ocorrido nos últimos anos. Isso pode ser constatado pela recente trajetória de lucros (ebitda) da maior parte dos agentes da cadeia de etanol.

De fato o aumento do preço do açúcar elevou a rentabilidade global das usinas. Estima-se que o preço dele permaneça alto nos próximos anos. No entanto, como há uma interdependência entre os dois mercados: de etanol e de açúcar, choques de oferta ou demanda em algum deles afetam o outro mercado. Este é outro fator complicador para o agente incumbido de regular esse setor, pois a lógica da demanda do mercado de açúcar é totalmente distinta daquela que vigora para a demanda etanol. Entretanto, as políticas não podem colocar os dois em oposição. É preciso incentivar os investimentos em destilarias autônomas, mas não parece razoável punir os produtores e exportadores de açúcar. Ambos os produtos são importantes.

Nessas condições, a regulação desse setor passa por coordenar a oferta a esses mercados e primar pela garantia de abastecimento de etanol. O problema é que a ANP, que recebeu a incumbência de fazer esse papel, exerce a regulação da produção de petróleo, que é realizada após leilões de concessão de áreas com possíveis jazidas de hidrocarbonetos. Essa experiência serve muito pouco para a atividade regulatória da produção de etanol e, portanto, de cana-de-açúcar. Por outro lado, para garantir o abastecimento de etanol a Agência tem apontado em duas direções principais: i) a da regulação de contratos que deveriam ser de mais largo prazo e ii) o fomento à formação de estoques reguladores.

Quanto aos contratos, atualmente, cerca de 70% da produção já é objeto de contrato de fornecimento. O que é preciso é requerer uma contratação de um percentual de anidro superior ao que vem sendo praticado. Alargar o prazo dos contratos seria interessante, embora talvez não seja muito viável devido ao planejamento anual da safra e da produção de etanol. Ademais, essa iniciativa de regular os contratos não deveria se limitar ao fornecimento de etanol às distribuidoras. É importante acompanhar as relações contratuais entre usineiros e produtores de cana-de-açúcar. Há uma assimetria entre esses agentes que vinha privilegiando os usineiros. Na prática, garantir o suprimento de determinados volumes de etanol anidro e hidratado, especificamente, também envolve assegurar a oferta dos insumos necessários. Ademais, caso os usineiros tenham de plantar toda a cana de que precisam, eles estarão comprometendo parte do capital que poderia ser investido em novas unidades de produção e na ampliação das existentes.

No que se refere à formação de estoques, não basta estocar em um contexto em que a oferta anual deverá ser significativamente superior à demanda total ao final do ano. É preciso que o volume médio de oferta de etanol seja adequado. O estoque regulador é um instrumento eficiente para amortecer grandes oscilações na oferta e nos preços ao longo da safra e entressafra. Todavia, dentro da lógica de mercado, o agente só tem incentivos para estocar se ele vislumbrar um retorno monetário superior no momento em que ele for vender. Caso ele obtenha crédito para formar estoques esse retorno terá de ser superior à taxa de desconto que ele usa, mas também compensar os juros pagos. Esse *spread* teria de ser coberto pela diferença entre o preço no ato de estocagem e o preço venal do etanol ao final do período.

Por isso, é fundamental sejam ofertados instrumentos de crédito em condições adequadas para a formação de estoques. O problema é haver interesse por parte dos agentes para utilizá-las. As últimas linhas de crédito dessa natureza que o BNDES disponibilizou nos últimos dois anos não foram acessadas com a justificativa de atraso na liberação e de altos juros praticados. A pergunta que deve ser feita é se a formação estoques poderá ser suficiente estando sujeita à lógica de mercado. É preciso um tratamento diferenciado para incentivar a estocagem ou é possível estabelecer algum mandato para a formação de estoques?

Nesse contexto, um dos principais papéis da Agência deverá envolver o elo da distribuição e comercialização de combustíveis, o qual ela já conhece e possui *expertise* para regular. A exceção dos óbices legais à comprovação e enquadramento de agentes envolvidos em prática de cartel, a ANP exerce, com propriedade, as funções a ela atribuídas até então. No entanto, o novo desafio de regular a atividade de produção e fornecimento de etanol envolve outras competências e acúmulo de conhecimento específico. O setor sucroenergético possui características mais identificadas com as atividades agroindustriais do que a indústria energética, nas suas distintas manifestações. Assim, a assimetria de informações entre regulador e regulado deverá ser significativa, pelo menos em um primeiro momento.

