

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Março/Abril de 2011 – Ano 11 – n.1

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados doze artigos:

Uma agenda para o gás natural no novo governo, por Marcelo Colomer.

Uma agenda futura para a política dos biocombustíveis no Brasil, por Renato Queiroz.

Questões sobre energia nuclear no Brasil, por Thaís Vilela.

Uma agenda para a indústria de petróleo no Brasil nos próximos anos, por Thales Viegas.

A crise no mundo árabe e o preço do petróleo, por Helder Queiroz.

O futuro dos biocombustíveis VI: a estratégia da Petrobras, por José Vitor Bomtempo.

Automóveis flex fuel: entendendo a escolha de combustível, por Luciano Losekann e Gustavo Rabello de Castro.

O acidente nuclear no Japão, a escassez energética e a mudança climática global, por Ronaldo Bicalho.

O contrato de partilha de produção: os riscos do fracasso, por Edmar de Almeida.

Acidente nuclear de Fukushima: dilema para o planejamento energético mundial, por Renato Queiroz.

Impactos do terremoto e da crise nuclear japonesa sobre o mercado internacional de gás, por Marcelo Colomer e Edmar de Almeida.

Preços, custos e o novo marco regulatório para o petróleo, por Thales Viegas.

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

Autores

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.

Gustavo Rabello de Castro

Graduando do Instituto de Economia da 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.

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.

Thaís Vilela

Mestre em economia pelo Instituto de Economia da UFRJ e Doutoranda da PUC-RJ.

Thales Viegas

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

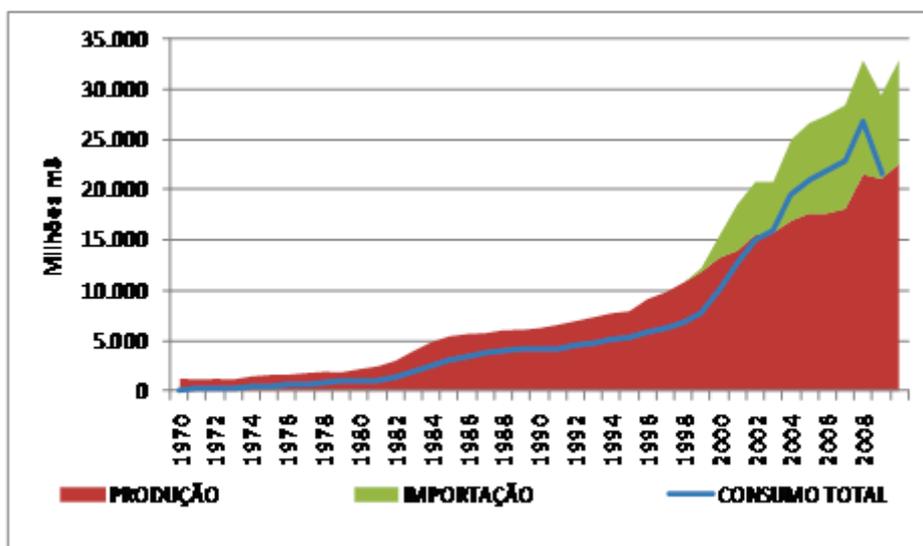
Uma agenda para o gás natural no novo governo

Por Marcelo Colomer

No dia 14 de dezembro de 2010 foi realizado no Rio de Janeiro pela Associação Brasileira de Estudos de Energia – AB3E – o seminário “*Uma Agenda para a Política Energética Brasileira nos Próximos 4 Anos*”. Entre todos os temas abordados destaca-se o papel do gás natural na passagem de uma matriz energética predominantemente fóssil para uma matriz energética sustentada em energias renováveis. Nesse contexto, faz-se necessário pensar em uma nova agenda para o gás natural no Brasil.

O cenário atual que se põe à indústria de gás natural mostra-se muito diferente do cenário sobre o qual foi elaborada a lei 11.909. As incertezas sobre a segurança do abastecimento de gás natural, trazidas pela reestruturação do setor de hidrocarbonetos na Bolívia em 2006, e o crescimento acelerado da demanda davam sinais de que o Brasil passaria de uma situação de excesso para uma situação de escassez de gás natural.

Figura 1 – Produção, Importação e Consumo de Gás Natural no Brasil

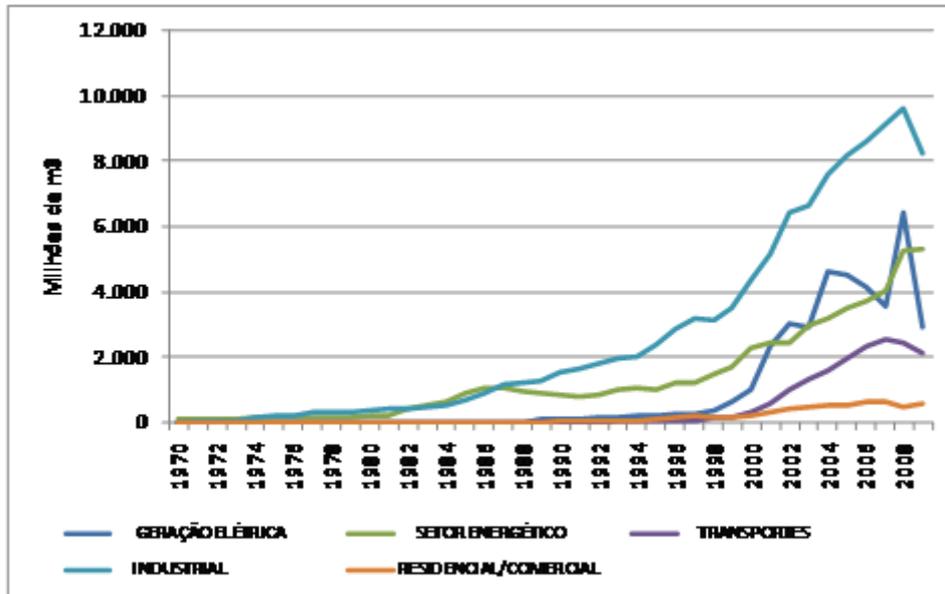


Fonte: BEN e ANP [2010]

A partir de 2009, contudo, o panorama da indústria de gás natural muda. A queda acentuada no consumo dos setores que vinham puxando o crescimento da demanda de gás natural, como o setor industrial e o de geração elétrica, a conclusão dos projetos de GNL no Ceará e no Rio de Janeiro e as descobertas das imensas reservas de gás natural do pré-sal reverteram a potencial situação de escassez em um potencial excesso de oferta. Ademais, o temor de que a reestruturação da indústria de gás natural na Bolívia pudesse comprometer a

segurança do abastecimento mostrou-se infundado uma vez que desde 2006 não houve interrupção – a não ser por motivos técnicos - do fornecimento de gás do país vizinho.

Figura 2 – Consumo de Gás Natural por Setor no Brasil

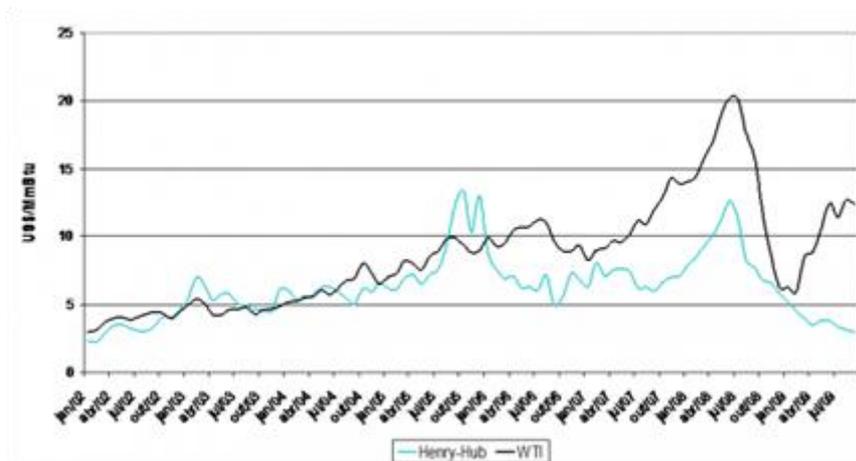


Fonte: BEN e ANP [2010]

Nesse novo contexto da indústria de gás natural no Brasil, os principais desafios para o novo governo mostram-se muito mais relacionados ao desenvolvimento do mercado e da infra-estrutura de escoamento do gás natural do que com o esforço de exploração e produção. Se considerarmos ainda que grande parte do gás produzido no Brasil encontra-se associado ao petróleo, o desenvolvimento de um mercado maduro para o gás natural mostra-se essencial para o esforço de redução das queimas, que em outubro de 2010, atingiram o valor de 5,50 milhões de m³ cúbicos por dia.

Outro importante fator que explica a importância do desenvolvimento do mercado interno é o cenário de preços baixos que se projeta para os próximos anos. O crescimento da produção do gás não convencional nos EUA, principalmente a partir do *shale gas*, a expansão da capacidade de liquefação acima da capacidade de regaseificação e as alterações das cláusulas contratuais na Europa vêm contribuindo para o descolamento do preço do gás em relação ao preço do petróleo. Sendo assim, o mercado internacional não se mostra um destino muito atrativo para o excesso de gás natural que se projeta no Brasil.

Figura 3 – Evolução dos preços do Petróleo e do Gás Natural no Henry Hub (EUA)



Fonte: MME 2010

Para o diretor da consultoria Gas Energy, Carlos Alberto Lopes, a oferta de gás natural no Brasil poderá atingir 170 milhões de m³ dia em 2020, o que evidencia a mudança de cenário para a indústria de gás na próxima década. Nesse contexto, de excesso de oferta, os principais desafios enfrentados pelo novo governo seguindo a visão do especialista são:

- I. Aumento da inserção do gás natural na matriz energética;
- II. Diversificação do consumo, principalmente a partir da expansão do consumo de gás natural no setor industrial;
- III. Definição de uma política de preços consistente com a nova realidade brasileira e internacional.

Segundo Carlos Alberto Lopes, para que o gás natural atinja 20% da matriz energética brasileira, o desenvolvimento da infra-estrutura de comercialização (processamento, transporte e distribuição) e a adoção de uma política de preço que favoreça a competitividade do gás natural frente a outros combustíveis são fundamentais. Em outras palavras, há a necessidade de um planejamento do governo para o setor de gás natural. Nesse sentido, a adoção de um programa de substituição de importação de produtos químicos, principalmente em setores que utilizam o gás natural como matéria prima, a expansão do uso automotivo de forma planejada, principalmente no transporte coletivo urbano, e a expansão do uso do gás natural na base dos despachos do setor elétrico, são estratégias que deveriam ser adotadas para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.

Outro ponto destacado pelo diretor da *Gas Energy* é o fortalecimento das agências estaduais de regulação e da Agência Nacional do Petróleo. A nova lei do gás atribuiu a ANP e ao MME uma série de responsabilidades antes a cargo da Petrobras. Esse fato exige que não só os órgãos federais, mas também os

estaduais estejam aptos a desempenhar esse novo e importante papel no desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.

Para o professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Edmar Almeida, a indústria de gás natural move-se muito rapidamente, o que dificulta a elaboração de uma política para o setor. Para ele, a lei 11.909 chegou atrasada. Elaborada em um cenário de contingenciamento de gás natural ela não se adéqua a nova realidade da indústria de gás no Brasil. Segundo o especialista, espera-se que os próximos anos se caracterizem por uma situação de expansão da oferta de gás natural. Assim, os objetivos de uma política para a indústria de gás natural mostram-se diferentes daqueles que levaram a elaboração da lei 11.909.

A inconsistência do planejamento energético com a situação que se projeta no futuro reflete-se no próprio plano decenal de expansão do setor elétrico em que não se prevê a construção de novas térmicas a gás natural. Assim, embora se estime uma expansão da oferta de gás natural, vem sendo dada prioridade à construção de térmicas movidas a outros combustíveis que não o gás natural.

Segundo a lei 11.909, o governo assume através da figura do MME e da ANP um novo papel no planejamento da indústria de gás natural. Para o professor da UFRJ, é importante que o governo assuma essa responsabilidade a ele atribuída e defina uma política clara para o setor. A realidade irá exigir que o MME se posicione em relação a determinadas questões como, por exemplo, onde termina o papel de planejamento do MME e começa o da Petrobras.

Para o professor Edmar Almeida, os próximos anos serão caracterizados por um ambiente de crescente conflito entre a Petrobras, as distribuidoras estaduais e os novos e potenciais agentes. O aumento das tensões entre diferentes agentes com diferentes interesses irá demandar do governo, principalmente da ANP, uma capacidade de mediação desses conflitos. Ainda dentro do contexto de aumento da rivalidade entre a Petrobras e os novos agentes, a questão das termelétricas a gás apresenta grande importância. Para o professor Edmar Almeida, as térmicas funcionam como âncora do investimento. Nesse sentido, a revisão do modelo de despacho das térmicas é essencial para expansão do mercado e para viabilizar a entrada de novos agentes. Atualmente, somente a Petrobras é capaz de arcar com os riscos associados aos despachos fora da base, uma vez que ela tem a flexibilidade da oferta e também é o maior consumidor de gás no Brasil. Para um novo agente, somente o despacho na base, ou melhor, um contrato firme de gás, é capaz de mitigar os riscos e viabilizar os investimentos.

Segundo Edmar Almeida, embora a diversificação do mercado de gás seja importante, ele não vê um potencial de absorção de toda produção projetada de gás natural se não for considerada a expansão do setor termoelétrico a gás.

Para o professor do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, Edmilson Moutinho dos Santos, contudo, existe um grande mercado potencial para o gás natural em setores diferentes do térmico, como, por exemplo, a indústria química e de fertilizantes.

Para o professor, o cenário que se projeta para o gás natural no Brasil é comparável a um *tsunami* de gás. Como exemplo ele cita o campo de mexilhão que, sozinho, tem uma capacidade de produção de 15 milhões de metros cúbicos dia. Para o professor Edmilson, é a ausência de mercado para esse volume de produção que explica porque após nove anos da descoberta do campo de Mexilhão, em 2001, sua produção ainda não se iniciou.

Para o professor da USP, o excesso de gás está levando a Petrobras a direcionar seus investimentos, principalmente em infra-estrutura de escoamento, para os campos de gás associado, como Tupi. Isto se explica pelos níveis recordes de queima e pelas restrições impostas pela ANP.

Nesse novo cenário, o gás boliviano irá representar um complemento marginal da oferta nacional, tendo muito mais impacto na formação dos preços do que na segurança do abastecimento. Essa situação de excesso de gás coloca como desafio a criação de novos mercados tanto para o gás nacional quanto para o gás boliviano. Nesse sentido, o professor Edmilson dos Santos concorda com o diretor da *Gas Energy*, Carlos Aberto Lopes, que afirma que a indústria química e de fertilizantes pode representar um importante mercado para o gás boliviano. Contudo, segundo o professor, deveríamos repensar a localização geográfica dessas plantas químicas e de fertilizantes posicionando-as próximas as fontes de suprimento.

Para o professor da USP, o setor industrial é ao lado das indústrias químicas e de fertilizante o principal mercado para o gás natural brasileiro em função de sua importância na agregação de valor na economia nacional. Para ele, a questão não é se devemos ou não queimar o gás para a geração de calor e energia, mas sim em que setores isso deve ser feito.

Ainda dentro do contexto de agregação de valor no PIB doméstico, o incentivo ao conteúdo nacional na indústria de gás natural deve fazer parte de uma política governamental para o setor. Embora o professor reconheça que as indústrias de base e o setor termelétrico sejam âncoras dos investimentos na cadeia produtiva do gás, são nos setores de transformação que a utilização do gás natural possui um grande potencial de agregação de valor. Nas palavras do professor Edmilson: é onde o gás pode mudar o sentido da economia brasileira.

Nesse cenário de expansão do consumo industrial de gás natural, a garantia do suprimento mostra-se fundamental. Em outras palavras, a questão contratual é de extrema importância. Atualmente, segundo o professor da USP, as empresas de distribuição não conseguem oferecer as garantias de suprimento necessárias ao setor industrial uma vez que grande parte do gás comprado pelas distribuidoras se dá com base em contratos não firmes com prazo de três meses.

A necessidade de garantir o suprimento em conjunto com as elevadas incertezas de oferta exige que se desenvolva o segmento de estocagem de gás natural. Nesse sentido, a questão que surge é quem irá assumir a responsabilidade pelo desenvolvimento do segmento. Assim, acumulação de estoques estratégicos mostra-se essencial para a auto-regulação dos preços e para a garantia do suprimento.

Outro ponto destacado pelo professor Edmilson é a necessidade de convergência entre o gás natural e as fontes renováveis de energia. No Brasil, contudo, não há uma coordenação da política energética nesse sentido. Na cidade de São Paulo, por exemplo, a proibição do uso de combustíveis fósseis no transporte urbano coletivo até 2018 inviabiliza a conversão da frota de ônibus para o gás natural. Assim, nesse cenário de restrição ao consumo de combustíveis fósseis, a questão que se coloca é se vai haver biodiesel e etanol suficiente para atender toda a frota de transporte urbano coletivo da cidade de São Paulo, quando a melhor alternativa seria combinar a participação dos biocombustíveis com a do gás natural.

