
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Novembro/Dezembro de 2010 – Ano 10 – n.5

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados sete artigos:

O planejamento energético em uma era de transitoriedade, por Renato Queiroz.

O novo governo e a agenda para o setor elétrico, por Luciano Losekann.

A quem interessa a nova lei do gás?, por Marcelo Colomer,

O pré-sal e o controle do Estado, por Ronaldo Bicalho.

Evolução recente e tendências para a formação de preços no mercado mundial de GNL, por Edmar de Almeida.

Energia e o transporte automotivo: como contornar a dieselização?, por Helder Queiroz e Juliana Rodrigues,

Competitividade internacional do etanol brasileiro: oportunidades e ameaças, 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.

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.

Juliana Rodrigues

Graduanda do Instituto de Economia da UFRJ

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. Trabalha na área de mudanças estruturais e institucionais nas indústrias de energia, com foco na Energia Elétrica e Política Energética.

Thales Viegas

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

O planejamento energético em uma era de transitoriedade

Por Renato Queiroz

O mundo contemporâneo vive sob um contexto de profundas e contínuas mudanças. Praticamente todas as atividades humanas estão submetidas à transitoriedade, entendendo esse termo como um “lugar” pelo qual se passa, mas não se permanece. As tecnologias inovadoras certamente têm grande influência nessa necessidade permanente de mutação.

As organizações que não se renovam continuamente, seja introduzindo novas tecnologias em seus produtos, seja implantando novos processos de gestão, tendem a perder mercado ou a criarem estruturas decisórias “pesadas” que não respondem aos novos estímulos que vêm do mundo exterior. A criatividade é uma característica desejável nesse ambiente inovador, pois a repetição das mesmas situações e/ou rotinas levam os profissionais a ficarem contaminados, estagnados em atitudes passivas.

Nesse quadro empresarial de inércia, o comprometimento com o trabalho diminui porque o cotidiano fica em desacordo com um ambiente externo nômade. Em suma pode-se criar um quadro de insatisfação cujos resultados desejáveis certamente não serão alcançados.

O contexto de transitoriedade cria incerteza e, sob essa tônica, o exercício de planejar o futuro deve considerar como condição necessária a invenção original, a inovação.

Vale destacar que essa situação não se observa somente nas atividades voltadas ao mundo das corporações. Também nas artes que, ao se servirem de diferentes mídias, muitas vezes levam o espectador a sentir dificuldade para compreender aquele novo meio de expressão artística.

A dificuldade é entender que vivemos no mundo atual sob um sentimento de conforto transitório e que se ficarmos agarrados a uma nuvem de conceitos e experiências, não perceberemos que as oportunidades passaram e a queda pode ser iminente.

O leitor deve estar se perguntando qual a ligação desses parágrafos iniciais com o tema energia. O foco desse artigo é levantar algumas reflexões sobre o dinamismo e inovação do processo de planejamento energético sob esse ambiente de impermanência.

Nesse estado de transitoriedade a construção de cenários energéticos, buscando o que se espera [1] ou o que se deseja [2] no futuro, é uma ferramenta que abre as portas aos formuladores de políticas energéticas. Os cenários são indicações importantes para análises e devem ser monitorados e atualizados, logo após sua conclusão e/ou publicação, de modo a proporcionar respostas rápidas para a tomada de decisões. O processo não pode ser estático.

A velocidade das mudanças criando novas incertezas pode ser de tal ordem que o estado de permanência – das tecnologias ou a presença de novas situações geopolíticas, por exemplo – fique cada vez menor e o poder executivo venha a necessitar de elementos, em tempo curto, para elaborar novas políticas energéticas e, em certas situações, até submetê-las às instâncias legislativas dentro de um quadro democrático. Daí a importância de um planejamento dinâmico.

Michel Godet, o mestre da construção de cenários exploratórios, nos ensinou em seus livros e palestras que as simulações de um futuro previsto sofrem a influência de quem as elabora. Daí o cuidado que o Estado deve ter ao compor suas equipes que formularão os cenários e as estratégias do Estado para futuros possíveis e desejados.