A necessidade de regular toda a cadeia resulta da introdução de veículos *flexfuel*, que promoveu uma nova modalidade de inserção do setor sucroenergético na oferta de combustíveis. Esse novo arranjo impeliu que o mesmo passasse a ser tratado como produtor de energia. Não faz sentido qualquer medida regulatória no sentido de garantir o abastecimento de etanol sem que antes a oferta de insumos esteja assegurada.

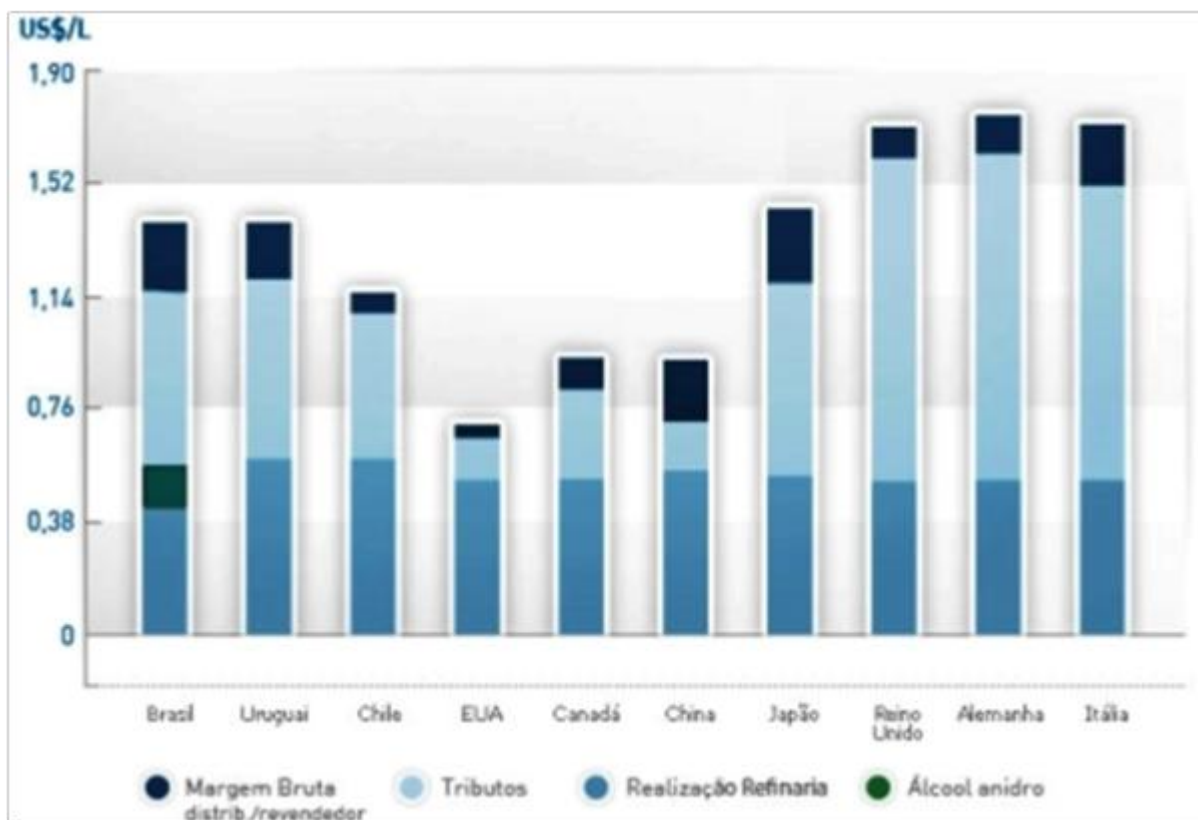
A perfeita substitutibilidade entre a gasolina e o etanol criou a oportunidade deste último se tornar protagonista no mercado brasileiro de combustíveis. O aumento potencial de produção e consumo de etanol levou os *players* e analistas a projetar, por muito tempo, um crescimento do mercado de etanol à frente do mercado de gasolina. Contudo, o mesmo tempo em que se difundia o discurso de que a gasolina teria se tornado o combustível alternativo no Brasil, a competitividade do etanol se reduzia gradativamente e ele perdia cada vez mais espaço para a gasolina e ficava mais caro que o etanol dos Estados Unidos.