Ainda no que diz respeito ao transporte, o professor da USP defende a idéia de que a expansão do carro *flex-fuel* desestruturou por completo o programa brasileiro de GNV. Esse fato, segundo ele, mostra a inconsistência dos programas de planejamento energético do governo, uma vez que a ineficiência energética dos motores *flex* não só limita o mercado internacional para os carros produzidos internamente como também não se justifica no esforço de racionalização do uso da energia.

A conclusão que se chega é que estamos em um ponto de inflexão na indústria de gás natural brasileira no qual a escassez de gás natural, característica do período de 2006 a 2008, dá lugar a um “*Tsunami*” de oferta. No mundo, o crescimento da produção e da capacidade de exportação vem contribuindo para a queda do preço do gás natural e para sua desindexação em relação ao preço do petróleo. Nesse cenário doméstico e internacional de preços baixos, o desenvolvimento do mercado nacional para o gás natural mostra-se não só essencial, mas também uma grande oportunidade para se aumentar a competitividade do Brasil no comércio mundial. Contudo, para que o excesso de gás natural não se torne um problema, há a necessidade de definição de políticas energética e industrial integradas e coordenadas entre as diferentes esferas do poder público. O papel do gás no setor elétrico, a convergência entre o gás e os combustíveis renováveis, a definição de uma política de precificação coerente com a nova realidade, os investimentos em infra-estrutura, o planejamento coordenado do uso do gás no segmento de transporte, o aumento da competitividade do gás no uso industrial e a convergência entre as regulações estaduais e a regulação federal são questões que devem está na agenda do novo governo para o setor de gás natural.

Uma agenda futura para a política dos biocombustíveis no Brasil

Por Renato Queiroz

A Associação Brasileira de Estudos em Energia – AB3E – promoveu em 14 de dezembro de 2010 no Rio de Janeiro um seminário para discutir a agenda da política energética brasileira para o próximo governo. No painel específico em que se discutiu a agenda para os biocombustíveis observaram-se duas abordagens: a do representante da Petrobrás, Eduardo Correia, da área de Estratégia Competitiva que identificou uma série de incertezas críticas que influenciam fortemente o mercado de biocombustíveis, desenvolvendo inicialmente, a partir dessas incertezas, quatro cenários exploratórios e selecionando dois cenários para um horizonte nos próximos 20 anos; e a do professor José Vitor Bomtempo do Grupo de Economia da Energia que avaliou o futuro da indústria de biocombustíveis sob um enfoque estratégico com premissas que quebram os atuais paradigmas.

O presente artigo apresenta as reflexões desses especialistas e coloca questões sobre o tema que certamente estarão na mesa de discussões dos formuladores da agenda de política energética para os anos futuros.

Incerteza crítica que influencia o mercado de biocombustíveis. A visão da Petrobras.

Segundo o executivo da Petrobras, o Brasil tem uma vasta experiência no campo dos biocombustíveis, pois o etanol tem sido usado como combustível no Brasil há quase um século. O país permanece com a maior participação dos biocombustíveis na composição da demanda do segmento de transportes rodoviário. Esses fatos são relevantes para uma avaliação estratégica do futuro dessa indústria. A Petrobras, em seu planejamento energético, utilizou a técnica de cenários, listando uma série de incertezas críticas que são interligadas, a saber:

- Crescimento econômico que influi no tamanho da frota e na demanda de combustíveis.
- Taxa de câmbio que tem forte relação com a competitividade com combustíveis fósseis no mercado interno e com biocombustíveis no mercado externo.
- Preço do petróleo que influencia os preços dos combustíveis fósseis ao consumidor.
- Abertura do mercado internacional que rebate no protecionismo e liberação do comércio.
- Tributação que reflete nos preços finais ao consumidor.
- Sustentabilidade sócio-ambiental que relaciona geração de empregos, ciclo de vida do produto, custos, mandatos.
- Custos de produção e custos logísticos que têm forte relação com tecnologia e uso de recursos, e atendimento aos mercados interno e externo.

- Competição por recursos: solo, água, insumos
- Tecnologias na produção de biocombustíveis, na captura e armazenamento de carbono – CCS e para a promoção de eficiência energética.

Com essa fotografia foram elaborados quatro Cenários para o horizonte de 2030 e selecionados dois: **Desenvolvimento Sustentável e Força do Hábito**.

No primeiro, “**Desenvolvimento Sustentável**“, foram destacados os seguintes grandes pontos que nortearão o cenário:

1. Cooperação entre o Estado e o mercado, que busca crescimento econômico com base em práticas sustentáveis.
2. Existirão pressões internacionais e locais por sustentabilidade.
3. Haverá políticas fiscais menos restritivas, com foco em geração de emprego.
4. Atividade produtiva será mais diversificada, com busca por maior eficiência produtiva e energética.
5. As políticas energéticas, econômicas e climáticas serão integradas.
6. O desenvolvimento de tecnologias limpas e sustentáveis será enfatizado.
7. Haverá maior tributação sobre energias de origem fóssil, particularmente sobre os derivados de petróleo.
8. Haverá incentivos aos biocombustíveis produzidos a partir de bases sustentáveis.
9. Os biocombustíveis que participam com cerca de 18 % da matriz energética nacional em 2009 terão uma participação de cerca de 35 % em 2030.
10. A participação dos veículos flex-fuel na destinação do etanol brasileiro que, em 2009, foi de 52%, em 2030, atingirá 77% nesse cenário.

No cenário denominado “**Força do Hábito**” destacam-se as seguintes características:

1. O Estado terá um papel regulador e atuará pontualmente na economia por pressões do mercado.
2. Haverá manutenção ou piora da distribuição de renda condicionada aos ciclos econômicos.
3. A pauta de exportação será essencialmente focada em produtos básicos.
4. As pressões contra o uso de fósseis na matriz existirão, mas não trarão mobilização e benefícios ambientais.
5. O desenvolvimento tecnológico será focado em redução de custos e competitividade.
6. O crescimento moderado dos preços do petróleo e câmbio apreciado favorece a manutenção da competitividade dos derivados de petróleo.
7. Manutenção da atual estrutura tributária.
8. Os biocombustíveis que, em 2009, tiveram uma participação na matriz energética de cerca de 18 %, em 2030, participarão com cerca de 28 %.
9. A participação dos veículos flexfuel na destinação do etanol brasileiro, em 2009, foi de 52% e, em 2030, atingirá 68%.

Por fim foram apresentados pontos relevantes que devem subsidiar a elaboração de políticas energéticas:

- O mercado de biocombustíveis no Brasil é predominantemente regido pelas leis de mercado, diferentemente do resto do mundo, onde a dinâmica é proporcionada por políticas públicas.
- A questão logística é uma barreira para o escoamento de produtos finais (etanol e biodiesel).
- Recursos escassos são críticos no contexto mundial, mas não no Brasil, onde ainda favorece a primeira geração de biocombustíveis.
- Forte assimetria tributária favorece etanol e GNV na matriz de combustíveis.
- Flexibilidade no uso de combustível gera maior volatilidade de preços e demanda.
- A visão brasileira privilegia a busca de reforço das vantagens competitivas da primeira geração, dando pouca atenção aos biocombustíveis de segunda geração.
- Deve ser dada uma prioridade à eficiência energética, aos transportes públicos e à P&D de segunda geração.

O Brasil está se preparando para uma indústria do futuro baseada em biomassa?

O especialista José Vitor Bomtempo do Grupo de Economia da Energia da UFRJ, no entanto, avalia que o planejamento energético estratégico apoiado em um desenvolvimento sustentável deve elaborar seus cenários com premissas ambiciosas e fora de paradigmas. Ele parte da premissa de que a indústria de biocombustíveis do futuro não tem nada a ver com etanol, biodiesel etc. Deve-se pensar na era Pós-etanol. O importante é a cana de açúcar e não o etanol. Essa indústria seria de biomassa integrada e um dos produtos será biocombustível. Ao analisar mais de 50 projetos de P&D afirma que falar em 2ª geração não é uma boa terminologia. Aponta-se para combinações variadas de novas matérias-primas, novas tecnologias, novos produtos, novos negócios. O professor Bomtempo identifica ainda, nessa pesquisa, a possibilidade de haver diversidade de tecnologias com avanços na engenharia genética e rotas termoquímicas. Ou seja, tecnologias combinadas que apontam a construção de novas indústrias e novos produtos.

Chama a atenção que o etanol pode não ter vida longa. E esse fato é importante para um planejamento energético estratégico de longo prazo. Outro ponto destacado é que a natureza da competição tenderá a ser diferente da que conhecemos hoje na 1ª geração. Atualmente se o empresário tem a matéria-prima, (dendê, soja etc.) encomenda a uma empresa de engenharia, por exemplo, o maquinário. Assim o investidor tem a sua planta montada e se posiciona como um grande produtor de biocombustível. Essa situação é o que chamamos de “indústria dominada pelos fornecedores”: a tecnologia vem de fornecedores externos.

A indústria do futuro será mais sofisticada em termos de tecnologias. Serão tecnologias novas que não poderão ser adquiridas junto às empresas de engenharia e fornecedores de um modo geral. A nova indústria será próxima do

que chamamos “indústria baseada em ciência”. Essa é uma mudança fundamental na forma de acesso à tecnologia e logo na forma de competição.

Verifica-se que as empresas estrangeiras estão se inserindo nessa indústria do futuro. Um exemplo é a SHELL que tem 4 empresas com tecnologias diferentes. São empresas independentes, investindo e aprendendo com tecnologias diferentes. Certamente nem todas as tecnologias vingarão. A estratégia é diferente da aplicada pela Petrobrás, por exemplo, que é uma única empresa e tem um Centro de Pesquisas como o CENPES cujos investimentos produtivos estão concentrados em etanol e biodiesel de 1ª geração.

Isso nos remete à pergunta: o Brasil está se preparando para essa “nova indústria”?

Reflexões sobre a futura agenda brasileira para os biocombustíveis sob um cunho estratégico.

No debate ocorrido no RJ, com a presença de especialistas em economia da energia, observou-se que há algumas análises e entendimentos de consenso sobre o futuro dos biocombustíveis no Brasil. O especialista da Petrobrás, por exemplo, identificou forças e fraquezas que decorrem de características internas ao setor de biocombustíveis no País, comparativamente aos da indústria de energia fóssil e aos produtores de biocombustíveis no exterior a saber:

Forças competitivas: i) O domínio tecnológico da 1ª geração, ii) a alta produtividade agrícola e industrial, iii) a cogeração e o aproveitamento de resíduos, iv) a grande disponibilidade de recursos naturais (terra e água) e clima favorável. **Fraquezas:** i) Altos custos logísticos, ii) forte dependência dos preços de insumos agrícolas e co-produtos (soja, açúcar etc.), iii) atraso em Pesquisa e Desenvolvimento-P&D da 2ª geração, iv) visão do setor centrada no curto prazo (decisões de investimento, paradigma tecnológico etc.), v) estrutura de mercado pouco concentrada e baixa escala e pouca integração.

Há questões, no entanto, que exigem análises estratégicas do planejamento. Embora o Brasil tenha, no presente momento, uma situação privilegiada de disponibilidade de grande quantidade de recursos energéticos, essa condição exige um ordenamento estratégico das opções. O cenário que se apresenta é bem diferente das experiências que o planejamento viveu no passado, quando as escolhas eram restritas. O planejador hoje se depara com um leque de opções disponíveis para atendimento das demandas energéticas nos diversos setores econômicos.

O setor energético será, sem dúvida, um dos mais importantes para o desenvolvimento econômico e social no futuro. Mas cabe refletir que a velocidade e a prioridade da produção de petróleo, na camada pré-sal, devem considerar as oportunidades produtivas de setores como o de biocombustíveis. Esse fato é de suma importância estratégica e deve pautar as políticas públicas voltadas à energia.

Cumpra-se listar algumas informações para levar o leitor a entender como as peças do tabuleiro de xadrez da indústria energética “verde” vêm se posicionando no jogo energético global.

A Agência Internacional de Energia – AIE através do World Energy Outlook 2010 em um de seus cenários “Novas Políticas” apresenta como premissa básica os planos divulgados e assumidos pelos diversos países para a redução das emissões de gases de efeito estufa até 2020. Ou seja, os programas energéticos elaborados pelos governos são entendidos, pelos organismos internacionais, como compromissos assumidos para a utilização da energia com a preservação dos recursos naturais e do ambiente.

Vale ainda observar nessa reflexão as ações entre países desenvolvidos para disseminação de tecnologias de baixas emissões. Há uma intensificação dos diálogos estratégicos entre a União Européia – UE e os Estados Unidos – EUA sobre essa temática. Observe-se, por exemplo, a criação do Conselho UE-EUA para a energia. O parlamento europeu em sua Proposta de Resolução Comum emitida em 9 de setembro de 2010 exalta que esse Conselho fornecerá “um novo quadro para o aprofundamento do diálogo transatlântico em questões estratégicas no domínio da energia, quais sejam a segurança do abastecimento, **as políticas visando à mudança para fontes de energia com baixas emissões de carbono, e o reforço da colaboração científica em curso no domínio das tecnologias energéticas**”. (O grifo é meu)

Outro destaque é a decisão do Grupo dos Vinte (G-20) [1] no final de 2009 sobre a racionalização e a redução dos subsídios ao consumo de combustíveis fósseis, estimulando os investimentos em combustíveis que contribuam para a redução das emissões de CO₂.

O que eu quero explicitar é que os “interesses” seja para a viabilização de uma gestão eficaz para um desenvolvimento sustentável, com uso racional de matérias-primas, e energia, seja para a introdução de novas oportunidades de negócios capitaneados pelos grandes grupos empresariais internacionais repercutirão nas discussões no palco geopolítico mundial.

O Brasil que busca se tornar um player energético internacional deve elaborar sua agenda energética, entendendo que o paradigma atual corporativo visa à maior perenidade dos empreendimentos através de modelos de negócios que se encaixem sob uma proposta de sustentabilidade do planeta. A pressão mundial será cada vez maior para a concretização das ações compromissadas nesse sentido.

Outro enfoque é a criação de empregos. A indústria de tecnologias de baixo carbono certamente trará resultados significativos para o desenvolvimento econômico e social, para os padrões de produção e consumo e, conseqüentemente na criação de novos empregos. O relatório da Organização Internacional do Trabalho (OIT) de 2009, em parceria com as Nações Unidas sobre o futuro dos empregos voltados a tecnologias ambientalmente inovadoras, faz uma previsão de que até 2030 serão criados até 20 milhões de novos empregos, sendo 12 milhões somente nas indústrias de bioenergia.

E nesse contexto entende-se como imprescindível uma avaliação sob um cunho estratégico do planejamento energético de longo prazo, visando pautar a agenda futura de biocombustíveis.

As questões apresentadas pelo professor José V. Bomtempo no seminário da AB3E sobre a indústria de biocombustíveis estão nesse contexto estratégico. A inovação deve estar no foco das estratégias de uma indústria que atenderá ao novo paradigma dos negócios da sustentabilidade. O desenvolvimento de pesquisas voltadas às indústrias de futuro, a criação de mecanismos de incentivos para um aumento de cientistas no País são quesitos estratégicos. O relatório da UNESCO sobre Ciência – 2010 que apresenta o status da ciência no mundo, divulgado de cinco em cinco anos, aponta que o Brasil aumentou seus investimentos em pesquisa entre 2002 e 2008 em quase 30 %. Mas, segundo Hugo Hollanders, especialista holandês e um dos responsáveis pelo relatório da UNESCO, a situação asiática, no entanto, é melhor do que a brasileira. Ressalta que “nos últimos cinco anos, muitos líderes acadêmicos americanos e europeus têm recebido convites de trabalho e orçamentos significativos de pesquisa em universidades do Leste Asiático. Essa pode ser uma estratégia brasileira. Afinal o mundo desenvolvido em crise e o Brasil crescendo, gera uma situação que favorece o intercâmbio entre especialistas brasileiros e de outros países. [2]

E nesse contexto seguem alguns itens para a composição dessa agenda no que se refere ao estabelecimento de políticas públicas voltadas à ciência e tecnologia e dirigidas à indústria de biocombustíveis. Essas propostas, no meu entendimento, teriam que ser discutidas e já iniciadas no novo governo, para que resultados ocorram nos médio e longo prazos.

- Incremento no processo de **capacitação de pesquisadores** visando uma maior base de conhecimento no País de novas matérias-primas, novos processos e produtos para a indústria futura de biocombustíveis.
- Incremento **do intercâmbio entre cientistas** brasileiros e de outros países para proporcionar ao Brasil um maior número de capital humano especializado na indústria futura de biocombustíveis.
- Fortalecimento e priorização dos investimentos em **Programas de P&D e de Inovação Nacional** sob um processo sinérgico de um plano estratégico para os biocombustíveis.
- Fomento de **parcerias estratégicas entre empresas nacionais e estrangeiras** para implantação de projetos pilotos de indústrias de biocombustíveis e bioprodutos do futuro.