“Todos os que pretendem predizer ou prever o futuro são impostores, pois o futuro não está escrito em parte alguma, ele está por fazer”. Michel Godet

Nesse entendimento é importante que os formuladores das políticas energéticas tenham em suas mãos uma visão consistente e plural do futuro com um amplo cardápio de variáveis qualitativas. Os tecnocratas tendem a priorizar variáveis quantitativas como uma âncora que permite maior segurança às suas ações. Mas cabe mais uma vez explicitar que se desenvolvermos cenários prospectivos para longos horizontes, o estado de transitoriedade pode desatualizar rapidamente seus resultados e a formulação de novos cenários exigirá um tempo que pode estar em desacordo com o tempo das decisões sob mudanças. Em adição, é importante a elaboração de cenários tendenciais e também normativos, para que o governo trace as suas estratégias para atender à demanda energética das futuras gerações.

O estabelecimento das macro diretrizes dos cenários é um outro fator relevante para que os atores envolvidos no setor energético conheçam os princípios que norteiam o planejamento. Citando como exemplos, os seguintes princípios :

- i) Diversificar a matriz de oferta de energia para atender ao crescimento econômico independentemente da fonte de energia.
- ii) Priorizar a segurança energética com menores custos tecnológicos. Nesses dois primeiros exemplos a política ambiental da nação interage fortemente com a política energética.
- iii) Desenvolver esforços na busca de independência de tecnologias avançadas na geração de energia. Isso exigirá também que outras políticas estejam na mesma linha. A política de ciência e tecnologia tem que priorizar investimentos em P&D&I – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.
- iv) Gestão energética eficiente da demanda futura de energia. Novamente é necessária uma interação da política energética com outras políticas como, por exemplo, a industrial.

Deve ficar explícito que a política energética envolve necessariamente interações com outras políticas públicas. O processo de planejamento energético é integrado.

Os organismos e empresas do setor energético, que têm tradição em exercícios de prospecção no longo prazo, ao fazerem seus cenários energéticos nos últimos anos certamente não consideraram alguns fatos listados a seguir, entre outros: as descobertas do pré-sal no Brasil com perspectivas significativas de oferta de gás e petróleo; o aumento na produção de gás não convencional no mundo, o que deve trazer fortes mudanças ao mercado mundial de gás; a forte ascensão de classes mais pobres nos BRICS ao mercado consumidor com perspectivas de crescimento acelerado da demanda de energia.

Esses são alguns exemplos que mostram que as rápidas mudanças exigem a capacidade de formulação de cenários normativos sem restrições de hipóteses criativas, buscando minimizar o tempo de desatualização dos mesmos.

Os cenários energéticos não são exercícios acabados, mas instrumentos de interação entre o Estado e a Sociedade, capazes de receber continuamente novos subsídios que reflitam as complexidades e as rupturas de um mundo inovador. As formulações de tendências devem ser estratégicas, procurando incorporar novas premissas que emergem durante a sua implementação.

Enfim, transitoriedade é um estado de movimento permanente a que o mundo está submetido. Os governos e organizações, ao montarem suas estruturas de planejamento energético de longo prazo, têm que ter essa percepção, montando quadros de cunho técnico especializado, com uma visão de Estado e, se possível, dedicados exclusivamente aos estudos prospectivos.

Essas são características relevantes de uma equipe que tem que ser treinada a compreender as diferentes formas que as condições competitivas da indústria da energia podem assumir e, sobretudo, ter condições de enxergar o futuro à luz das implicações estratégicas de novas incertezas que surgem com muita rapidez.

Com isso, um país como o Brasil, rico e complexo, que assumiu uma importante posição, nos últimos anos, no cenário global, terá a capacidade de se adequar rapidamente às novas realidades geopolíticas, reavaliando suas consequências no setor energético. Dessa forma os poderes decisórios dos governos poderão realizar ajustes nas rotas de suas políticas públicas, permitindo a construção de um futuro desejado para a nação e não imposto pelas circunstâncias externas.

[1] Cenários possíveis ou prováveis, elaborados através de simulações de certas condições iniciais, sem que seja assumida qualquer opção ou preferência por um dos futuros configurados.

[2] Cenários normativos ou desejados, exprimindo um desejo ou compromisso em relação a determinados objetivos.

O novo governo e a agenda para o setor elétrico

Por Luciano Losekann

Ao iniciar o primeiro mandato do governo Lula, o setor elétrico estava em situação crítica sendo clara a necessidade de reformas. O país havia passado por um racionamento que foi um dos fatores que contribuiu para sua eleição. Um ano após a posse, o novo modelo setorial foi implementado.

O Estado passou a ter um papel mais ativo no planejamento setorial, através da criação de novas instituições (EPE e CMSE) e da realização de leilões públicos para a comercialização de eletricidade.