Nesse contexto, o Brasil começou a importar etanol daquele país. Estava importando subsídio, uma vez que o etanol de milho era subsidiado pelo governo americano. No entanto, o senado dos Estados Unidos aprovou a eliminação desses subsídios e caminha no sentido de abrir mais aquela economia à importação do etanol brasileiro. O fato é que o Brasil não tem conseguido ofertar o suficiente para a sua demanda interna e pode estar perdendo a oportunidade de alavancar o mercado mundial de etanol. Com o risco de insegurança no abastecimento os países que não produzem etanol não terão incentivos para estabelecer ou ampliar mandatos de adição de etanol na gasolina consumida por seus veículos.

O setor reivindica melhores condições para investir, mas quais seriam os incentivos desejados pelo setor? Os principais estímulos que vêm sendo requeridos são: i) liberalização do preço da gasolina na refinaria; ii) institucionalização de regras claras e duradouras que favoreçam a estabilidade; iii) equalização e redução de impostos; iv) linhas de financiamento em condições especiais.

No entanto, a primeira reivindicação contribui para aumentar a instabilidade, pois potencializa a volatilidade do preço da gasolina. No Brasil, o preço da gasolina na refinaria não difere significativamente de outros países como aponta o gráfico 1. Na prática, os elementos que fomentam a instabilidade, antes de tudo é a flexibilidade entre a produção de etanol e açúcar e o próprio advento do carro *flexfuel*. Já o manejo do percentual de mistura de álcool na gasolina, quando há escassez de etanol, ao contrário, contribuiu para amortecer variações bruscas nos preços. O uso desse instrumento não é incompatível com a instituição de um marco regulatório dotado de instrumentos de *enforcement* adequados que garantam maior segurança jurídica aos investidores.

Gráfico 1: Preços Internacionais de Gasolina – média 2010



Fonte: Petrobras

O tema envolvendo os impostos é o mais delicado no país e dificilmente serão atendidas todas as expectativas no curto prazo. Ademais, há o risco de eventuais quedas de impostos não se traduzirem em redução de preços. No que tange às linhas *especiais* de financiamento, é preciso salientar o papel estratégico do setor para o Brasil. O problema é que a prática de juros abaixo da taxa básica do país é qualificada como uma forma de subsídio quando se pensa no mercado interno. Todavia, o Brasil possui os juros mais altos do mundo, o que constitui um fator que deprime a competitividade da indústria. Para que a competitividade internacional do etanol seja promovida é razoável equalizar as condições de acesso a crédito. Essa prática é muito diferente da subvenção que era dada pelo governo americano ao etanol de milho.

Em verdade, o que o país deve prover são os incentivos para modernizar o parque produtivo e melhorar a produtividade agrícola. A oferta de linhas de crédito para a renovação dos canaviais e ampliação da capacidade produtiva pode contribuir para que haja disponibilidade, qualidade e preços em níveis adequados. No entanto, depende do interesse do setor em aumentar a oferta de etanol, uma vez que isso reduz a rentabilidade do negócio. Nesse contexto, os desafios de planejar e regular o setor são maiores, pois além de requerer uma coordenação fina da esfera pública com a esfera privada, é preciso inibir as condutas anticompetitivas. Esse processo poderia contribuir para reduzir o desequilíbrio entre os agentes no interior da cadeia e a assimetria de informações entre o setor público e o privado. A agência reguladora poderá



centralizar informações, controlar toda a cadeia e ajudar a aumentar a estabilidade no mercado de etanol.

É sabido que a principal razão para a crise do etanol é a falta de cana-de-açúcar. No entanto, o aumento no preço álcool anidro (devido a sua oferta limitada) contaminou a gasolina e impediu que o consumidor pudesse consumir gasolina mais viável do que o etanol. A justificativa do setor para esse cenário é o aumento de custos e a falta de rentabilidade. Ambas são meias verdades que não explicam a contento o desequilíbrio recente. Desde 2009 os preços e a rentabilidade do setor melhoraram. Os efeitos da crise de crédito arrefeceram com o apoio do BNDES. Ademais, os custos dos insumos agrícolas não aumentaram tanto como se faz parecer. O preço da cana aumentou, ou seja, o custo para usina se elevou um pouco. É o resultado da falta de investimento nos canaviais. Mesmo assim, no último ano os grupos econômicos do setor registraram lucros significativos. Ainda assim, é um consenso a urgência da melhoria da infraestrutura logística para reduzir custos.