Sobre as questões da 1ª geração de biocombustíveis, Eduardo da Petrobras apresentou, no seminário da AB3E, dentro dos cenários desenvolvidos pela Petrobras, questões que devem ser enfrentadas no horizonte que inicia no novo governo; dentre elas cabe destacar os altos custos logísticos, a forte dependência dos preços de insumos agrícolas e co-produtos como soja, açúcar. Mas seguem algumas considerações sobre o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel – PNPB que alcança 6 anos a partir de sua criação e regulamentação. Afinal como destaca o prof. Bomtempo “o biodiesel não tem um produtor líder e não há estrutura industrial definida.” E deve ser lembrado também que a “dieselização” da frota no transporte mundial é uma realidade que ainda deve permanecer por alguns anos, apesar dos avanços em novas tecnologias. Enfim,

cabem algumas reflexões sobre o biodiesel. O governo Lula lançou o programa visando atingir resultados econômicos, energético-ambiental e social. O programa, de fato, vem avançando, dentro das metas de sustentabilidade do planeta. O biodiesel tem um papel relevante na diminuição de emissão de CO₂, principal gás de efeito estufa, pois é um combustível renovável obtido a partir do processamento de óleos e gorduras animais e vegetais. Quanto à produção pode-se afirmar que há avanços razoáveis e o País tem cerca de 60 usinas com capacidade de produção de cerca de 5,0 bilhões de litros por ano, mas com uma ociosidade de aproximadamente 50%.

Quanto aos objetivos sociais que visavam à produção do combustível a partir de culturas típicas da agricultura familiar, não houve o sucesso esperado. Os agricultores familiares têm dificuldades para obterem uma maior produtividade de suas culturas, não obtendo produção suficiente para disponibilizar. Em adição a crise econômica mundial levou várias empresas, inclusive a maior empresa de biodiesel Brasil Ecodiesel, a enfrentarem dificuldades para operar suas indústrias em plena capacidade. Tal situação afetou as famílias de agricultores incluídas no programa de biodiesel, pois as compras compulsórias não ocorreram [3].

No campo econômico há bons resultados na redução na importação de diesel de petróleo. Mas vale destacar que dados atuais do Balanço Energético Nacional da EPE/MME apontam que o setor de transporte consumiu 48 % de diesel, ficando um pouco abaixo da participação em 1990 que foi de 51%. Nos 2 cenários apresentados pela Petrobras a participação do diesel no setor de transporte, em 2030, ficará ainda um pouco acima dos 40 %.

O Biodiesel faz parte também da pauta da matriz mundial do “green business”, o que deve chamar a atenção para os aspectos de competitividade, por exemplo, na sua produção. Somente para citar um exemplo, a Alemanha, hoje, tem um conjunto de políticas públicas de incentivos, sendo um dos maiores produtores mundiais de Biodiesel com um grande mercado consumidor. Possui um amplo parque industrial com plantas de processamento distribuídas por todo o país; um sistema de distribuição bem estruturado, utilizando a mistura B5, frotas cativas, postos com bombas exclusivas para a comercialização do B100 etc. Há outros exemplos, para ficar somente na Europa, como a França. Um grande produtor que tem metas, em seu programa de biodiesel, que buscam a diminuição da dependência dos fósseis e sobretudo o desenvolvimento de novas opções para a agricultura. Ou seja, o “mundo” do business dos energéticos verdes está em crescente desenvolvimento.

No Brasil a produção do biodiesel está dependente da soja que contribui com cerca de 80%. As segundas matérias-primas são o sebo bovino e outras gorduras animais que totalizam cerca de 15 %. No entanto, o óleo produzido pela soja, segundo os especialistas, tem rendimento (em óleo) baixo em comparação com outras oleaginosas que têm um potencial de rendimento de óleo bem maior e com tecnologia dominada como girassol, amendoim, algodão, canola. Há outras matérias-primas que ainda carecem de domínio tecnológico, como alguns tipos de palmeiras, que têm um potencial de rendimento bem mais alto.

Nesse sentido a dependência do programa de uma “commodity”, a soja, pode criar insegurança ao suprimento voltado ao biodiesel [4]. O modelo de produção de biodiesel baseado a partir de óleo de soja pode ter perspectivas de curto prazo de expansão.

Nesse sentido segue mais um item que poderia constar da agenda futura de biocombustíveis.

- *Estabelecimento de um programa de P&D mais agressivo com investimentos significativos em outras matérias-primas, para que o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel tenha uma oferta que atenda às metas (B8 , B20 , B100) desejadas e que possa, inclusive, participar ativamente do comércio mundial.*

O Brasil com um clima favorável e disponibilidade de terras tem condições de ser um país competitivo no desenvolvimento da indústria futura de biocombustíveis. Há conquistas, é verdade, agronômicas e industriais até o momento. No entanto, conforme reflexões em artigo anterior[5], o contexto da era atual de transitoriedade cria incertezas. O exercício de planejar deve considerar como condição necessária a inovação. Assim, as políticas públicas baseadas em um planejamento de longo prazo estratégico municiam as futuras gerações a evitar as descontinuidades de um processo tecnológico atingido. E, por fim, reforço que o País não pode cair na armadilha em priorizar exclusivamente a produção de petróleo na camada pré-sal, em sua futura agenda energética, sem considerar as oportunidades produtivas de setores estratégicos como o de **biocombustíveis**.

[1] Reúne as vinte maiores economias, responsáveis por cerca de 85% do PIB mundial.

[2] Segundo o relatório “a China está prestes a superar tanto os EUA quanto a UE em números de pesquisadores.”

[3] Vale destacar que a entrada da Petrobras Biocombustível (PBio) em 2008 deu uma alavancada no programa operando usinas em vários estados permitindo um avanço na inclusão da agricultura familiar.

[4] Assinala-se que a PBio tem realizado parcerias para o desenvolvimento de sistemas de produção com suprimento contínuo das matérias-primas e/ou óleos vegetais para as usinas de biodiesel. A Embrapa dentro dessa parceria realiza pesquisas com várias oleaginosas, palmeiras nativas, inclusive de interesses locais.

[5] Vide Queiroz, R., O planejamento energético em uma era de transitoriedade. Boletim Infopetro, Novembro/Dezembro. Ano 10, n.5, 2010.

Questões sobre energia nuclear no Brasil

Por Thaís Vilela

Diante de políticas mundiais de redução das emissões de dióxido de carbono e de utilização de fontes de energia alternativas aos combustíveis fósseis, cresce, no mundo, o debate sobre a utilização do combustível nuclear para a geração de energia elétrica. Apresentada por alguns pesquisadores como solução eficiente e viável economicamente, a energia nuclear encontra forte oposição da população, sendo, na maioria das vezes, associada a programas militares e à possibilidade de acidentes. Não é possível, de fato, negar tais associações, porém não é possível negar também o avanço dos procedimentos de segurança adotados, assim como a evolução tecnológica dos reatores nucleares.

Especificamente sobre a energia nuclear no Brasil, tem-se que as usinas nucleares de Angra dos Reis operam de acordo com as Convenções Internacionais de Segurança Nuclear e de Gerenciamento Seguro de Combustível Usado e Rejeitos Radioativos, seguindo, assim, rigorosos procedimentos de controle e de qualidade ao longo de todo processo produtivo, reduzindo, dessa forma, os riscos de acidentes. São muitos os trabalhos que apresentam os custos e os benefícios da utilização do combustível nuclear para a geração de eletricidade. Contudo, no Brasil, a discussão sobre energia nuclear deve ser mais do que uma simples apresentação das vantagens e desvantagens do uso do combustível nuclear.

Acredita-se que a questão a ser investigada é sobre a necessidade ou não de investir na geração de energia elétrica via nuclear, tendo outras fontes alternativas de energia disponíveis no Brasil, como destacado em diversos artigos do professor José Goldemberg. Neste sentido, faz-se necessária uma análise inicial da demanda e da oferta de energia elétrica no país.

Pelo lado da demanda, com base no PDE 2010 – 2019, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, a carga de energia, que consiste na soma do consumo final de eletricidade com as perdas (técnicas e não-técnicas), deve crescer, em média, 5% ao ano ao longo do período de projeção, ou seja, de 55.444 MWmed em 2010 para 85.231 MWmed em 2019.

Pelo lado da oferta de energia elétrica, o PDE 2010 – 2019 destaca as fontes renováveis como fontes prioritárias no plano de expansão da geração de eletricidade a fim de atender aos requisitos da demanda. O acréscimo planejado da capacidade instalada hidrelétrica no Brasil concentra-se no subsistema Norte, porém deve-se mencionar que grande parte das novas usinas operará a “fio d’água”, não tendo, portanto, capacidade de criar reservatórios. Neste sentido, cresce a importância do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, cuja capacidade de regularização dos reservatórios representa 70% do Sistema Interligado Nacional (SIN), e, também, de fontes alternativas de forma a complementar a geração de energia elétrica no país.

Diante deste cenário, a expansão planejada, de 2014 a 2019, considera apenas o aumento da capacidade instalada das fontes hidráulica e alternativas

renováveis, em especial a eólica, a biomassa de bagaço de cana-de-açúcar e a PCH. A capacidade instalada de geração elétrica destas fontes deve crescer 116% ao longo do período analisado, sendo a energia eólica a fonte com maior taxa de crescimento esperada entre 2010 e 2019, 15% ao ano, o que resulta do maior grau de competitividade alcançado por esta fonte diante das fontes tradicionais.

Surpreende, entretanto, o crescimento do óleo combustível entre 2010 e 2013, cuja capacidade varia de 3.380 MW em 2010 para 8.864 MW em 2013. De acordo com o PDE 2010 – 2019, prevê-se um aumento, ao longo deste período, do consumo das termelétricas. De fato, a capacidade instalada de geração térmica no SIN deve aumentar, no período decenal, 91%, aumentando, assim, a demanda por gás natural, óleo combustível e outros. Especificamente sobre a energia nuclear, sua participação na matriz energética brasileira deve permanecer em, aproximadamente, 2% mesmo com o funcionamento de Angra III em 2015, entretanto, sua capacidade aumentará em 70% entre 2010 e 2019.

Como critério de garantia de abastecimento de energia elétrica, a Empresa de Pesquisa Energética assume, considerando todos os cenários hidrológicos simulados, um risco de insuficiência de oferta de eletricidade em cada subsistema inferior ou igual a 5% ao ano.

Dentro deste contexto, a opção por investir em novas usinas nucleares, além de Angra III, parece ser desnecessária. Contudo, ao analisar o cenário energético projetado para 2019 tem-se que a capacidade instalada conjunta das fontes renováveis, incluindo as hidrelétricas, deve representar 83% da capacidade instalada total. Neste sentido, mesmo admitindo uma probabilidade de déficit de energia menor ou igual a 5%, tem-se que os riscos não ponderados pela mudança climática podem alterar significativamente as projeções, de forma que, do ponto de vista da política energética, é preciso sempre considerar todos os cenários possíveis. Neste caso, o investimento em fontes de energia que independam do clima constitui fator estratégico para o país.

Neste contexto, a energia nuclear pode ser uma opção viável. Além de possuir uma das maiores reservas de urânio do mundo, o Brasil domina o conhecimento do ciclo completo de fabricação do combustível nuclear. Com relação à competitividade da energia nuclear tem-se que a tarifa da energia elétrica praticada pela Eletronuclear é igual a 145,48 R\$/MWh. Tal tarifa é estabelecida na Resolução Homologatória da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº. 1.091, de 30 de novembro 2010, e é válida até 4 de dezembro de 2011. A fim de comparar, o preço máximo de venda obtido no último leilão de Energia Nova, realizado em 12 de dezembro de 2010, foi de 104,00 R\$/MWh para o empreendimento Santo Antônio Jirau, cuja energia é gerada por usinas hidrelétricas.

Tendo, portanto, como referência este preço de venda fica evidente a menor competitividade da energia nuclear frente à hidráulica, porém não é possível afirmar isso com relação ao preço de venda de energia pelas termelétricas. No 8º Leilão de Energia Nova, realizado em agosto de 2009, o preço de venda obtido foi igual a 144,60 R\$/MWh para o empreendimento UTE Codora, que utiliza como combustível o bagaço de cana-de-açúcar. Cabe mencionar que em 2009, a tarifa da energia elétrica gerada pelas usinas Angra 1 e Angra 2

correspondia a 135,63 R\$/MWh, o que evidencia, portanto, sua viabilidade econômica.

Sendo assim, o potencial brasileiro de geração de eletricidade via combustível nuclear é imenso, considerando os custos, o conhecimento atual das reservas e da tecnologia. Especificamente sobre os rejeitos radioativos de alta atividade, tem-se que esses são armazenados, inicialmente, em piscinas de resfriamento, uma vez que geram quantidades significativas de calor, sendo necessário resfriá-los por, no mínimo, dez anos. Em seguida, são postos em depósitos intermediários de longa duração (500 anos). Acredita-se que, no futuro, os rejeitos radioativos possam ser utilizados como combustíveis, diminuindo, assim, a meia-vida dos elementos resultantes da fissão nuclear.

O Brasil deve seguir sua trajetória de investimento em geração de eletricidade via fontes de energia que não emitam, ou emitam pouco, dióxido de carbono diretamente, mas a estruturação da matriz energética deve sempre considerar a complementaridade estratégica entre as fontes de energia como medida de segurança energética nacional. Neste sentido, a energia nuclear pode desempenhar um papel importante no Brasil.

Referências bibliográficas

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em 07 de janeiro de 2011.

Comissão Nacional de Energia Nuclear. Apostila Educativa: Energia Nuclear. Disponível em: www.cnen.gov.br. Acesso em 05 de janeiro de 2011.

Eletronuclear (2009). Guia Eletronuclear de Pronta Resposta 2009. Coordenação de Imprensa. Disponível em: www.eletronuclear.gov.br. Acesso em 07 de janeiro de 2011.

Lapa (2008). Fanáticos e irracionais. Jornal O Globo. 22 de agosto de 2008.

PDE 2010 – 2019. Plano Decenal de Energia 2010 – 2019. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em 03 de janeiro de 2011.

PNE 2030. Plano Nacional de Energia 2030. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em 05 de janeiro de 2011.

.

Uma agenda para a indústria de petróleo no Brasil nos próximos anos

Por Thales Viegas

A Associação Brasileira de Estudos em Energia – AB3E– promoveu no final do ano passado um seminário para discutir a agenda da política energética brasileira para o próximo governo. Este artigo resume os pontos essenciais dessa agenda abordados na sessão específica desse seminário dedicada à indústria de petróleo no Brasil.

A indústria do Petróleo no Brasil ganhou ainda mais importância com as grandes descobertas na camada pré-sal. Um conjunto amplo de mudanças e desafios de natureza regulatória, macro e microeconômica e tecnológica deverá ser enfrentado nos próximos anos. O incremento projetado para a produção de petróleo nas próximas décadas figura entre os maiores do mundo. Desta forma, o Brasil tende a se tornar peça fundamental na geopolítica internacional, o que requer a criação de uma estratégia eficiente de comercialização e penetração do petróleo brasileiro frente à dificuldade de acessar os mercados internacionais.

No plano doméstico, há que se tornar mais transparente o processo de formação de preços dos derivados, sobre os quais a tributação também tem uma importância grande. A participação dos investimentos do setor petróleo no PIB vem crescendo e a tendência é continuar se elevando nos próximos anos. Diante da elevada oferta de petróleo projetada, fatalmente será necessária a exportação de petróleo cru de forma que o desejo de exportar derivados (com maior valor agregado) não implica numa dicotomia entre as duas opções. Deve-se identificar uma composição adequada desses elementos capaz de promover a indústria nacional sem inviabilizar o escoamento da produção doméstica.

Como a exploração na camada pós-sal é importante para o aumento da produção, as rodadas de licitação nas áreas de concessão devem ser retomadas. O retorno à normalidade mantém a atratividade da exploração e permite às empresas instaladas renovarem seus portfólios exploratórios além de atrair novas empresas, mantendo o ambiente de multiprodutores. É preciso que fiquem claros quais encaminhamentos serão dados para as áreas exploratórias que estiverem fora das ditas áreas estratégicas.

Também é preciso tratar do espaço das pequenas operadoras e da produção onshore, pois do ponto de vista social as pequenas operadoras que atuam em campos marginais maduros têm um papel relevante. Deste modo, há que se permitir o acesso a novas áreas exploratórias, possibilitando a incorporação de novos ativos, bem como criar mecanismos alternativos de comercialização do óleo para os pequenos produtores. Por razões óbvias a regulação do setor está focada nos grandes operadores e na produção offshore, mas o universo do segmento onshore é distinto e fica comprometido sem mecanismos de incentivos. Nele a margem é mais estreita do que na produção em larga escala.

As principais vantagens desses produtores independentes estão associadas à flexibilidade operacional devido a sua dimensão adequada e a forte interação que elas promovem com as localidades onde atuam. O número de poços perfurados por essas empresas é significativo, de forma que a reativação da indústria de bens e serviços voltada para esse segmento é fonte de desenvolvimento local. Além disso, promover produtores independentes (pequenos) pode ajudar a formar força de trabalho qualificada, a qual constitui um dos gargalos do país, em geral, e da indústria petrolífera, em particular.