Hoje podemos considerar que o modelo está consolidado. Mais de uma dezena de leilões para aquisição de energia de novas centrais [1] foram realizados desde 2004, assegurando o equilíbrio entre oferta e demanda[2].

Desta forma, o mandato de Dilma irá se iniciar em um contexto bem menos turbulento. Ainda que uma nova reformulação institucional como a de 2003/2004 não seja necessária, desafios significativos deverão ser enfrentados no setor elétrico. Esse artigo busca elencar esses desafios.

1 – A primeira questão a ser enfrentada pelo novo governo é o encaminhamento das concessões que se encerram nos próximos anos. Cerca de 1/5 da capacidade instalada de geração e 1/3 das distribuidoras terão sua concessão finalizada até 2015. Essa é uma questão muito sensível e sua solução tem sido postergada. Por um lado, a re-licitação competitiva poderia trazer benefícios para a sociedade na forma de arrecadação ou menores tarifas. Por outro, a renovação das concessões evitaria um caos no setor.

Dependendo dos resultados das licitações, algumas empresas poderiam ficar praticamente sem ativos [3]. Como a maior parte das empresas afetadas é estatal, é difícil supor que perderão suas concessões. A saída mais provável é a renovação onerosa, mas é preciso definir as bases em que essa será efetuada (duração e valores).

2 – Uma questão muito relacionada ao encerramento das concessões é o vencimento dos contratos de energia velha a partir de 2013. Em 2004, quando a maior parte da energia velha foi negociada, o contexto era de sobre-oferta de eletricidade e a energia velha foi negociada em separado da energia nova a preços baixos, fato que foi fundamental para evitar a disparada dos preços de eletricidade com sua convergência aos preços da energia de novas usinas. Como parte relevante da energia velha é proveniente de centrais que terão suas concessões encerradas até 2015, a solução das concessões é uma condição necessária para a renegociação da energia velha e o preço nos novos contratos certamente irá refletir as condições de renovação das concessões.

3 – Outro ponto fundamental que irá marcar a evolução do setor elétrico nos próximos anos é sua relação com a indústria de gás natural. Como foi abordada em artigo anterior (Losekan, 2010) (*), a integração entre as duas indústrias é truncada. O papel complementar da geração termelétrica que implica em despacho não freqüente dessas centrais não satisfaz as condições para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. A subutilização da infraestrutura estimulou o deslocamento do gás para outros mercados, comprometendo a segurança do abastecimento elétrico. Com a adição dos problemas com a Bolívia, as centrais a gás natural foram preteridas pelo planejamento do setor elétrico. A nova conjuntura do gás natural no Brasil indica para excedentes que tendem a se elevar no longo prazo com a descoberta de novas reservas domésticas. Entretanto, para que as centrais a gás tenham um “renascimento” na matriz de geração elétrica é necessária a mudança no regime de utilização dessas centrais.

4 – Um tema que também terá impacto sobre o regime de despacho das centrais é a redução progressiva da relevância da capacidade de armazenagem de água nos reservatórios hidrelétricos. Em função de restrições ambientais e de características geográficas, as novas centrais hidrelétricas que dominarão a expansão nos próximos anos, como as centrais do Rio Madeira e Belo Monte, não contarão com reservatórios. Segundo dados do ONS, a razão entre capacidade de armazenagem e carga caiu de 6 para 5 nos últimos dez anos e deverá cair para 4 no fim da década [4]. A capacidade de armazenar energia particulariza a coordenação do sistema elétrico no Brasil. Diminuindo a armazenagem em termos relativos, o despacho de centrais termelétricas se torna mais freqüente. Outro fator que deve tornar mais complexa a coordenação da operação é a entrada de centrais com restrições operacionais significativas, como centrais a bagaço de cana e eólicas, que são condicionadas, respectivamente, pela colheita e pela incidência de ventos.

5 – Outro desafio é a metodologia de programação da operação. O despacho de centrais por razão de segurança, fora da ordem de mérito definida pelos programas que deveriam orientar a operação, tem sido sistemático nos últimos anos. Além de problemas de credibilidade, isso tem efeitos sobre a formação do preço de curto-prazo (PLD – Preço de Liquidação de Diferenças). O PLD, que não é afetado pelo despacho por segurança, não reflete o custo marginal de operação, comprometendo a eficiência econômica.