Ademais, os grupos econômicos maiores devem assumir a vanguarda. Junto das entidades de classe podem aprimorar as projeções de oferta e demanda como subsídio do planejamento de oferta. A função de planejar deve ser exercida não apenas pelo governo. Os diversos agentes devem se envolver nesse processo para aumentar a coordenação entre os diversos elos da cadeia produtiva e no interior de cada elo. Esses elementos contribuem para a estabilidade do setor. Embora ela seja diferente de previsibilidade, a conformação de um mercado mais estável é mais realista e pode ocorrer em um cenário de bons resultados do ponto de vista microeconômico e macroeconômico: lucros razoáveis, preços módicos e estabilidade monetária.

Concluindo, tudo indica que solução definitiva para a crise na oferta de etanol passe por um conjunto de incentivos que devem ser bem aproveitados por toda a cadeia do etanol. Um novo marco regulatório e a atuação dos agentes de regulação e defesa da concorrência parecem ser cada vez mais relevantes. Tudo isso não é capaz de resolver o problema, nem mesmo no longo prazo, caso o atores privados não exerçam a sua função de imobilizar capital, assumir riscos e contribuir com o crescimento do mercado. Não basta exercer pressão política para obter algumas concessões. É preciso permitir que o mercado cresça. A frustração a respeito das vantagens do carro *flexfuel*, da produção e utilização do etanol pode gerar prejuízos muito maiores para o setor. Ela pode reforçar a aposta de que o etanol é um combustível de transição. Útil até que os carros que usam eletricidade se consolidem. Assim, é razoável que se utilize todos os instrumentos disponíveis para estabilizar esse mercado caso o Brasil acredite que o etanol é um combustível viável do ponto de vista econômico, tecnológico e ambiental.

# Desenvolvimento econômico, energia e emissões de CO<sub>2</sub>

**Por Jacqueline Batista Silva**

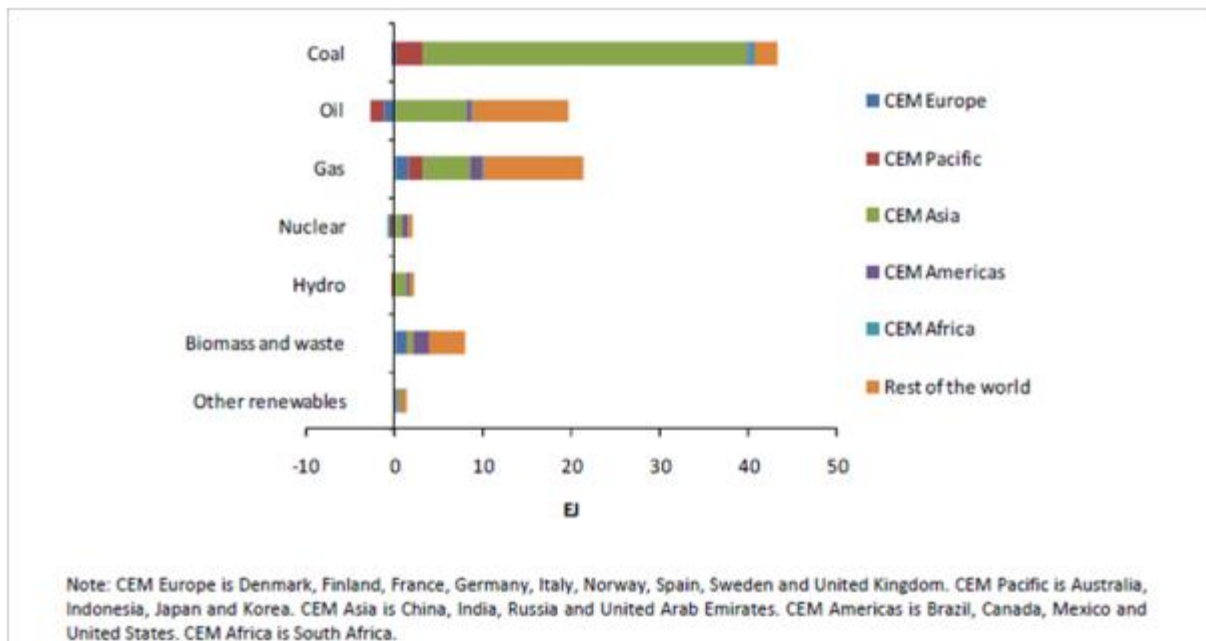
A maneira como a energia – ponto de partida para o desenvolvimento econômico e social – foi historicamente empregada envolveu não apenas a utilização intensa dos recursos naturais como também, muitas vezes, a sua degradação.