No tocante ao novo marco regulatório, ainda permanecem alguns aspectos que precisam ser esclarecidos a respeito da estruturação do comitê operacional, sobre como garantir o interesse público, por meio do papel importante do governo em seu interior. Isto deverá ocorrer sem comprometer o equilíbrio entre as partes, conferindo segurança técnica e econômica aos contratados. Promover a justa divisão da renda petrolífera e manter a atratividade constitui desafios importantes. No novo modelo regulatório ainda há muitas definições a serem feitas. Elas estão relacionadas a aspectos tributários, aos custos recuperáveis e não recuperáveis, aos instrumentos complementares e ao próprio contrato de partilha.

O novo marco envolve um desafio institucional muito grande, na medida em que os órgãos públicos passam a ter um papel determinante na produção. As instituições envolvidas no processo devem estar preparadas, zelar pela transparência e construir mecanismos de controle eficientes, permitindo a coordenação e gestão adequadas no bojo do novo modelo. Ademais, existe um “risco regulatório” iminente associado à hipótese dos papéis das diferentes instituições não ficarem muito claros, gerando redundância entre as funções do Ministério de Minas e Energia, da Pré-Sal S. A. e da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

No que se refere à Petrobras se tornar operadora única, por um lado a empresa nacional pode ter mais domínio sobre o processo de exploração na camada pré-sal, mas por outro lado a limitação de operadores pode significar a perda de oportunidade para o país no que se refere ao intercâmbio tecnológico que contribui para criar uma cadeia de fornecedores mais eficiente.

A exploração na camada pré-sal e o novo ciclo de investimentos devem impulsionar o desenvolvimento da indústria para-petrolífera e do parque de refino nacionais. Entretanto, a indústria nacional tem que se capacitar para permitir a monetização dos recursos no pré-sal. Ela precisa investir muito, pois opera muito próximo da capacidade instalada. Todavia, a capacidade de investir desses pequenos fornecedores é bem menor do que das grandes operadoras. Além disso, faltam trabalhadores qualificados no país e poucos fornecedores nacionais atuam em áreas com conteúdo tecnológico mais avançado (fronteira tecnológica).

Nessas condições, uma política industrial agressiva, que equacione a proteção e exposição necessárias, pode oferecer os incentivos mais adequados para a indústria nacional gerar e manter níveis elevados de competitividade. Os instrumentos de política industrial associados ao crédito e à demanda estão disponíveis por meio da política de compras da Petrobras e dos mecanismos

especiais de oferta de capital de giro e financiamento do BNDES. Esses são os principais vetores dos estímulos atuais à indústria, mas não são suficientes para permitir a superação de alguns gargalos da cadeia de fornecedores no Brasil.

No sentido de enfrentar os desafios apontados, o Prominp vem buscando contribuir com a disseminação de informações, com a substituição competitiva de importações, com o estímulo à pesquisa, às inovações, ao desenvolvimento tecnológico e ao aprimoramento das micro e pequenas empresas. Há que se identificar a melhor maneira de conjugar os incentivos requeridos para que a indústria brasileira de suprimentos alcance o grau desejável de competitividade. Ele envolve qualidade e prazos de entrega compatíveis com níveis internacionais. Diante das projeções de aumento da produção de petróleo deverá haver uma pressão sobre a cadeia produtiva brasileira, que constitui um risco de aumento de custos e de atrasos nas entregas. Assim, o apoio à cadeia por parte da Petrobras não se constitui em alguma espécie de favor a essa indústria. Está associada ao interesse da empresa em ter fornecedores locais capacitados em meio a um mercado em que a oferta de suprimentos evoluiu em ritmo insuficiente nos últimos anos.

Do ponto de vista macroeconômico, o setor petróleo vem estimulando os investimentos, de modo que o crescimento projetado da produção de petróleo e gás é muito estratégico para toda a economia brasileira. No ano de 2010 o setor respondeu por aproximadamente 26% dos investimentos industriais no Brasil. Um patamar elevado diante dos atuais níveis de investimento da economia nacional que conformaram o maior ciclo de inversões desde a década de 1970. Entretanto, em 2010, o contexto macroeconômico brasileiro, com destaque para o câmbio valorizado, conduziu a uma fragilização da indústria nacional que ameaça permitir a disrupção de importantes elos da cadeia produtiva doméstica. Ademais, o aumento das importações também vem reforçando o déficit em transações correntes que é objeto de preocupação.

Nesse contexto, em que o risco de doença holandesa (desindustrialização) se coloca, o país não deve buscar soluções importando modelos de outros lugares (exemplos: Noruega e Austrália), uma vez que cada país tem a sua especificidade. No caso brasileiro, o protecionismo *strito sensu* é disfuncional à indústria doméstica, pois a cadeia de produção ainda é pouco desenvolvida, possuindo um tecido industrial frágil e insuficiente. Ela é fruto de uma política voltada exclusivamente para gerar emprego em uma indústria que permaneceu com ociosidade por determinado tempo. Constata-se que os instrumentos de política industrial adotados estão defasados.

Diante da oportunidade de forte crescimento da produção de petróleo o país deve ser mais criativo e não esperar que as empresas nacionais se desenvolvam paulatinamente a partir de uma estratégia de “pick winners” (escolha dos vencedores). O estímulo à empresa nacional é mais eficaz se ocorrer em meio a um ambiente competitivo, de modo que importar uma empresa internacional por inteiro pode servir de referência e incentiva a capacitação da firma nacional.

Por fim, deve-se registrar que diversas projeções apontam que o Brasil deverá continuar crescendo significativamente acima da média mundial em um contexto de mudança nas relações entre os países desenvolvidos e os países em

desenvolvimento. O cenário internacional tende a mudar vis-à-vis os últimos anos tanto no que se refere às taxas de crescimento econômico quanto no tocante às relações de poder entre as nações. O Brasil tem condições de exercer posições protagonistas nas novas modalidades relacionais que vêm sendo estabelecidas no plano internacional, a depender das opções de políticas públicas adotadas e do grau de evolução da institucionalidade no país.

A crise no mundo árabe e o preço do petróleo

Por Helder Queiroz

A atual crise política no mundo árabe já provoca sobressaltos no mercado internacional do petróleo. Após o agravamento da crise na Líbia, país integrante da OPEP e com produção de cerca de 1,5 milhões de barris, os preços internacionais do óleo bruto subiram de forma significativa, nos últimos dias, atingindo o patamar de US\$ 108 para o barril do óleo do tipo Brent.

O grau de incerteza nos mercados e a consequente volatilidade dos preços tendem a ser ampliados nos próximos dias, dado que é praticamente impossível prever quais serão as consequências políticas e econômicas da crise na Líbia, mas sobretudo sobre eventuais desdobramentos em outros países da OPEP.

Desse modo, o maior receio dos agentes que operam nesse mercado diz respeito à possibilidade de ruptura da oferta. Nessas condições de incerteza, o mercado futuro do petróleo fica ainda mais ativo, multiplicando-se significativamente o número de transações, retroalimentando a tendência de alta. Esse aspecto não é particularmente novo. Em meados de 2008, os preços atingiram o patamar de US\$ 145 e recuaram para praticamente a metade desse valor no final daquele ano.

Em que medida a alta de preços de 2008 se assemelha a essa que ocorre em 2011? Do ponto de vista dos fatores explicativos na verdade os dois movimentos são muito distintos: no primeiro caso, com forte predominância do componente estrutural; e no caso atual, os determinantes são de natureza geopolítica. Cabe recordar que, em 2008, a baixíssima capacidade excedente da produção mundial, em torno de 1 milhão de barris, suscitava fortes preocupações com relação à não adequação da oferta para atender a demanda, num contexto de crescimento econômico mundial. De certo modo, a crise financeira internacional contribuiu para “resolver” este problema, devido à forte retração econômica ocorrida a partir do segundo semestre de 2008.

No caso do atual aumento de preços, a variável de natureza geopolítica é que se constituiu o principal fator de incerteza, o que leva os agentes econômicos a antecipar um eventual espraiamento da crise para outros países produtores de petróleo. Porém, é importante notar que a capacidade excedente de produção de petróleo, no mundo, é significativamente maior agora (em torno de 5 milhões de barris/dia). Apesar disso, a gravidade da crise no mundo árabe levou a aumentos significativos da cotação do petróleo.

Em comum, as últimas elevações dos preços internacionais registraram a importância de um componente de cunho financeiro, que se traduz na elevação do volume de contratos futuros comercializados. Num contexto de incerteza, seja por razões estruturais ou geopolíticas, os movimentos especulativos de curto prazo ampliam o volume de transações no mercado futuro, o que retroalimenta a tendência altista.

Não obstante o caráter especulativo dos movimentos de preços, é importante destacar que tal crise chega num péssimo momento para os países importadores de petróleo, em especial para aqueles que começavam a dar os primeiros passos na direção da recuperação econômica após a crise de 2008. Os custos mais elevados do petróleo tendem a gerar mais inflação e esfriar o processo de aquecimento da economia. Em muitos países europeus, por exemplo, os governos preferem utilizar como instrumento a redução dos tributos incidentes sobre os preços dos combustíveis, atenuando o impacto sobre os preços finais dos derivados. Como ainda não foram concluídos os programas de ajuste fiscal, é difícil imaginar que, neste momento, os governos usem os tradicionais instrumentos de amortecimento da elevação dos preços do petróleo, via a redução de uma parcela da arrecadação dos tributos incidentes sobre os derivados de petróleo.

Caso a escalada de preços continue e contribua para frear a retomada do crescimento econômico mundial, o Brasil, por um lado, irá arcar com uma possível redução de suas exportações para os países industrializados. Por outro lado, cabe lembrar que o país hoje se beneficia da independência energética vis-à-vis as importações de petróleo e está em vias de se tornar exportador líquido ao longo desta década.

Ademais, num cenário de preços elevados, a indústria petrolífera contribui, de forma ainda mais significativa para o incremento do orçamento dos estados e municípios brasileiros beneficiários dos *royalties* e de outras participações governamentais do petróleo. A metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo produzido em campos brasileiros, que é tido como referência para o cálculo dos *royalties*, utiliza uma fórmula paramétrica que tem como referências o preço do petróleo tipo Brent.

Por fim, cabe notar que alterações significativas nesse quadro só surgirão com a reversão de alguns dos fatores que têm desequilibrado a estrutura de oferta e demanda de petróleo ao longo dos últimos anos, bem como a redução da instabilidade geopolítica nos países integrantes da OPEP. Mas, no curto prazo, será difícil escapar de um contexto marcado por uma maior volatilidade dos preços de petróleo face à gravidade da crise observada, a qual obrigará a um redesenho das relações geopolíticas internacionais.

O futuro dos biocombustíveis VI: a estratégia da Petrobras

Por José Vitor Bomtempo

No artigo anterior (Bomtempo, 2010), comparamos as estratégias da BP e da Shell em biocombustíveis. Hoje, apresentamos o caso da Petrobras. Vale recordar rapidamente a fundamentação da análise. Partimos de uma distinção de base entre a competição dentro da estrutura industrial existente – etanol e biodiesel – e a competição no que denominamos indústria de biocombustíveis e bioprodutos do futuro – novos processos e novos biocombustíveis e bioprodutos. No primeiro caso, temos tipicamente uma competição baseada no posicionamento dentro de uma estrutura industrial conhecida. No segundo, a estrutura industrial ainda não está estabelecida e a base da competição é a capacidade de inovar e moldar a nova estrutura industrial. Esses pontos estão desenvolvidos com mais detalhes nos artigos anteriores da série.

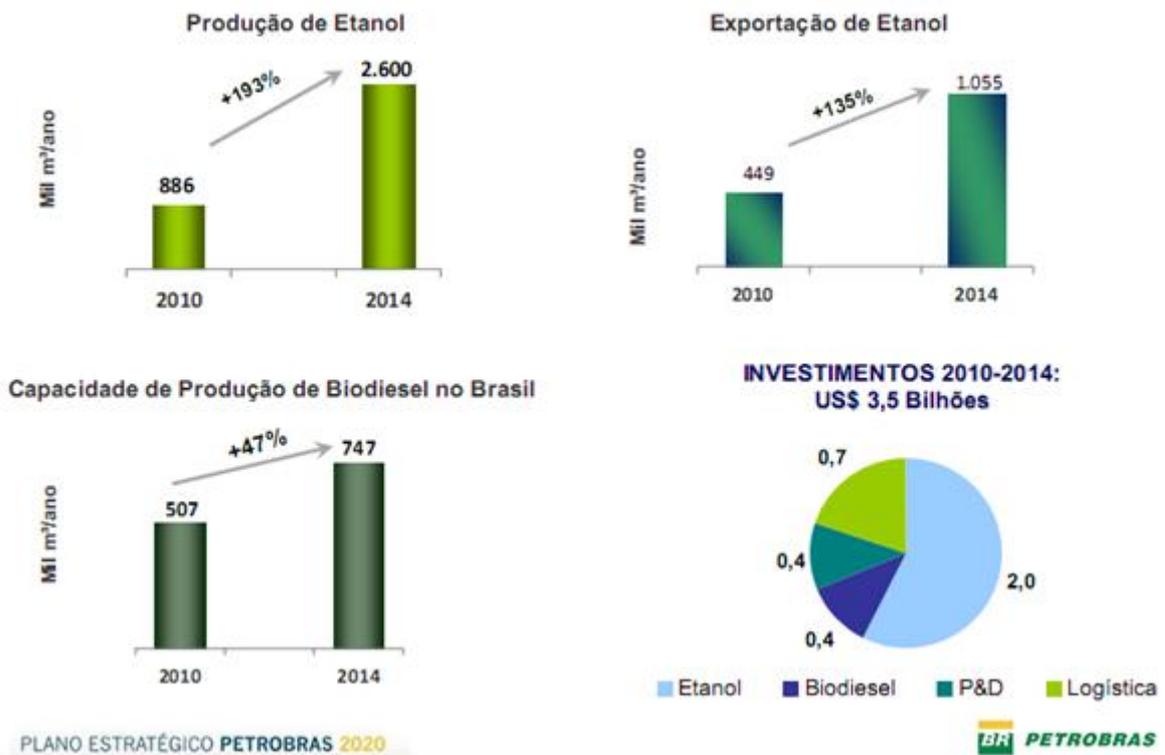
É importante ainda notar que na indústria de biocombustíveis de primeira geração as tecnologias de conversão estão disponíveis para os investidores a partir de fontes externas acessíveis como as empresas de engenharia/tecnologia e fabricantes de equipamento. Na indústria de biocombustíveis do futuro – baseada em inovação em novas matérias-primas, novos processos, novos produtos – uma mudança fundamental é o deslocamento da fonte de tecnologia para dentro das empresas, com isto, a tecnologia tende a ser muito mais sofisticada nos bioprodutos do futuro e conseqüentemente proprietária. Existem, portanto, grandes diferenças nas estratégias tecnológicas entre a indústria de hoje e indústria do futuro.

O caso da Petrobras

A Petrobras tem como visão para 2020 tornar-se um dos cinco maiores produtores mundiais de biocombustíveis. A recente apresentação do Plano de Negócios da empresa para o período 2010 – 2014 nos oferece uma boa perspectiva da forma como a Petrobras pretende atuar em biocombustíveis. Retiramos o quadro abaixo dessa apresentação.

SEGMENTO DE NEGÓCIO DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Crescente expansão e integração com o mercado de derivados



O primeiro ponto a se destacar é o volume expressivo de investimentos previstos: 3,5 bilhões de dólares. Esse montante coloca a empresa talvez como a maior investidora em biocombustíveis entre as empresas de petróleo e gás. A Petrobras é a única das grandes empresas de petróleo que tem uma subsidiária constituída para se dedicar ao segmento biocombustíveis.

Mas em que atividades está o foco desses investimentos? O principal segmento é o de etanol que deverá consumir cerca de 2,0 bilhões de dólares, isto é, mais da metade do investimento total no período. Se considerarmos que serão investidos cerca de 0,7 bilhões de dólares em logística e que boa parte desses recursos irá para a estrutura de exportação de etanol, pode-se concluir que o etanol é o centro da estratégia da Petrobras. A empresa pretende expandir sua capacidade de produção em 193% no período, atingindo 2,6 bilhões de litros/ano em 2014. Boa parte desse etanol será destinada à exportação que crescerá 135% no período, atingindo 1,1 bilhões de litros em 2014.

Como todo esse investimento será feito dentro da atual indústria de etanol, pode-se concluir que a estratégia da Petrobras é de posicionamento competitivo com particular atenção ao desenvolvimento do mercado internacional de etanol.

No caso do biodiesel, embora os recursos sejam bem inferiores, a lógica dos investimentos é semelhante: assumir uma posição competitiva dentro da indústria existente. Serão investidos na expansão da produção em biodiesel 400 milhões de dólares que deverão permitir um aumento de capacidade de 47%, atingindo 747 milhões de litros em 2014. Atualmente, são 4 usinas em operação e 3 em implantação. Existem ainda 2 projetos em palma: um deles para a

exportação de óleo de palma a ser industrializado pela Galp em Portugal e o outro para produção de biodiesel para a região amazônica. Esses projetos representam investimentos de quase 900 milhões de reais.