6 – As restrições enfrentadas por fontes mais competitivas acarretaram numa participação exagerada de centrais a óleo nos leilões de expansão. Segundo os dados da EPE, essas centrais somarão capacidade de 10 GW em 2013. Além dos efeitos ambientais negativos, nesse volume, essas centrais não são adequadas para as características do sistema elétrico brasileiro. Em situação de incidência hidrológica adversa, essas centrais com elevados custos operacionais podem ser utilizadas por períodos longos, encarecendo a energia ao consumidor final.

7 – A elevada incidência de impostos e encargos na tarifa de eletricidade no Brasil é outro problema a ser enfrentado. Hoje, representam mais da metade do preço final da eletricidade. Considerando que a eletricidade é um bem essencial para a população e presente na quase totalidade dos processos produtivos,

compromete-se a distribuição de renda (ainda que sejam adotadas tarifas sociais) e a competitividade dos produtos brasileiros.

8 – Outro ponto crítico é o tratamento do mercado livre. As medidas do modelo implantado em 2004 foram orientadas para o mercado regulado e cerca de 1/4 do consumo de eletricidade não é contemplado. Se por um lado, por contar com maior liberdade contratual, o consumidor livre pode se beneficiar das condições do mercado de curto prazo. Por outro, as novas usinas hidrelétricas, que são as mais competitivas, devem priorizar o mercado regulado, dedicando ao menos 70% da capacidade para esse fim.

Essa não é uma agenda simples, mas esses problemas devem ser atacados para aprimorar o modelo institucional adotado em 2004, contribuindo para que seus principais objetivos, segurança do abastecimento e modicidade tarifária, sejam alcançados.

(*) Losekann, L. A integração truncada das Indústrias de Gás Natural e Eletricidade no Brasil. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 10. n. 4, , 2010.

[1] Nove leilões de energia nova, três de grandes centrais hidrelétricas, dois de fontes alternativas e três de reserva.

[2] O recente esvaziamento dos reservatórios, que experimentam seu nível mais baixo em seis anos, apesar de preocupante, não foi causado pela incapacidade da oferta acompanhar a demanda como ocorreu na crise de 2001/2002. Segundo os dados da EPE, há folga de capacidade para os próximos anos.

[3] Na área da Chesf, apenas a usina de Sobradinho não tem sua concessão vencendo até 2015.

[4] Simplificando, essa razão pode ser encarada como o número de meses que o sistema pode atender a demanda sem contar com geração adicional (não hidrelétrica), partindo de uma situação em que os reservatórios estão cheios.

.

A quem interessa a nova lei do gás?

Por Marcelo Colomer

Em 2009 foi aprovada pelo governo federal a lei 11.909 com o objetivo de definir o marco regulatório para as atividades de importação, regaseificação/liquefação, transporte e comercialização de gás natural. O desenvolvimento da nova estrutura regulatória foi motivado pelo reconhecimento da incapacidade da lei 9.478 em estimular a competição após o processo de reforma da indústria.

A importância do segmento de transporte na promoção da concorrência no setor de gás natural como um todo, o colocou como tema central da lei 11.909. A atividade de transporte de gás natural, assim como as demais atividades de rede, possui características que diferenciam e condicionam a dinâmica dos investimentos nesse segmento.

Em termos econômicos, a elevada especificidade [1] dos ativos associada à racionalidade limitada e ao comportamento oportunista dos agentes condicionam elevados custos de transação (MAKHOLM [2006, 2007, 2009], CODOGNET [2006] e COLOMER [2010]), que na ausência de garantias regulatórias, impõem elevados riscos aos investimentos. São esses elevados custos de transação, traduzidos em elevados riscos, que explicam a tendência da indústria de gás natural em integrar-se verticalmente.

Nesse contexto de especificidade da indústria de gás, a lei 11.909 buscou definir uma estrutura regulatória que incentivasse a entrada de novos agentes privados no segmento de transporte a partir da redução dos custos de transação (riscos) associados aos contratos de capacidade. De fato, a lei supracitada traz inovações regulatórias que reduzem grande parte dos riscos associados aos novos investimentos em ativos de transporte. Contudo, a incompletude da reforma, que manteve a estrutura industrial (*market design*) do setor de gás natural inalterada, impede que a redução dos custos de transação (riscos) se transmita de forma simétrica e homogênea para todos os agentes. Em outros termos, a estrutura industrial herdada do monopólio estatal cria uma grande assimetria de custos de transação entre a empresa estabelecida (Petrobras) e as empresas entrantes, de forma que as mudanças regulatórias trazidas pela nova lei mostram-se incapaz de estimular a entrada de novos agentes.