A Agência Internacional de Energia, em um estudo de referência, o Clean Energy Progress Report, apresenta a assertiva de que é preciso quebrar o elo entre desenvolvimento econômico e emissão de CO<sub>2</sub>. Se lembrarmos que o estudo foi lançado num período em que os Estados Unidos enfrentavam (e continuam enfrentando) uma crise econômica de grandes proporções, essa perspectiva ganha ainda mais peso em termos de possibilidades de construir uma distinta visão de futuro. Algumas considerações do estudo merecem ser ponderadas aqui, iniciando uma série de discussões sobre o tema da utilização de energias limpas e renováveis – global e localmente. Há alguns temas pontuados no relatório que são úteis para revermos os itens centrais da questão.

A primeira consideração é a de que os países que se empenharam em minimizar as emissões de Gases de Efeito Estufa proporcionaram um incentivo notável ao desenvolvimento de tecnologias geradoras de energias limpas. A utilização de energias renováveis tem crescido a taxas de 30% a 40%, nos últimos anos, graças a políticas de criação de mercados e reduções de custo. No entanto, observa-se que ainda há uma grande demanda pela utilização de energia baseada em combustíveis fósseis – demanda que, hoje, ultrapassa a observada para energias renováveis.

Numa tentativa de criar propostas e iniciativas de aceleração da utilização de energias limpas, vários países nos diversos continentes uniram-se num fórum global, comprometidos em aplicar políticas energéticas que contribuam para a disseminação e aceleração do emprego de tecnologias envolvendo energias limpas e renováveis. Estão comprometidos também em fazer com que essas iniciativas reduzam a desigualdade econômica. Eles constituem o CEM – Clean Energy Ministerial -, do qual o Brasil faz parte.

### Consumo incremental de energia primária total dos países CEM e não-CEM entre 2000 e 2008



Fonte: EIA. Clean Energy Progress Report, 2011.

Também somos lembrados de que há um fator considerado, por si só, um combustível: a eficiência energética. Medidas como a padronização e etiquetagem de equipamentos ou a utilização de lâmpadas fluorescentes fazem com que haja uma redução no quociente de energia não-utilizada/disponível já significativa nas considerações sobre demanda energética. Assim, dentre os recursos de energia limpa, poderíamos listar o carvão (combinando alta eficiência e CCS), a energia nuclear, energias renováveis, biocombustíveis, biomassa, utilização de veículos elétricos e a própria eficiência energética.

Apesar dos avanços na competitividade dessas fontes energéticas, tecnologias de base fóssil ainda desfrutam de muitos subsídios governamentais, em detrimento às fontes renováveis. Algumas das ações governamentais sugeridas no estudo a fim de reverter esse quadro, são:

- Aumentar o investimento público em inovação através de suporte à Pesquisa e Desenvolvimento;
- Implementar políticas energéticas mais inteligentes, incluindo a remoção de barreiras não-econômicas, incentivando opções mais limpas;
- Facilitar a utilização de energias limpas em sistemas energéticos tais como os *smart grids*;
- Diminuir subsídios a combustíveis fósseis;
- Taxar emissões de CO<sub>2</sub>.

O Clean Energy Progress Report apresenta o importante legado dos países que já realizaram esforços consideráveis para a implantação de energias renováveis: a experiência na utilização das políticas de incentivo; a criação de um pequeno

mercado inicial para as tecnologias limpas que levará a uma significativa redução no custo dos equipamentos; e a exportação de sua competência especializada e tecnologia para o resto do mundo.

Esse novo padrão de utilização da energia é uma questão de política energética global, que deve partir das iniciativas locais. No que diz respeito à emissão de gases de efeito estufa, é preciso uma revolução mundial. Uma revolução pelo uso de energias limpas, com iniciativas locais. Seu início deve ocorrer com abordagens estratégicas, comunicando ao público que segurança energética, desenvolvimento econômico e social, e benefícios ambientais podem advir do investimento em energia limpa. Esse é o maior desafio: a ruptura do paradigma desenvolvimento econômico/emissão de CO<sub>2</sub>. Essa é apenas uma das formas de desenvolvimento. Não é a única. É preciso pensar de forma diferente e criar as condições necessárias para se quebrar esse elo e construir uma perspectiva distinta de futuro.