Em P&D serão aplicados 400 milhões de dólares nos próximos 4 anos. O volume de recursos deve ser considerado expressivo embora represente apenas 11% dos recursos aplicados na expansão dentro da indústria de primeira geração. A Petrobras portanto considera como objetivo estratégico assegurar uma posição forte na atual indústria.

Qual são os principais eixos das pesquisas em desenvolvimento? Como essas pesquisas serão integradas no processo de crescimento da Petrobras Bicomustíveis? À luz dos documentos publicados pela empresa e das informações disponíveis em apresentações da empresa e na imprensa especializada, esse processo não parece muito claro. Na verdade, as pesquisas situam-se no CENPES e os negócios numa subsidiária, a Petrobras Bicomustíveis, o que pode levar a estratégias não necessariamente convergentes.

Sabe-se que a Petrobras associou-se à empresa americana KL Energy para o desenvolvimento de etanol celulósico a partir de bagaço de cana e que se previu nos anúncios feitos (em agosto 2010) a possibilidade de uma planta em 2013 junto a uma das unidades de etanol existentes. Essa iniciativa deu sequência a esforços de pesquisa em escala piloto que o CENPES já vinha desenvolvendo com base em pesquisas internas e de universidades brasileiras. A associação com a KL Energy sugere um empenho em avançar no etanol lignocelulósico.

Sabe-se ainda que o CENPES desenvolve pesquisas em gaseificação de biomassa para a produção de diesel na chamada rota termoquímica BTL (biomass to liquids). Há ainda registro de redes de pesquisas, com a participação de universidades e centros de pesquisa, em matérias-primas para o biodiesel: girassol, mamona, pinhão manso e macaúba e em bio-óleo.

O processo HBio, que já mereceu grande destaque como um feito tecnológico importante, praticamente não é mencionado nos documentos da empresa. Os registros limitam-se a citar que o processo HBio representa uma nova forma para a produção de biocombustíveis complementar ao Programa Brasileiro de Biodiesel. Isso parece sugerir que a empresa não demonstra atualmente grande interesse nessa alternativa.

Assim, o esforço de pesquisa da empresa no caso do diesel parece em parte voltado para tecnologias convencionais que não são consideradas promissoras pelas empresas de grande porte do setor petróleo e gás interessadas em biocombustíveis. Nesse ponto, existe um grande contraste entre a Petrobras e a abordagem da Neste Oil. A empresa finlandesa tem um foco claro no diesel mas trabalha com uma tecnologia própria de refino de óleo vegetal (NexBTL) de certa forma similar ao conceito HBio. A Neste Oil tem 3 plantas em operação (duas de 190.000 t/a e uma de 800.000 t/a) e uma em construção (800.000 t/a), utilizando basicamente óleo de palma. O investimento total nas quatro plantas é da ordem de 1,4 bilhões de euros. Mas essa produção é associada a projetos de pesquisa de tecnologias mais avançadas (BTL, algas,

microorganismos) que são explicitamente anunciadas como processos que, no futuro, serão estratégicos para suprir as necessidades de matéria-prima e de qualidade ambiental dos biocombustíveis.

De um modo geral, esse contraste de foco na indústria atual de primeira geração e menor interesse na inovação com vistas à construção da indústria do futuro se verifica também ao compararmos a estratégia da Petrobras em etanol com as estratégias da Shell e da BP. Essas duas empresas têm hoje um portfólio que reúne investimentos em primeira geração mas também investimentos estruturados com vistas à transição para a indústria do futuro. Empresas de petróleo importantes, como Exxon e Total, antes ausentes do segmento biocombustíveis têm feito entradas voltadas para apostas tecnológicas de impacto (Exxon 300 milhões de dólares, em 2009, em algas com a Synthetic Genomics, Total adquirindo participações em projetos « estrelas » como Amyris, Gevo e Coskata).

Distingue-se portanto a Petrobras por uma estratégia de forte envolvimento na indústria e de concentração desse envolvimento na indústria de primeira geração. Logo, uma estratégia agressiva de posicionamento na indústria de hoje e com pequeno envolvimento em tecnologias mais avançadas que podem vir a ser a base do futuro da indústria. Limitando-se ao pequeno número de empresas mencionadas até agora, pode-se identificar que as demais empresas de petróleo e gás se dividem em dois grupos: estratégias de posicionamento conciliadas com esforços inovadores para construção da indústria do futuro (casos de BP, Shell e Neste) e estratégias de investimentos via participações minoritárias em projetos de grande peso inovador (Exxon e Total, por exemplo.)

Em conclusão, pode-se destacar o grande volume de recursos aplicados pela Petrobras como um sinal de efetivo interesse de manter uma posição de liderança na indústria de biocombustíveis. Entretanto, o foco estratégico parece se concentrar na indústria de primeira geração – etanol e biodiesel – não vislumbrando efetivamente até o momento um esforço de construção da indústria de biocombustíveis do futuro e de busca de liderança nessa nova indústria.

Espera-se que os recursos expressivos alocados à pesquisa venham a contribuir para a sofisticação do portfólio da empresa, em particular no segmento diesel. Esse segmento parece hoje excessivamente comprometido com o que é visto, segundo nossas observações da dinâmica de inovação em nível mundial, com conceitos que dificilmente ocuparão um espaço relevante na indústria de biocombustíveis do futuro. A Petrobras pode ser muito mais ousada e ambicionar uma posição muito mais expressiva na indústria de biocombustíveis e bioprodutos do futuro.

Referências:

Bomtempo, J.V. O futuro dos biocombustíveis V: as estratégias de Shell e BP. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 10. n. 4, 2010

Automóveis flex fuel: entendendo a escolha de combustível

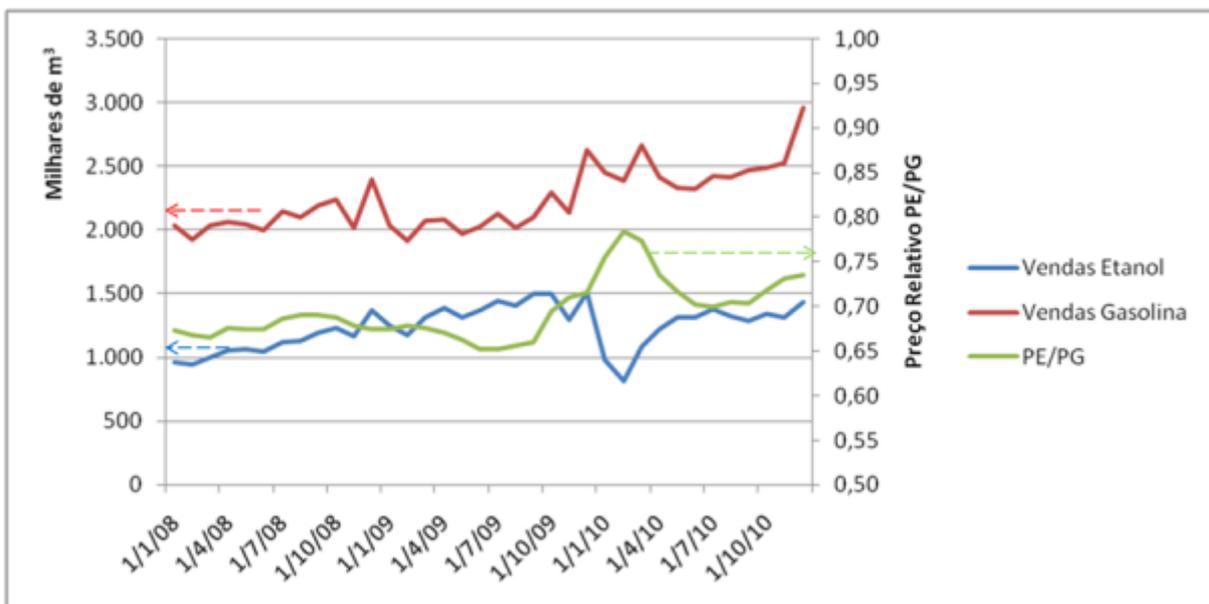
Por Luciano Losekann e Gustavo Rabello de Castro

Conforme artigo anterior (*), os modelos que permitem a escolha do combustível utilizado, gasolina ou etanol, dominam as vendas de automóveis no Brasil. Os automóveis flexíveis (*flex fuel*) já representam 46% da frota brasileira de veículos leves, participação que deve se elevar continuamente.

Assim, grande parte dos proprietários de automóveis pode escolher o combustível que utilizará no momento do abastecimento. Desta forma, a demanda de etanol e gasolina se torna muito mais volátil. Ainda que outros fatores influenciem a escolha do consumidor, como autonomia e impacto ambiental, o preço relativo dos combustíveis é o critério preponderante de escolha.

Como podemos observar na figura 1, a evolução do consumo brasileiro de etanol e gasolina C[1] nos últimos três anos foi bastante influenciada pelo preço relativo do etanol (preço do etanol/preço da gasolina). Nos momentos em que o preço relativo é baixo, aumenta o consumo de etanol e diminui o de gasolina. Ocorrendo o contrário quando o preço relativo sobe. O comportamento do mercado no início de 2010 torna claro esse movimento. O preço relativo aumentou fortemente, fazendo despencar as vendas de etanol e elevar as vendas de gasolina [2].

Figura 1 – Consumo mensal de álcool e gasolina (mil m³) e preço relativo dos combustíveis – Brasil (2008-2010)

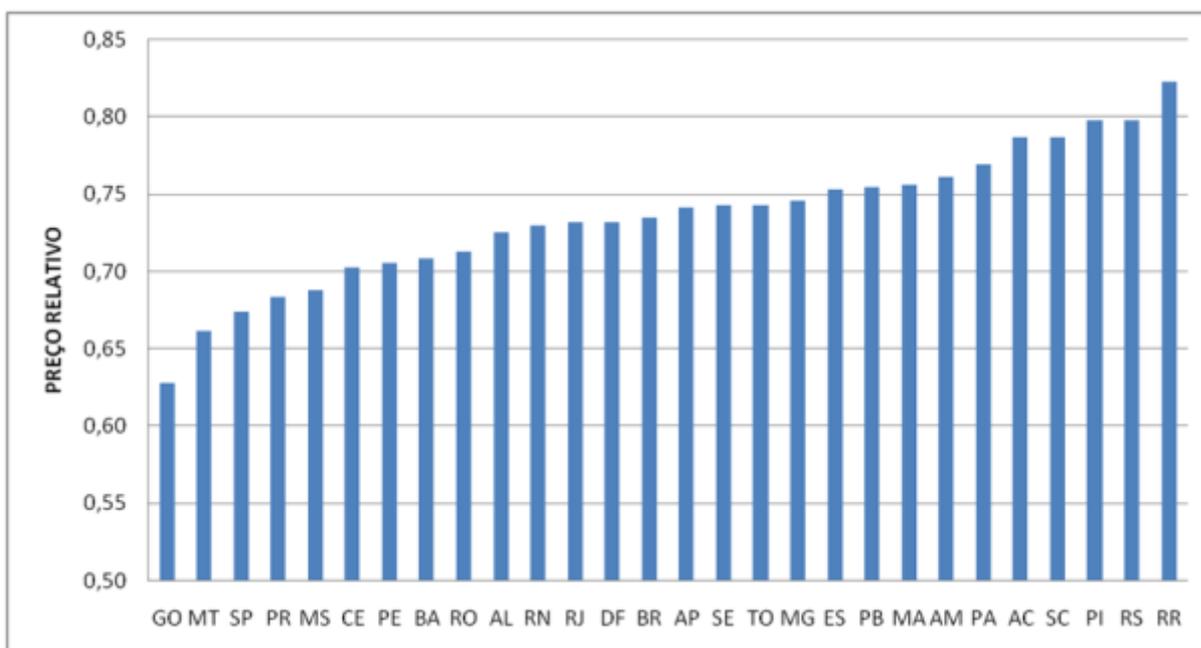


Nota: Vendas de etanol e gasolina representadas no eixo esquerdo e preço relativo no eixo direito.

Fonte: ANP

Em função de diferenciais de custo de transporte e tributação, o preço do etanol é distinto por estado da federação, ocorrendo o mesmo com seu preço em relação à gasolina. Nos estados próximos às áreas produtoras, o preço relativo favorece a escolha do etanol como combustível em automóveis flexíveis. Já nos estados do Norte, o preço relativo é elevado e o etanol é menos competitivo. A figura 2 apresenta o preço relativo em cada um dos estados brasileiros em dezembro de 2010. Nesse mês, abastecer com etanol só era vantajoso (preço relativo inferior a 0,70) na área produtora do combustível (Centro-Oeste, São Paulo e Paraná).

Figura 2 – Preço relativo (preço do etanol/preço da gasolina) por Unidade da Federação – Dezembro de 2010.



Fonte: ANP

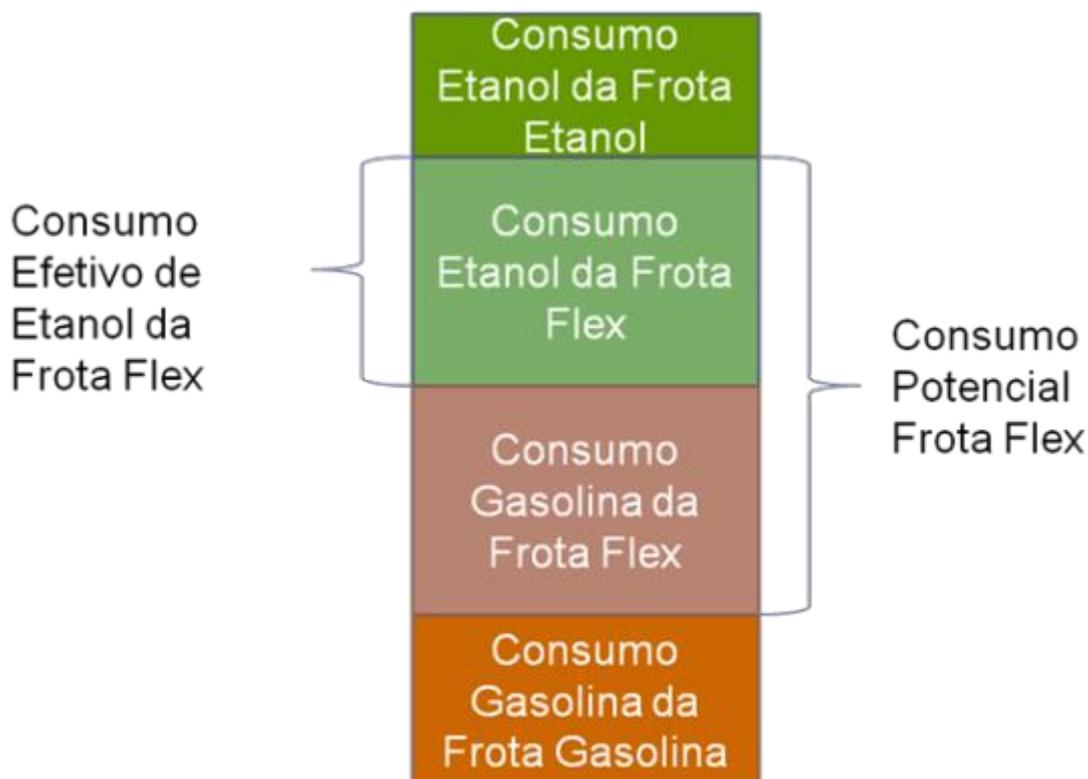
A volatilidade do consumo de etanol e gasolina decorrente de flutuações de preço tem implicações sobre o desenvolvimento da logística dos dois combustíveis. Ou seja, as empresas e autoridades responsáveis devem ser capazes de antecipar as flutuações de demanda para evitar desabastecimento, o que, eventualmente, pode implicar na importação de combustíveis. Como o ajuste de oferta e demanda de etanol se dá via preço, esse desafio é mais relevante para o abastecimento de gasolina, já que sua política de preço busca a estabilidade.

Esse artigo busca compreender o processo de substituição entre gasolina e etanol. Para tanto, foi estimada a parcela do consumo de combustíveis que corresponde aos automóveis flex fuel. Como os proprietários de automóveis a

gasolina e a etanol não podem escolher o combustível no momento de abastecer, somente a parcela de automóveis flexíveis responde a flutuações de preço.

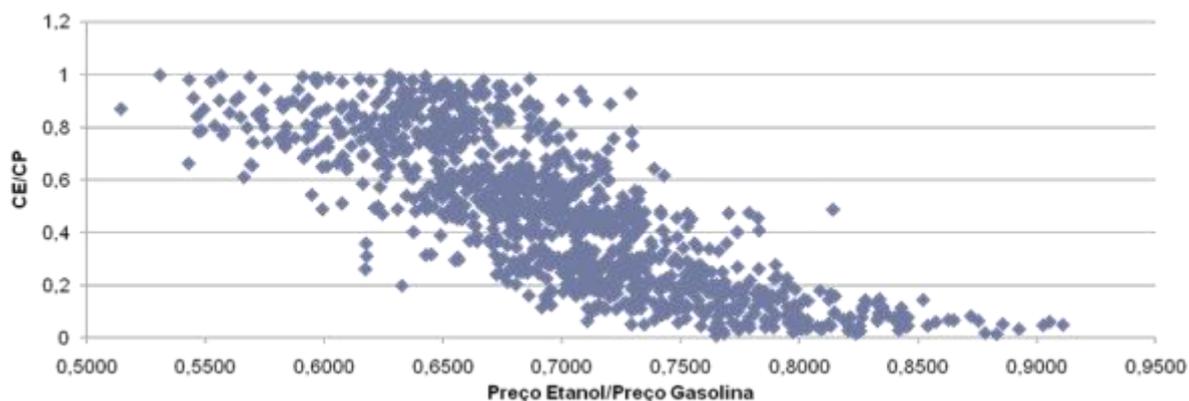
Assim, retiramos do consumo total de combustíveis de cada estado a parte correspondente aos automóveis a gasolina e a etanol. Essa parte foi estimada pela multiplicação da frota etanol e gasolina pelo seu consumo unitário. Chamamos a parte restante, que corresponde aos automóveis flexíveis, de consumo potencial de etanol da frota flex fuel (figura 3).