Inovações Regulatórias e Seus Impactos Sobre os Custos de Transação

Segundo Colomer [2010], as principais inovações regulatórias, trazidas pela lei 11.909, que contribuem para a redução de parte dos custos de transação são o estabelecimento da concessão como regime jurídico da atividade de transporte, a adoção de mecanismos de concurso aberto (chamada pública) com a assinatura de termos de compromisso, a regulação do livre acesso, a definição e limitação do escopo de atuação de cada agente do poder público e a consolidação jurídica do arcabouço regulatório.

O regime de concessão [2] desfruta de uma segurança jurídica maior do que o regime de autorização, o que faz dele um instrumento jurídico mais adequado para as atividades que exigem elevados investimentos em ativos específicos. Nesse sentido, a garantia do equilíbrio econômico e financeiro, o estabelecimento de contratos padronizados e a definição em lei dos direitos e deveres das empresas de transporte de gás natural reduzem os espaços para comportamentos oportunistas tanto por parte dos carregadores quanto por parte dos órgãos do governo. Nesse sentido, a mudança de regime jurídico trazido pela lei 11.909 tem o potencial de reduzir os custos de transação associados aos investimentos em ativos de transporte, estabelecendo maiores garantias[3] sobre o retorno do capital investido.

No que se refere ao novo mecanismo de alocação primária de capacidade, o dimensionamento prévio da demanda por capacidade e a exigência de assinatura de um termo de comprometimento pelos carregadores interessados na nova capacidade reduz os riscos de comportamentos oportunistas por parte dos carregadores. Isto é, o comprometimento prévio evita que, em condições de livre acesso, haja uma migração de carregadores dos gasodutos pioneiros, que naturalmente apresentam custos mais elevados [Colomer [2010] p. 48] para os gasodutos entrantes, comprometendo a recuperação do investimento realizado pela empresa pioneira.

Outros dois fatores de redução dos custos de transação trazidos pelo mecanismo de alocação primária da capacidade de transporte são a definição da tarifa máxima que poderá ser cobrada pelo transportador e a redução dos custos de negociação dos contratos de capacidade. O dimensionamento prévio da demanda permite que os potenciais investidores tenham o conhecimento *ex ante* das condições tarifárias enquanto que o processo de chamada pública elimina a necessidade de negociação da capacidade primária de transporte de forma bilateral com cada carregador.

Por fim, a contratação prévia da capacidade em bases firmes facilita o processo de financiamento através de mecanismos de securitização que permitam utilizar os contratos de recebíveis como garantias de contratos de financiamento.

No caso da regulação do livre acesso, o estabelecimento de regras e diretrizes, dos tipos de serviços que poderão ser ofertados pelo transportador e da tarifa a ser cobrada por cada serviço, estimula não só a competição no mercado de capacidade como também fornece as garantias necessárias ao investimento em novos gasodutos.

Em relação à definição dos espaços de atuação dos órgãos públicos, a delimitação do escopo de atuação dos diferentes agentes responsáveis pela regulação, planejamento e fiscalização da indústria de gás natural tem o potencial de reduzir o risco regulatório [4]. Em outras palavras, a definição do espaço de atuação de cada entidade pública reduz as chances das forças do Estado de atuarem de forma oportunista.

No que se refere à consolidação jurídica do arcabouço regulatório da indústria de gás, a lei 11.909, ao substituir as portarias e resoluções da ANP (instrumentos

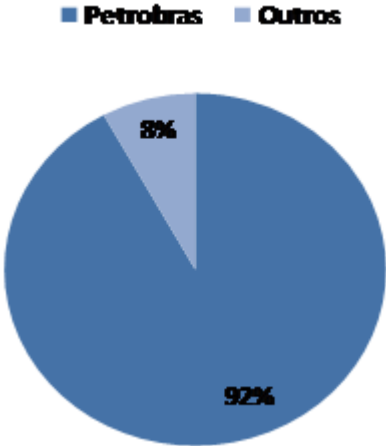
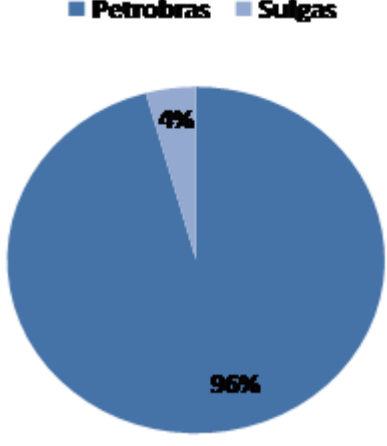
jurídicos precários e de fácil revogação) permite que o arcabouço regulatório da indústria de gás natural desfrute de uma maior estabilidade jurídica.