Figura 3 – Composição do consumo de combustíveis automotivos



Foi estudada a relação entre a fração consumo efetivo e consumo potencial etanol da frota flex e o preço relativo do etanol. A figura 4a apresenta os dados observados dessas duas variáveis nos estados brasileiros no período jan/2006 a dez/2010[3].

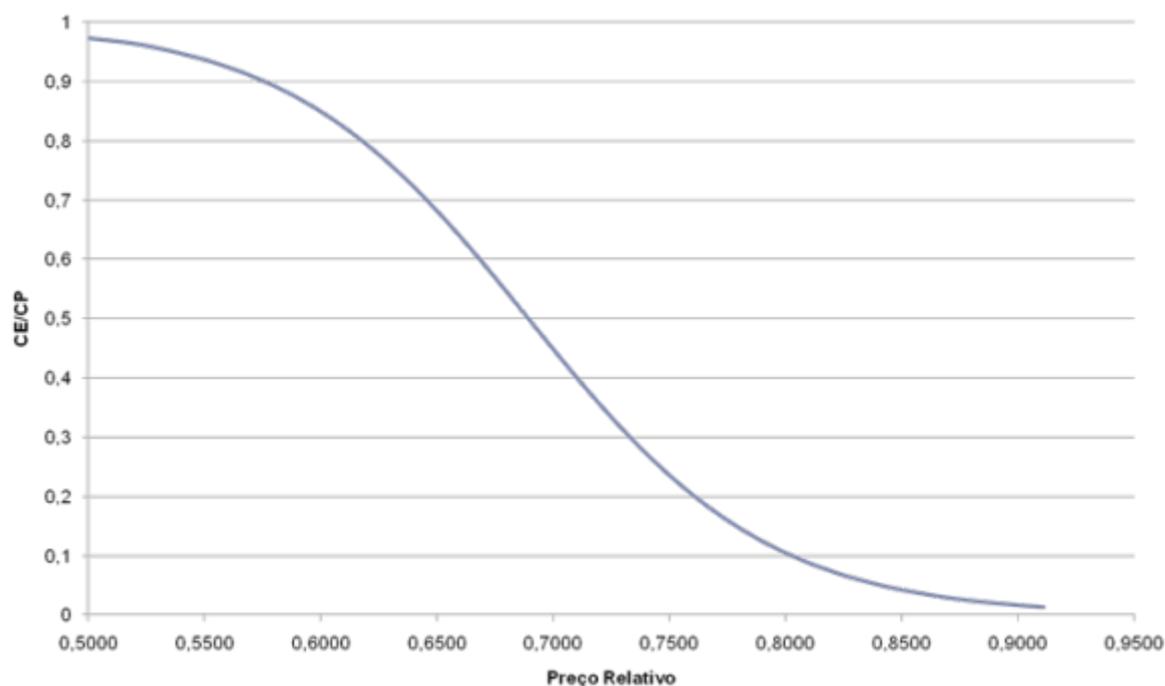
Figura 4a – Razão consumo efetivo e potencial de etanol da frota flex (CE/CP) e preço relativo do etanol (PE/PG)



Estimamos que essa relação pode ser descrita na forma de uma função logística:

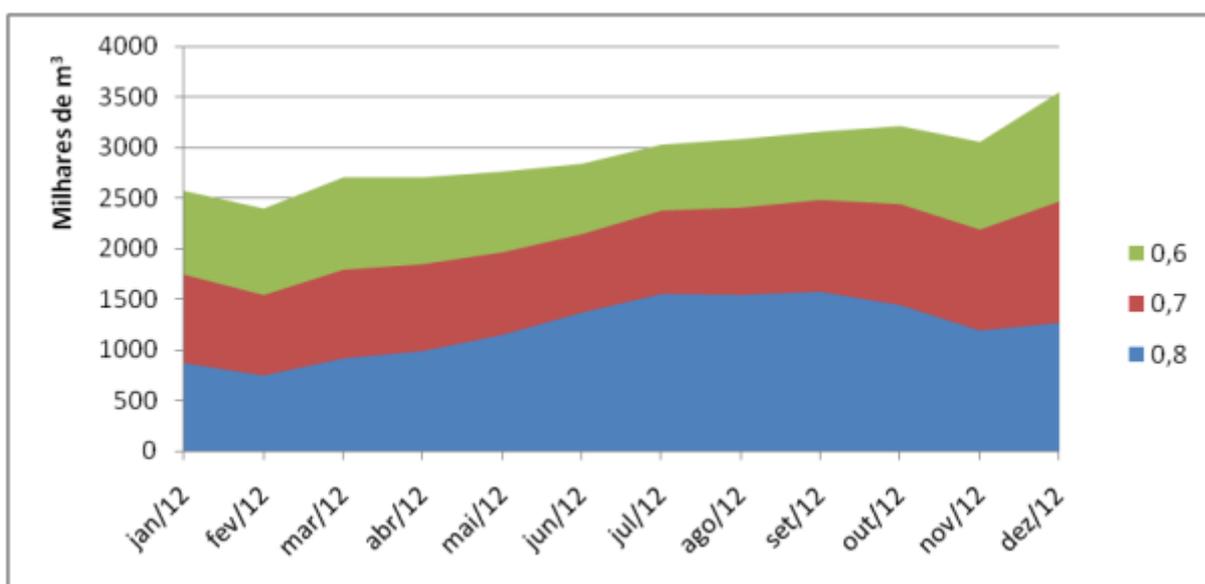
$$CE/CP = 1 / (1 + \exp(-13,35 + 19,37 \cdot PE/PG))$$

Figura 4b – Razão consumo efetivo e potencial de etanol da frota flex (CE/CP) e preço relativo do etanol (PE/PG)



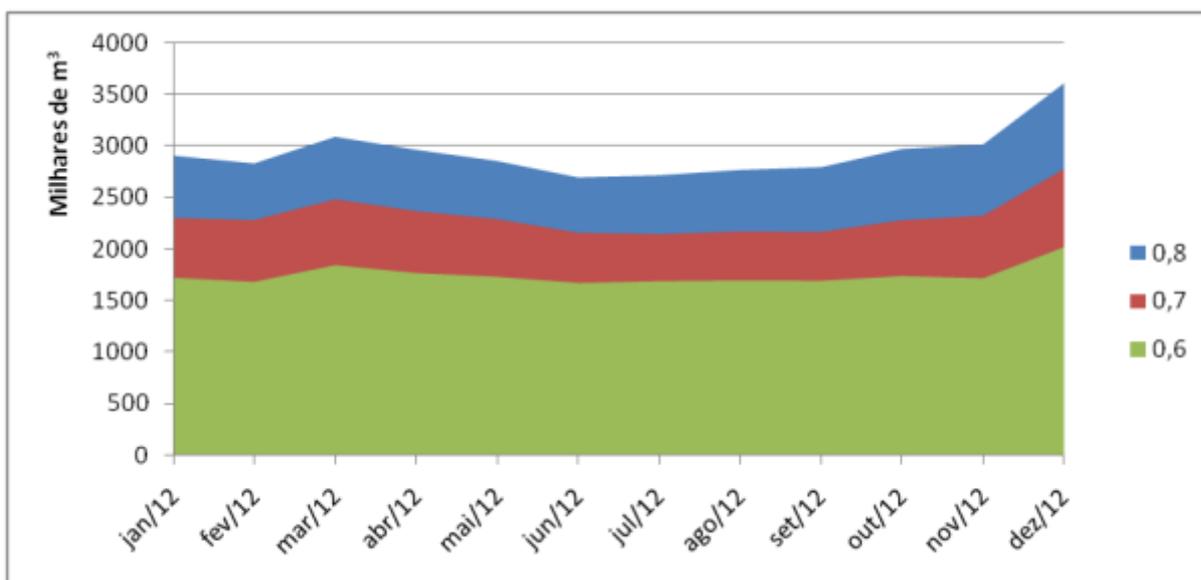
A partir dessa função e das estimativas de frota é possível prever o consumo de gasolina e etanol a partir de cenários de preços dos combustíveis. Como ilustração, consideramos três cenários para a média brasileira de preços relativos (0,80, 0,70 e 0,60) e estimamos a evolução do consumo mensal de etanol e gasolina em 2012. Como o etanol é consumido quase que totalmente em automóveis flexíveis, sua demanda apresenta maior flutuação conforme o preço é alterado. No cenário de preço elevado, o total consumido em 2012 seria de 14,6 milhões de m³, valor que alcançaria 35,1 milhões no cenário de menor preço.

Figura 5 – Consumo estimado mensal de etanol (milhares de m³) em 2012 segundo cenários de preço relativo (PE/PG = 0,6; 0,7 e 0,8)



Os automóveis que utilizam apenas gasolina ainda têm grande participação na frota brasileira conferindo menor oscilação do consumo de gasolina entre os cenários. No cenário de maior preço relativo do etanol, o consumo de gasolina alcança 35,3 milhões de m³ em 2012. Caindo para 20,9 milhões no cenário de menor preço.

Figura 6 – Consumo estimado mensal de gasolina (milhares de m³) em 2012 segundo cenários de preço relativo (PE/PG = 0,6; 0,7 e 0,8)



Essa metodologia oferece uma ferramenta bastante útil para compreender o processo de substituição entre gasolina e etanol e, portanto, prever o consumo desses combustíveis. Nos últimos anos, o preço relativo do etanol tem experimentado trajetória crescente, ficando na maior parte do tempo próximo ao limite de substituição (0,7) nos estados de maior consumo. Assim, as oscilações se tornam mais evidentes e sua antecipação mais relevante para autoridades e empresas do setor.

(*) Losekann, L., Vilela, T., Estimação da frota brasileira de automóveis flex e a nova dinâmica do consumo de etanol no Brasil a partir de 2003. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 10. n. 3, 2010

[1] A gasolina C é o tipo vendido nas bombas de gasolina, contendo 25% de álcool anidro. Nesse artigo, o termo gasolina será utilizado como sinônimo de gasolina C.

[2] No mês de fevereiro de 2010, o consumo de etanol foi 30% inferior e o de gasolina foi 25% superior em relação a fevereiro de 2009.

[3] Como antes desse período a frota flex fuel era pouco relevante, os dados não são representativos.

O acidente nuclear no Japão, a escassez energética e a mudança climática global

Por Ronaldo Bicalho

O desastre ocorrido na central de Fukushima Daiichi no Japão colocou em xeque o processo de recuperação da imagem da energia nuclear como uma fonte segura e confiável. Esse fato gerou sérias dúvidas sobre a consistência da política energética de vários países que contavam com essa fonte para fazer face ao atual contexto energético de latente desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia e de crescente restrição ambiental ao uso dos combustíveis fósseis.

O impacto inicial desse acidente sobre a opinião pública foi muito desfavorável à expansão dessa fonte de energia na matriz energética e suscitou respostas políticas que apontaram na direção da reavaliação dos planos de construção de novas usinas. Esse movimento englobou desde a suspensão temporária do final da moratória nuclear alemã, até a sinalização da China e da Índia no sentido de reconsiderar seus planos de expansão da geração nuclear, passando pela intenção americana de também rever a segurança das suas centrais.

Desse modo, da sensível Alemanha, às aparentes indiferentes China e Índia, passando pelos ambíguos Estados Unidos, os diversos Governos se viram na obrigação de dar uma resposta às inquietações surgidas a partir do desastre japonês.

Contudo, para se estimar melhor as consequências concretas de Fukushima Daiichi nas estratégias e ações de longo prazo desses países é necessário contextualizar melhor o cenário energético mundial no qual ocorre o acidente japonês, de tal forma a retirar a parcela de retórica das reações iniciais dos Governos para ver o que sobra em termos de intenções e possibilidades reais de alterar suas respectivas políticas.

Nesse sentido, o primeiro ponto a ser ressaltado é que Fukushima não é Chernobyl. A diferença crucial entre os dois eventos não reside apenas nas questões objetivas tecnológicas e industriais relativas às duas usinas, mas nas diferenças essenciais nos contextos energéticos de 2011 e 1986, que tornam completamente distintos os custos e a viabilidade da decretação de uma moratória nuclear nos dois momentos.

Durante a década de oitenta configurou-se um cenário (contrachoque do petróleo; excedente de capacidade instalada de geração; redução da atividade econômica) confortável no que diz respeito ao equilíbrio entre oferta e demanda de energia, que tinha como principal resultado uma trajetória de preços decrescentes. Somando-se a isso, o fato de que a ameaça representada pela mudança climática ainda não havia entrado fortemente no debate e, portanto, as restrições ambientais à emissão de gases de efeito estufa ainda engatinhavam, tinha-se um quadro energético no qual a garantia do suprimento não enfrentava grandes problemas e, em função disso, perdia a sua função

estruturante na política energética e era substituída pela agenda de liberalização e privatização. Agenda esta que marcaria fortemente as décadas seguintes.

Enfim, o contexto era de relativa abundância energética e reduzidas restrições ambientais à queima dos combustíveis fósseis.

Nessa situação, o custo estratégico da moratória nuclear era perfeitamente administrável. Assim, saia a energia nuclear e entravam o carvão e o gás natural; principalmente esse último, que haveria de ser a grande vedete do setor elétrico nos anos noventa.

Olhando-se o atual contexto energético é muito difícil encontrar esses elementos estruturando a realidade energética nos dias de hoje.

A situação no mercado de petróleo não é de redução, mas de elevação de preços; a capacidade instalada de geração necessita ser ampliada, a demanda, puxada pelos emergentes, apresenta sinais de crescimento estrutural. Nesse sentido, o quadro no mercado de energia não é de folga, mas de equilíbrio justo, com tendência a preços crescentes. Aliado a isso, têm-se restrições ambientais cada vez maiores às emissões dos gases de efeito estufa, fruto do reconhecimento político da necessidade de dar respostas concretas às ameaças representadas pela mudança climática.

Em suma, tem-se um contexto de escassez de energia e de restrições crescentes ao uso de combustíveis fósseis.

Hoje, uma moratória nuclear teria custos estratégicos muito maiores e muito mais difíceis de serem administrados do que aqueles da década de oitenta do século passado, face às pressões da escassez e às resistências ambientais à troca pelo o carvão ou pelo gás; principalmente o primeiro.

Assim, imaginar que as conseqüências de Fokushima poderão ser semelhantes às de Chernobyl é tentador, porém é um equívoco. Os contextos são distintos e as evoluções dos acontecimentos provavelmente serão diferentes.

Mergulhando no atual contexto deve-se reconhecer que o *revival* do nuclear não é fruto simplesmente do poderoso lóbi dessa indústria. A enorme disponibilidade energética e a não emissão de gases de efeito estufa, somadas ao avanço na segurança e na redução dos custos dos reatores, contribuíram para incorporar essa tecnologia de geração no rol das ações de política energética para enfrentar a escassez de energia e a mudança climática.

Nesse quadro se insere o movimento do presidente Obama, no início deste ano, abandonando a sua política energética inicial baseada na penalização das emissões, via *cap and trade*, e a substituindo por uma política de metas de participação de energias limpas na matriz de geração elétrica; considerando o nuclear, o gás natural e o carvão, via *clean coal technology*, como sendo energias limpas. Mediante esse movimento Obama buscou construir um novo consenso mais favorável ao avanço das energias limpas na matriz energética nos Estados Unidos. Mesmo que às custas de um conceito bastante amplo do que seja energia limpa. Conceito pouco preciso, reconhece-se, porém amplo o

suficiente para se tentar construir alguns pontos de convergência entre Democratas e Republicanos.

Nessa direção também se encontram a suspensão da moratória alemã, no ano passado, o plebiscito italiano sobre a suspensão da moratória nuclear previsto para o próximo verão e os agressivos planos de expansão nuclear da China e da Índia.

Em conjunto, esses movimentos fazem parte de uma estratégia de longo prazo de diversos Estados Nacionais de tentar fechar uma difícil conta que contempla, por um lado, uma demanda crescente de energia e, por outro, um conjunto crescente de restrições geopolíticas e ambientais à expansão da oferta.

Sem o nuclear não há como fechar essa conta em termos de disponibilidade (escala), confiabilidade (qualidade) e custos. Pelo menos, não nos termos tradicionais da política energética.

Cabe lembrar que a política energética lida com um insumo estratégico cuja ausência tem um forte impacto no crescimento econômico e no bem-estar das sociedades. Nesse sentido, a garantia do suprimento desse insumo estrutura essa política e dá a ela um forte caráter conservador. A política energética, em geral, não é o espaço dos experimentos. Estes, quando acontecem, geralmente ocorrem na margem.

Nessa atividade, a energia nuclear, o gás natural e o carvão surgem como tecnologias “tradicionais”, que apresentam concentrações energéticas e estocabilidades compatíveis com as tecnologias vigentes de uso da energia, e cujos riscos econômico, industrial e tecnológico são manejáveis tanto pela burocracia energética quanto pelas empresas do setor.

Nesse contexto conservador da política energética, o nuclear surge como uma opção importante no atendimento de parcela da demanda futura de energia, que permite que a conta final seja fechada e o planejamento exerça sua função de acalmar as inquietações em relação ao atendimento de nossas necessidades energéticas futuras, reduzindo as incertezas e viabilizando a tomada das decisões econômicas fundamentais relativas a este futuro.

Descartar o nuclear hoje implicaria, nos padrões tradicionais, recorrer pesadamente ao gás natural e ao carvão.

É claro que essa solução não atende a demanda pela redução de emissão de CO₂. E, mais do que isso, demonstra uma fragilidade das políticas energéticas de todos os grandes países, que não conseguem enfrentar, ao mesmo tempo, a escassez de energia e a ameaça da mudança climática.

Nesse sentido, a retirada do nuclear do jogo abre um buraco na oferta de energia futura que tem conseqüências diretas tanto sobre a sustentabilidade das atuais políticas energéticas quanto sobre a estabilidade dos mercados de energia hoje.

Por isso, mesmo depois de Fukushima, Obama segue afirmando que o nuclear compõe o futuro energético americano; a China mantém a incorporação de

novos reatores cuja construção estava em andamento, o que em termos chineses significa dezenas de reatores; a Itália suspende o plebiscito no qual a proposta de cancelamento da moratória nuclear seria fatalmente derrotada, e empurra a decisão para daqui a um ano; um destacado membro do Governo alemão informa a um grupo de empresários que a suspensão da moratória visa apenas atender a objetivos eleitorais imediatos.

Em função disso tudo, um observador atento do cenário energético mundial tenderia a manter um pé atrás em relação às interpretações que apontam na direção de mudanças radicais na política energética mundial a partir de Fukushima.

Esse cuidado é necessário pelo simples fato de que uma moratória nuclear hoje não colocaria em xeque apenas uma tecnologia e uma política, mas colocaria em xeque um padrão de consumo de energia que representa uma forma de consumir os recursos naturais e se relacionar com o meio ambiente fundada na primeira Revolução Industrial.

Portanto, são mudanças que vão bem além da energia nuclear e da política energética que a contempla e envolvem as visões que as sociedades e os Estados Nacionais têm sobre desenvolvimento econômico e bem-estar social. Daí, as dificuldades de se operar uma solução energética que envolva a simples moratória da energia nuclear nas próximas décadas. Principalmente, naqueles casos em que o gás e o carvão não são considerados fontes limpas e, portanto, não estão plenamente aptos a fazer parte de uma solução de caráter duradouro.

O contrato de partilha de produção: os riscos do fracasso

Por Edmar de Almeida

O ano de 2010 foi um ano de grandes mudanças no setor de petróleo no Brasil. O governo empregou um enorme capital político para negociar e aprovar uma nova lei do Petróleo. Após a aprovação do projeto de lei relativo ao contrato de Cessão Onerosa, todo o esforço do governo se concentrou na operação de capitalização da Petrobras. Este esforço envolveu a definição do valor dos 5 bilhões de barris de reservas que foram transferidos para a Petrobras e a articulação institucional para garantir o sucesso da operação de capitalização. A aprovação da nova lei do Petróleo, ainda que com pendências em relação à definição da questão da distribuição dos royalties, e a realização com sucesso da operação de capitalização da Petrobras configuraram um balanço extremamente positivo para a frente governista no ano de 2010.

O ano de 2011 se inicia com desafios não menos importantes que os enfrentados em 2010. O mais importante destes desafios é retomar as rodadas de licitação. O Governo já colocou em consulta pública as rodadas de licitação das áreas fora do Pré-sal. Estas licitações não envolvem grandes dificuldades técnicas e institucionais, pois representam uma continuação de um processo iniciado há uma década. O grande desafio será viabilizar os leilões para as áreas do Pré-sal com os novos contratos de Partilha da Produção. Esses envolvem enormes desafios técnicos, institucionais e políticos.

Antes de realizar os leilões na área do Pré-sal será necessário: i) elaborar um contrato de partilha de produção e submetê-lo à consulta pública; ii) selecionar as áreas que serão ofertadas; iii) elaborar o edital de licitação de áreas no Pré-sal e submetê-lo à consulta pública; iv) criar a empresa PPSA (Pré-sal Petróleo S.A) para assinar os contratos de partilha e representar o Estado brasileiro nestes contratos. O desafio de levar a bom termo as tarefas acima está associado principalmente à falta de experiência das autoridades energética brasileiras com este novo instrumento contratual (contrato de partilha) e à grande expectativa que se criou na sociedade brasileira com relação aos supostos benefícios institucionais e econômicos deste novo instrumento contratual.

O contexto de elaboração do contrato de partilha de produção descortina um cenário de erros de avaliação por parte do Governo e/ou da própria sociedade civil, que pode desembocar num grande risco de naufrágio do primeiro leilão nas áreas do Pré-sal. O principal risco está associado às mudanças introduzidas pela nova lei do petróleo nos critérios de licitações das áreas de exploração. As licitações das áreas fora do Pré-sal continuam utilizando o bônus de assinatura como principal critério de seleção dos vencedores. Já na área do Pré-sal, o Governo irá fixar o valor do bônus de assinatura e a partilha de produção será utilizada como principal critério de seleção das empresas. Aparentemente, esta mudança não parece trazer nenhum risco ao processo licitatório. Entretanto, no

contexto atual existe um risco importante do Governo estabelecer um valor de bônus de assinatura juntamente com um valor mínimo de partilha que serão economicamente inviáveis para a Petrobras e as empresas associadas.

O Governo deve enfrentar dificuldades para justificar politicamente baixos valores para o bônus de assinatura, em função da possível associação equivocada entre o valor do bônus do leilão das áreas do Pré-sal e os valores pagos pela Petrobras pelo barril do contrato de cessão onerosa (\$ 8,5 dólares por barril). Esta associação seria totalmente incorreta e certamente resultaria num fracasso do leilão das áreas do Pré-sal.

Em primeiro lugar, o barril da área de cessão onerosa não tem nenhum risco geológico. Isto ocorre porque o contrato garante os 5 bilhões de barris e a Petrobras pode abater do preço pago pelo barril os custos com a campanha exploratória para localizar e certificar estas reservas. Já as áreas a serem leiloadas no Pré-sal apresentam riscos geológicos significativos, mesmo admitindo-se serem estes mais baixos que as áreas fora do Pré-sal. As empresas não sabem de antemão quanto petróleo irão encontrar e nem mesmo quanto exatamente terão que gastar para localizar as jazidas.

Em segundo lugar, o contrato de Cessão Onerosa apresenta uma carga tributária muito menor que o contrato de Partilha. Enquanto o contrato de cessão onerosa apenas paga 10% de royalties, o contrato de partilha pagará 15% de royalties mais o valor da partilha da produção. Qualquer cálculo de valor presente descontado de um projeto típico considerando os dois tipos de contratos deixará claro que o valor presente de um barril de petróleo na área do contrato de partilha não tem nenhuma comparação com o valor presente do barril da área de cessão onerosa.

Se o Governo colocar um valor de bônus elevado terá que fixar um valor mínimo da partilha baixo, para não inviabilizar economicamente o contrato. Aqui existe outra armadilha política para o Governo. Trata-se da tentação de usar a alíquota média de participações especiais como referência para o valor mínimo da partilha. O raciocínio é simples, não é possível se admitir uma partilha menor do que o governo já ganhava com as participações especiais. O problema é que o valor dos royalties aumentou em 50%. Se o Governo fixar um valor de bônus elevado e usar a alíquota média das participações especiais como referência para fixar o valor mínimo da partilha correrá um risco muito elevado de não atrair interessados nos leilões. Neste cenário, restará ao governo articular politicamente para que a Petrobras assuma os blocos sozinha, colocando em risco o desempenho econômico da empresa.

Se é fácil fazer as contas e perceber que o bônus da área do Pré-sal não tem nada a ver com o valor do contrato de cessão onerosa, onde está o problema? O problema é a dificuldade de justificar e demonstrar isto para a sociedade civil. Modelos de fluxo de caixa descontado não são métodos muito convincentes na política. O debate tende a utilizar raciocínios simples e referências fáceis. Por esta razão, o Governo deverá tomar um cuidado redobrado para “não morrer na praia”. Depois de gastar um enorme capital político para mudar um modelo considerado bem sucedido, deve ter muita atenção para evitar precipitações e erros na implementação deste novo modelo. Nesta etapa do jogo não existem

pequenos detalhes, todos os passos têm grande importância e consequências duradouras.

Acidente nuclear de Fukushima: dilema para o planejamento energético mundial

Por Renato Queiroz

O acidente na central de Fukushima Daiichi, situada a cerca de 250 km de Tóquio, e a classificação da Autoridade de Segurança Nuclear da França (ASN) de que as explosões ocorridas na planta de geração japonesa atingiram o nível 6 de gravidade, em uma escala internacional de classificação de eventos nucleares que vai até 7 [*], mexeu com os especialistas voltados às questões energéticas no mundo. O fato acrescenta um forte elemento de incerteza para a indústria nuclear mundial.

O nível seis da escala INES significa acidente grave, apontando que houve liberação de material radioativo e traz como consequência a adoção, na área atingida, de medidas que protejam a população. Isso reflete na opinião pública mundial, provocando grandes apreensões e pressões contrárias à geração de energia elétrica através dessa fonte.

Logo após o acidente, alguns especialistas, sob o impacto das trágicas notícias e imagens em tempo real, concordavam com a tese de que o renascimento da indústria nuclear estaria sendo abortado. Mas talvez a questão que tenha faltado no debate foi: *Como atender sem a nuclear ao crescente consumo de energia que as sociedades vão demandar nos próximos anos sob um contexto de redução das emissões de gases de efeito estufa?*

Certamente uma primeira indicação é acompanhar os rumos estabelecidos nos planos energéticos da China, atualmente superpotência energética. Assim, se o ritmo de implantação de novas centrais nucleares vai arrefecer, isso dependerá, em parte, das decisões chinesas. É mister destacar que o planejamento energético chinês tem sinalizado algumas alterações de rumos e verifica-se que ações voltadas ao meio ambiente estão sendo anunciadas. A atual política energética chinesa inclui a aplicação de um imposto sobre as emissões de CO₂ já em 2012.

Nesse contexto, contempla-se também o incremento das energias renováveis, do gás natural com a exploração do gás não convencional e da energia nuclear na geração elétrica. A nova política prevê a redução da participação do carvão na matriz chinesa. No caso da energia nuclear há perspectiva de que se os projetos planejados forem concretizados, a China poderá ter uma capacidade instalada, à base de fissão nuclear, que ultrapassará a 100 GW, embora, após o acidente no Japão, os chineses tenham declarado que iriam rever o seu programa. Mas qualquer número próximo a esse montante de 100 GW mantém um forte movimento de encomendas na indústria nuclear.

Dentro desse quadro, certamente, haverá investimentos em reatores mais avançados e com mais segurança, acalmando as preocupações, e atendendo à fome de consumo de energia. Não nos esqueçamos de que o acidente de Chernobyl de 1986 impactou, sem dúvida, a geração de energia elétrica, a partir

da energia da fissão atômica, mas como resultado trouxe o surgimento de novas tecnologias com mais segurança e redução do tempo de decaimento da atividade do lixo atômico. O atual acidente incorpora uma nova preocupação: o local em que a central será instalada.

Outra indicação que pode sinalizar uma matriz energética com menos plantas nucleares é a perspectiva de abundância de gás natural no mundo. Maior número de centrais a gás natural está com certeza na cabeça dos planejadores após o acidente na central de Fukushima. Não nos esqueçamos dos novos cenários de exploração de gás não convencional na América do Norte.

É bem verdade que os planejadores consideram que uma maior oferta de gás no mundo proporcionaria a substituição do uso do carvão. Fica a indagação se haverá molécula de gás para todos substituírem, além do carvão, a fonte nuclear, em suas matrizes de energia. Contudo se for essa a nova política, uma luz vermelha vai acender nas salas dos formuladores de políticas. As emissões de gases vão aumentar e o planeta ficará mais quente. Dilemas à vista.

As fontes renováveis como Eólica, Solar, Biomassa e outras com toda a certeza receberão mais incentivos e suas participações serão maiores após o evento no Japão, o que é bom para o Planeta. Espera-se também que um maior apelo à Eficiência Energética venha nessa corrente, principalmente nos países em desenvolvimento que preveem um aumento significativo no consumo de energia elétrica.

Mas o planejador técnico não trabalha sob impactos de acidentes. Ele deve ter, sim, um leque de opções para atender ao consumo futuro da sociedade. Um exemplo é que o acidente recente no Golfo do México não é considerado pelos planejadores como um corte na atividade offshore petrolífera. O planejador analisa quais fontes energéticas deverão ser selecionadas, atendendo aos requisitos de menor custo de investimento e de combustível, maior fator de capacidade médio operativo, menor nível de emissões de gases, maior acesso aos recursos energéticos, nível de conhecimento tecnológico, e outros fatores que resultem em maior segurança energética.

E no Brasil? Como se analisa a perspectiva de aumento da geração nuclear após o acidente de Fukushima?

O país possui duas usinas nucleares operando em Angra dos Reis com capacidade de cerca de 2.000 MW. Esse conjunto representa menos de 2 % do total da matriz energética. A terceira usina, Angra III, que teve sua construção retomada irá adicionar mais 1.400 MW ao sistema interligado. O Ministério de Minas e Energia – MME – traçou a política energética brasileira no horizonte até 2030, a partir de estudos técnicos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE – entre 2005 e 2007.

A expansão da oferta de geração, dentro das alternativas à evolução do mix hidrotérmico para atendimento da demanda futura de energia elétrica, considerou entre o período 2005 e 2030 a necessidade de acréscimo de capacidade instalada de cerca de: 88.000 MW de hidroelétricas e 23.000 MW de usinas térmicas, sendo 12.300 MW a gás natural, 4.600 MW a carvão e 5.400

MW através da energia nuclear incluindo, nesse montante, a usina já em construção de Angra III. E ainda cerca de 20.000 MW através de outras fontes tais como Eólica, PCH, Biomassa da Cana, Resíduos Urbanos, etc.

Vale destacar que tal estudo prospectivo considerou que ações de eficiência energética no país diminuiriam o consumo de energia previsto em cerca de 53 TWh em 2030. O que significa se esse montante de eficiência energética não ocorrer, mais usinas de geração de energia seja por fontes convencionais ou não convencionais serão necessárias. A política energética trabalha com dados da realidade.

Importante frisar que todos os resultados do plano de longo prazo foram apresentados no MME, em seminários abertos em Brasília, oferecendo aos especialistas oportunidades de debaterem as hipóteses e resultados.

Estudos de planejamento energético dessa natureza partem de cenários macroeconômicos mundial e nacional e utilizam uma série de modelos de projeção de usos-finais, técnico-econômicos de projeção do consumo final de energia e oferta de energia. O planejador diante de um menu de tecnologias de geração de energia disponíveis municia os modelos com os parâmetros técnicos e econômicos e se depara com as soluções de oferta de energia para atender ao consumo projetado. Os formuladores de política energética, na etapa seguinte, incorporam, aos resultados técnicos obtidos, decisões estratégicas que devem levar o país a um estado de segurança energética a médio e longo prazos. A segurança energética é a meta principal daqueles que comandam as decisões energéticas de um país.

No caso específico da energia nuclear os estudos prospectivos sinalizaram o uso de reatores nucleares de 3ª e 4ª gerações que trazem uma maior disponibilidade do combustível e melhor eficiência da transformação calor-energia elétrica. Esses estudos também avaliaram, como estratégia, o fato do Brasil ter consideráveis reservas de urânio e domínio da tecnologia de enriquecimento, o que dá ao país vantagens econômicas e estratégicas sob a ótica geopolítica. Cumpre citar que poucas organizações no mundo enriquecem comercialmente o urânio.

Considerando as necessidades previstas de novas capacidades instaladas para gerarem energia elétrica na base, conforme o PNE 2030, há incertezas se o país consegue instalar até 2030 o montante total de GW através de hidroelétricas, apontado no plano de longo prazo. Os embates atuais com as usinas em construção de Belo Monte e Jirau causam preocupação, o que remete à busca de opções em um outro possível cenário. E nesse caso a energia nuclear e o carvão entram na baila.

Certamente, quando uma carteira de projetos energéticos é montada, a segurança do abastecimento, os custos envolvidos e os danos ambientais formam um conjunto de riscos e incertezas. Após o acidente no Japão a energia nuclear trouxe preocupações à população e traz sem dúvidas dificuldades para políticos defenderem a instalação de uma planta nuclear em seu país, estado ou cidade. Em Berlim, Hamburgo e Colônia na Alemanha têm ocorrido amplas manifestações contrárias às plantas nucleares em operação.