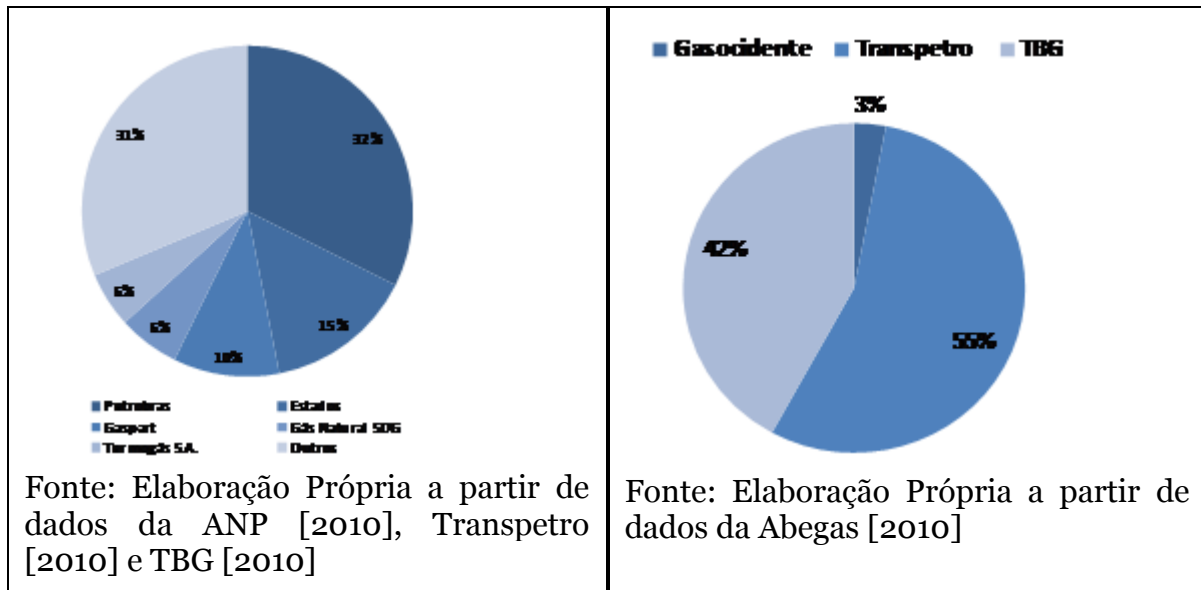
A análise da lei 11.909 mostra que o novo arcabouço regulatório da indústria de gás natural possui elementos capazes de reduzir os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte. Contudo, como será visto a seguir, a transmissão dos efeitos da redução desses custos de transação não se dão de forma homogênea para todos os potenciais investidores em novos gasodutos.

O Market Design da Indústria de Gás Natural e a Assimetria de Custos de Transação

A separação jurídica das indústrias de petróleo e gás natural foi instituída pela lei 9.478 de 1997. Contudo, nem a lei supracitada nem a lei 11.909 fazem menção à restrição a participação cruzada entre agentes de diferentes segmentos da cadeia produtiva do gás natural. Assim, embora a indústria de gás natural apresente-se juridicamente desverticalizada, na prática a Petrobras possui o monopólio *di facto* do setor.

Atualmente a Petrobras é responsável por 92% da produção, 100% da importação e controla, indiretamente através de suas subsidiárias e empresas coligadas, 97% da capacidade de transporte de gás natural do país (Petrobras [2010], ANP [2010], TRANSPETRO [2010] e TBG [2010]). No segmento de distribuição de gás natural, através da GASPETRO, a empresa é o acionista majoritário em 12 das 24 distribuidoras em operação além de possuir importantes participações acionárias em mais 7 empresas de distribuição (COLOMER [2010]).

<p>Figura 1 – Brasil: Produção de Gás Natural (2008)</p>  <p>Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP [2009]</p>	<p>Figura 2- Brasil: Importação de Gás Natural (2008)</p>  <p>Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP [2009]</p>
<p>Figura 3 – Participação Direta e Indireta dos Agentes nas Empresas Distribuidoras</p>	<p>Figura 4 – Brasil: Transporte de gás Natural (2009)</p>



A posição dominante da Petrobras nos segmentos de produção, transporte, distribuição e comercialização faz com que a empresa seja ao mesmo tempo o principal transportador e o principal carregador de gás natural no mercado brasileiro. Nesse contexto de monopólio integrado, a redução dos custos de transação trazida pela nova lei do gás acaba por aumentar e consolidar as assimetrias de custos de transação entre a empresa estabelecida e os potenciais investidores em ativos de transporte.

Nesse sentido, dentro da estrutura industrial vigente no setor de gás natural, qualquer nova empresa de transporte que se instale no país necessariamente dependerá da Petrobras. Em outras palavras, a propriedade de 92% da produção e de 96% da importação de gás natural, assim como a importante participação da empresa no segmento de distribuição, explica a importância da Petrobras como principal carregador no mercado de gás natural brasileiro.

O duplo papel desempenhado pela Petrobras no segmento de transporte – carregador e transportador – faz com que os investimentos de novos agentes, principalmente no segmento de transporte, dependam da estabilidade das relações contratuais estabelecidas com seu principal concorrente, a Petrobras. Assim, mesmo considerando o potencial de redução dos custos de transação trazidos pelos mecanismos de chamada pública e pela assinatura dos termos de compromisso, a Petrobras pode adotar, *ex ante*, estratégias de detenção a entrada de novos agentes através de um boicote ao concurso aberto de alocação de capacidade. Isto é, a empresa, em seu papel de carregador, pode não manifestar, estrategicamente, seu interesse pela contratação da capacidade de transporte de um novo agente de forma a inviabilizar *ex-ante* o projeto de um novo gasoduto.

Mesmo, no caso de haver outros carregadores interessados, a elevada participação da Petrobras nos segmentos de produção, importação e distribuição pode fazer com que a não manifestação de interesse torne a tarifa de transporte demasiadamente elevada inviabilizando o projeto ou mesmo deslocando a demanda de capacidade para os dutos da Petrobras.

Conclusão

A análise tradicionalmente feita sobre a importância dos mecanismos regulatórios sobre as decisões de investimento em indústrias caracterizadas por elevadas especificidades de seus ativos físicos e por uma grande interdependência entre as decisões de investimento nos diferentes segmentos componentes de sua cadeia não consideram, devidamente, a importância da estrutura industrial (*market design*) sobre a transmissão dos efeitos da redução dos custos de transação entre os diferentes agentes da indústria. Em outros termos, em estruturas em que não haja uma efetiva separação do controle da propriedade ao longo de sua cadeia produtiva, os efeitos da regulação sobre os incentivos a competição, principalmente nos segmentos com características de rede, são reduzidos em função das barreiras à entrada criadas pela estrutura de mercado concentrada na figura na empresa estabelecida.

Pode-se concluir para o caso brasileiro, considerando a estrutura patrimonial vigente na indústria de gás natural, que a redução dos custos de transação trazida pela lei 11.909 beneficia principalmente a Petrobras nas transações ocorridas fora da sua estrutura verticalmente integrada, isto é, nas transações que envolvem outros carregadores que não a própria empresa. Assim, embora a lei 11.909 estimule os investimentos da Petrobras em novos gasodutos ao reduzir os custos de transação [5], ela não é capaz de reduzir as barreiras à entrada de novos agentes no segmento de transporte. Dessa forma, a nova legislação associada à incompletude do processo de reforma da indústria de petróleo e gás contribui para a concentração de mercado no setor de gás natural e para a consolidação da posição dominante da Petrobras.

Referências Bibliográficas

ANP. Boletim de Gás Natural no 6, Rio de Janeiro, 2009.

_____. Anuário Estatístico 2001. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

_____. Anuário Estatístico 2002. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

_____. Anuário Estatístico 2003. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

_____. Anuário Estatístico 2004. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

_____. Anuário Estatístico 2005. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

_____. Anuário Estatístico 2006. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

_____. Anuário Estatístico 2007. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

_____. Anuário Estatístico 2008. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

_____. Anuário Estatístico 2009. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em: abril de 2010.

_____. Análise das Minutas do Contrato de Transporte e dos Termos e Condições Gerais Celebrados entre o Consórcio Malhas Sudeste Nordeste e a Petrobras. Nota Técnica 22/03/SCG, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Último acesso em abril de 2010.

_____. Organização da Indústria Brasileira de Gás Natural e Abrangência de uma Nova Legislação. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em <www.redetec.org.br>. Último acesso em maio de 2010.

_____. Regulamentação do Acesso ao Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil. In: VII Reunião Anual da Associação Ibero-Americana de Entidades Reguladoras de Energia. Oaxaca, México, 2004. Disponível em <www.ariae.org/>. Último acesso em maio de 2010.