Mas deve ficar bem explícito que avaliações de suprimento de energia envolvem análises complexas e multidisciplinares. E uma decisão não tomada ou mal tomada trará consequências maléficas para a sociedade.

Nesse sentido, as opções para a futura matriz energética elaboradas pelos respectivos organismos de um país devem ser amplamente debatidas em fóruns com a presença de especialistas com visões diversas. A sociedade deve entender os dilemas dos planejadores na condução de uma estratégia de expansão da oferta da energia e as soluções apontadas. Com um bom entendimento do processo, a população pode ficar mais segura nas escolhas que visam trazer para as futuras gerações alternativas energéticas sustentáveis.

Os governos devem explicitar quantas vezes for necessário as suas estratégias na condução de sua política energética de longo prazo, mormente em situações de incertezas como a atual após o evento no Japão.

A complexidade em avaliar as melhores oportunidades na seleção das fontes que irão compor a matriz elétrica futura não permite decisões sem grandes avaliações e reavaliações.

Felizmente o Brasil tem um leque de opções tecnológicas para a geração de energia elétrica que proporciona ao formulador de política energética uma flexibilidade bem maior do que em outros países.

Certamente o momento traz novos dilemas para os planejadores energéticos.

[*] A Escala Internacional de Ocorrências Nucleares (INES) elaborada por um grupo de especialistas reunidos pela Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) e pela Agência de Energia Nuclear da OCDE (AEN/OCDE) classifica ocorrências relacionadas com a segurança nuclear e radiológica. Segundo especialistas a escala INES o visa informar a sociedade o grau de gravidade de uma ocorrência.

Impactos do terremoto e da crise nuclear japonesa sobre o mercado internacional de gás

Por Marcelo Colomer e Edmar de Almeida

Um dos poucos consensos existentes entre os especialistas de energia neste momento é o reconhecimento de que a crise energética, em particular a crise nuclear que se estabeleceu no Japão após o grande terremoto do dia 11 de março, tenderá a beneficiar o mercado internacional de gás natural. Muitos especialistas apressaram-se em apontar uma rápida redenção do mercado de gás natural após quase três anos de preços deprimidos. De fato, o preço do gás natural, assim como o do petróleo, sofreu uma queda abrupta a partir da crise de 2008, permanecendo em um patamar muito baixo, mesmo após a recuperação do preço do barril em 2009. Esta esperada recuperação dos preços no mercado de gás é vista com grande alívio pelos agentes do setor, embora uma análise mais cuidadosa do atual contexto do mercado revele que esta recuperação pode levar mais tempo do que se gostaria.

A crença de que o desastre no Japão irá afetar o mercado de gás se apóia na elevada importância das importações do país no mercado de GNL e por ser o gás a melhor alternativa de curto e médio prazo para se restabelecer o fornecimento de energia elétrica no Japão. Em 2010, por exemplo, o percentual da participação japonesa nas importações mundiais de GNL foi de 35%. Esse número se torna ainda mais elevado se consideramos somente as importações ocorridas na região da Bacia do Pacífico e Oriente Médio, 50%.

No que diz respeito à infraestrutura de geração elétrica, estima-se que cerca de 20 GW de capacidade de geração nuclear e a carvão tenham sido afetadas pelos eventos do dia 11 enquanto que a infraestrutura de geração a gás natural foi muito pouco afetada. De fato, apenas um pequeno terminal de regaseificação, de *Shin Minato*, foi fechado em decorrência dos tremores de março.

Outros dois fatores contribuem para explicar a importância do gás no atendimento emergencial da demanda por eletricidade no Japão. A existência de capacidade ociosa de geração térmica a gás natural próxima dos centros consumidores e o reduzido custo da geração a gás quando comparada a geração a óleo sugerem que não haja, no curto e médio prazo, alternativas melhores do que o gás natural para compensar a perda de capacidade de geração elétrica.

Estimativas iniciais calculam o aumento da demanda de GNL japonesa em 40 milhões de metros cúbicos por dia (Mm^3/dia). Em outros termos, caso o gás natural seja utilizado para compensar 50% da capacidade de geração perdida, seria necessário uma importação adicional de cerca de 40 milhões de metros cúbicos por dia. Para isto, seria necessário enviar algo como 12 carregamentos de GNL adicionais por mês para o Japão. Estes números podem impressionar numa primeira avaliação, contudo, uma análise cuidadosa da atual situação do

mercado sugere que os impactos de curto e médio prazo nos preços podem não ser muito significativos.

Primeiramente é importante considerar que a demanda adicional de gás natural pode não ser tão grande quando as primeiras estimativas indicam. Isso porque se acredita que, no médio prazo, haja o restabelecimento de parte da infraestrutura de geração a carvão e nuclear que hoje estão fora de operação. De fato, estima-se que apenas 6,8 GW de geração nuclear e a carvão tenham sido permanentemente perdidas, o que reduz significativamente a demanda adicional de gás natural para geração elétrica no médio prazo. Outro ponto a ser levantado, é que os efeitos do terremoto do dia 11 de março sobre o parque industrial e sobre a própria economia japonesa ainda são incertos, o que coloca uma grande dúvida sobre a evolução do consumo de energia elétrica e mesmo de gás natural nos setores não geradores nos próximos anos.

Entretanto, mesmo que as estimativas iniciais de demanda sejam confirmadas, o contexto atual do mercado de GNL permite que o consumo emergencial japonês seja facilmente suprido sem grandes pressões nos níveis de preços. Isso pode ser explicado pela elevada capacidade ociosa existente atualmente nas plantas de liquefação e no transporte de GNL.

A indústria mundial de GNL investiu maciçamente na expansão da capacidade liquefação entre 2005 e 2007, quando os preços do petróleo e do gás natural dispararam no mercado internacional. Entretanto, muitos destes projetos só entraram em operação após a crise de 2008, quando o mercado de gás se encontrava numa situação de reduzida demanda o que contribuiu ainda mais para a redução dos preços. Adicionalmente, a produção nacional de gás natural norte-americana se recuperou a partir do *shale gas* o que pressionou ainda mais para baixo os preços no mercado internacional de GNL. O resultado foi o surgimento de um excesso de capacidade de liquefação e de transporte. Em 2010, por exemplo, a capacidade de liquefação ociosa na Bacia do Pacífico e Oriente Médio atingiu 18% da capacidade instalada enquanto na Bacia do Atlântico essa ociosidade atingiu 17%. Em relação à capacidade de transporte, o fator de utilização em 2010 esteve em torno de 60%.

Não por acaso, Rússia, Qatar e Indonésia foram os primeiros fornecedores do GNL emergencial para o Japão. É nestes países que se situa boa parte da capacidade ociosa de liquefação atualmente existente. De forma geral, aceitou-se atender a demanda adicional do Japão ao mesmo preço dos contratos previamente estabelecidos e indexados ao petróleo. Em outras palavras, o preço acordado nos contratos já firmados com o Japão será estendido para as cargas emergenciais de GNL. Portanto, é de se esperar que o Japão sozinho não será capaz de reverter o atual contexto do mercado de gás no curto e médio prazo.

No longo prazo, contudo, mudanças estruturais na matriz energética mundial, decorrentes da crise nuclear japonesa, podem trazer efeitos persistentes no mercado de gás natural. A cada vez mais provável moratória na expansão da capacidade de geração nuclear levará o Japão e muitos outros países pobres em recursos energéticos renováveis a lançarem mão do gás natural para expandir a capacidade de geração. Em outros termos, em um contexto de redução das opções tecnológicas de geração em função de questões de segurança (nuclear) e

emissões (carvão), o gás natural apresenta-se como a melhor opção. Nesse sentido, acredita-se que os principais efeitos do terremoto do dia 11 de março sobre o mercado de gás natural deverão ocorrer no longo prazo e dependerão muito mais do embate político em torno da questão nuclear do que de pressões conjunturais de demanda.

Preços, custos e o novo marco regulatório para o petróleo

Por Thales Viegas

A adoção do modelo de partilha no Brasil altera de forma significativa o papel dos custos e dos preços na regulação da atividade petrolífera. Primeiro, os custos se tornaram o elemento decisivo para a determinação do excedente em óleo a ser partilhado. Segundo, o preço do petróleo pode não ser apenas a referência para a monetização do petróleo de cada agente envolvido, ou seja, o preço que remunera o óleo apropriado pelo agente. Ele também pode influenciar na magnitude da partilha, caso o preço seja uma variável no cálculo que define o percentual do excedente que cabe ao governo. Em alguns países, a partilha com o governo do óleo lucro depende do preço do petróleo. Ou seja, quanto maior o preço do petróleo, maior é a parcela do governo no óleo lucro.

O contrato de partilha pode fixar *a priori* a participação do governo na produção, mas também pode permitir que ele varie conforme parâmetros pré-estabelecidos em contrato. Diante da centralidade das variáveis preços e custos, as análises que se seguem buscam lançar luzes sobre a dinâmica interdependente desses dois elementos.

Caso esta seja o critério de determinação da partilha no Brasil, é importante se considerar a existência de uma relação entre o preço do petróleo e os custos na cadeia petrolífera. O petróleo é uma das commodities mais importantes na economia mundial. Seu preço influencia a estrutura de custos de inúmeras indústrias, seja na condição de matéria-prima básica ou de fonte energética. Esses efeitos inflacionários atingem inclusive a cadeia de suprimentos do próprio setor petróleo. A inflação pode ser ainda mais geral quando ocorre um aumento generalizado dos preços das commodities, como foi verificado na maior parte dos anos 2000.

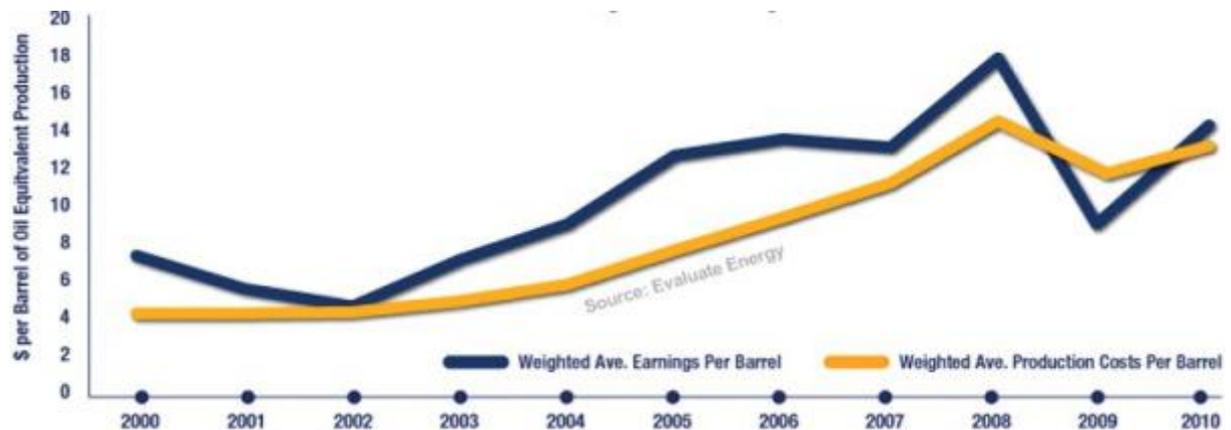
O crescimento das economias emergentes foi o principal vetor de aumento da demanda e dos preços desses produtos. Essa elevação dos preços das commodities foi retroalimentada pela especulação no mercado financeiro, o que teria dado origem a uma bolha nos seus preços. Em 2007, diante dos primeiros indícios da crise de crédito, que se iniciaria no ano seguinte, o preço das commodities caiu forte e rapidamente. O preço do petróleo foi afetado em meados de 2008. Todavia, passado os momentos iniciais do ciclo econômico os preços das commodities voltaram a subir consistentemente.

No caso particular do petróleo, a exploração vem se deslocando para fronteiras geológicas em que é mais difícil encontrar hidrocarbonetos e os investimentos requeridos são maiores. Assim, quando mais alto o seu preço, maiores são os investimentos realizados. Isso intensifica a demanda por bens de capital e serviços especializados e eleva os custos de investimentos. Essa foi a trajetória inflacionária do setor na última década. A tabela 1 abaixo mostra a comparação entre a evolução da média de dos ganhos por barril (em azul) e dos custos por

barril (em amarelo) das majors do petróleo nos anos 2000. Os ganhos por barril manifestam o preço do petróleo.

Tabela 1: Custo de Produção por Barril e Lucro por Barril das Majors

(Preço por barril de óleo equivalente, em dólares)



Fonte: Evaluate Energy

A interdependência entre custos e preços no setor pode ser expressa da seguinte maneira. O aumento nos custos também gera pressão alta nos preços. Então, os preços maiores incentivam os investimentos, que elevam a demanda por recursos escassos – sondas e pessoal especializado. Importa dizer que estes dois insumos tendem a ser os principais gargalos da produção mundial *offshore* nos próximos anos.

Diante dessa escassez de recursos, nem mesmo a forte queda do preço do petróleo em 2008 foi capaz de rebaixar de forma consistente os custos de investimento e produção de hidrocarbonetos. A exceção de 2009 os custos operacionais por barril têm aumentado de forma constante ao longo dos últimos 10 anos. Na segunda metade dos anos 2000 o nível de investimentos das petroleiras crescia muito mais em termos financeiros do que em termos físicos. Isso frustrou a expectativa de crescimento da produção de muitas delas ao longo do período.

Nessas condições, as empresas tiveram dificuldades de promover um crescimento orgânico. Mais de um quarto das reservas desenvolvidas pelas majors do petróleo naquela década foram objeto de aquisição. Vale lembrar que isso teria ocorrido num cenário de crescentes preços do petróleo, quando o fluxo de caixa dessas empresas era robusto e crescente. O problema é os preços do petróleo podem variar rápida e intensamente enquanto na esfera dos custos há uma maior rigidez, de modo que os preços dos equipamentos e serviços nem sempre caem na mesma proporção e velocidade que os preços do petróleo. A queda tende a ser mais suave e demorada. Esse lapso temporal impacta a lucratividade e a capacidade de investir das empresas no futuro.

Dito isso, o agente regulador tem o desafio de equacionar os ganhos advindos de altas extraordinárias nos preços do petróleo, com a necessidade dessas empresas de fazer caixa para realizar investimentos mesmo a custos crescentes. Até porque geralmente nos modelos de partilha o governo impõe limites aos custos que são passíveis de apropriação pelo consórcio. Assim, caso o governo adote mecanismos de captura das rendas extraordinárias oriundas de aumento nos preços e rentabilidade, via *price cap*, por exemplo, juntamente com algum limite para a recuperação de custos, é preciso equacionar esses dois limites de forma a não inviabilizar os projetos de exploração e produção.

O advento da crise no mundo árabe aumentou a instabilidade e os preços no mercado mundial do petróleo. Se por um lado a rentabilidade imediata da produção petrolífera tende a aumentar, uma rápida elevação dos preços, por outro lado, pode reduzir a demanda e deturpar os cálculos dos agentes que investem com base em horizontes temporais de mais longo prazo.

Nessas condições, é desejável que o governo brasileiro reflita sobre as implicações dos preços e custos nos seu arcabouço regulatório. O novo modelo regulatório introduziu novas problemáticas a serem enfrentadas. A primeira delas remete à correta definição dos custos (limites) recuperáveis que provavelmente serão objetos de uma complexa fiscalização. O fato dos custos estarem acumulados no início do projeto implica um maior impacto no fluxo de caixa descontado. Já as receitas ao final da curva de produção têm menor impacto nos resultados. Assim, uma estratégia razoável seria que o governo estabelecesse um escalonamento da partilha, no qual a sua participação na partilha seja menor no início e cresça ao longo do tempo. A apropriação da renda extraordinária da atividade petrolífera deve ser feita de modo a não comprometer o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos e a atratividade dos investimentos.

Nessas condições, dois aspectos precisam ser observados. O primeiro é que o preço de referência para a elaboração do fluxo de caixa descontado – utilizado na análise de projetos de investimento – não pode se apoiar em patamares de preços deturpados e transitórios. Ao elaborar o contrato, é desejável que o governo não se apóie em cenários extremos de preços ao realizar os cálculos que definem a sua participação.

O segundo aspecto está associado a uma possível utilização de mecanismos de captura de rendas extraordinárias associadas a variações de preços ou rentabilidade. Como os custos também não são constantes, parece mais racional algum critério que considere receitas e custos e não apenas um dos dois aspectos. Assim, se o incremento de participação (*government take*) tiver origem na rentabilidade, o governo poderia aumentar a sua fatia à medida que os preços do petróleo aumentassem e, ao mesmo tempo, permitiria que as empresas reforçassem seus fluxos de caixa para habilitá-las a realizar investimentos nos períodos em que os preços de petróleo estiverem menos favoráveis. A adoção da razão entre receitas e custos como o critério de rentabilidade parece ser um mecanismo eficiente e de fácil compreensão por parte dos agentes envolvidos na produção e na regulação da atividade.