COLOMER, M. Estruturas de Incentivo ao Investimento em Novos Gasodutos: Uma Análise Neo-Institucional do Novo Arcabouço Regulatório Brasileiro, Tese de Doutorado, UFRJ, 2010.

CODOGNET, M. L`analyse Économique des Contracts d`accès aux Réseaux dans les Réformes Concurrentielles Gazières. Tese de Doutorado em Ciências Econômicas pela Université Paris XI, Paris, France, 2006.

GASNET, Custo de energia e gás afeta indústrias, Reportagem de 3/11/2010. Acesso disponível em <http://www.gasnet.com.br/>

MAKHOLM, J. D. Seeking Competition and Supply Security in Natural Gas The US Experience and European Challenge. In: 1st CESSA Conference, Berlin University, Berlin, Germany, 2007.

_____. Institutional, Transactional and Political Barriers to Competitive Gas Market in Europe: Europe's Pipeline and Economics. In: Florence School of Regulation Workshop, Florence, Italy, 2009.

_____. The Theory of Relationship-Specific Investments, Long-Term Contracts and Gas Pipeline Development in United States. In: Workshop on Energy Economics and Technology, Dresden University of Technology, Dresden, Germany, 2006.

TBG. Informações Técnicas. Disponível em <www.tbg.com.br/> Último acesso em Junho de 2010.

[1] Especificidade de ativos dedicados, especificidade temporal e especificidade geográfica.

[2] No Brasil, a lei 8.987 de 1995 define as regras dos regimes de concessão: formalização da concessão através de contratos previamente estabelecidos entre a concessionária e o poder concedente, a adoção de tarifas que garantam o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão e a definição *ex ante* dos possíveis espaços de intervenção do poder público. Ademais, o Artigo 23 da lei 8.987 define o modelo contratual que os regimes de concessão devem adotar.

[3] Além das maiores garantias, a lei 8.987 em seu artigo 28 faculta a concessionária ceder ao mutuante, em caráter fiduciário, parcela de seus créditos operacionais futuros de forma a facilitar a obtenção de financiamento para os investimentos necessários para o exercício de suas atividades.

[4] Desvios administrativos da legislação específica ou das condições constitucionais que sustentam o marco regulatório.

[5] Se considerarmos que a indústria de gás natural caracteriza-se por um monopólio verticalmente integrado *di facto* da Petrobras, a redução dos custos de transação trazida pela nova lei para a empresa estabelecida é pequena uma vez que a integração vertical já cumpre o papel de minimização dos custos. O que ocorre é que no pequeno número de transações que ocorrem fora da estrutura verticalizada, os custos de transação são reduzidos pela nova lei.

O pré-sal e o controle do Estado

Por Ronaldo Bicalho

A mudança ora em curso no marco institucional para a exploração do petróleo presente na província do pré-sal contempla uma visão do papel estratégico a ser desempenhado pelo setor petrolífero brasileiro distinta daquela que formatou o marco anterior; tanto no que concerne à nova inserção internacional do país, quanto às próprias condições objetivas de sustentação dessa inserção.

O cerne dessa mudança se concentra justamente na ampliação do controle estatal sobre a exploração das riquezas do pré-sal, de forma a auferir o máximo de benefícios dessa exploração, sob uma ótica estratégica de longo prazo que transcende os limites da indústria petrolífera.

Desse modo, a mudança do marco institucional do setor de petróleo no Brasil não se resume, simplesmente, a uma discussão sobre as vantagens e desvantagens dos regimes de exploração – concessão versus partilha –; das vantagens e desvantagens da participação da Petrobras em todos os consórcios; das vantagens e desvantagens da cessão onerosa e da capitalização da Petrobras; das vantagens e desvantagens da criação de uma nova estatal; e assim por diante.

Na verdade, há um eixo central que estrutura essa mudança institucional que se funda no controle do Estado brasileiro sobre a exploração das riquezas do país. O que está sendo discutido, de fato, é o nível desse controle, os seus custos e os seus benefícios. O que está sendo discutido é qual o nível de soberania que se quer e que se pode exercer sobre essas riquezas. O que está sendo discutido é o país que se quer e o que se está disposto a se fazer para construí-lo.

Portanto, o que se está discutindo é um projeto de desenvolvimento do país calcado no grande potencial de riqueza representado pelo pré-sal. Projeto este que embute uma dada visão de desenvolvimento e do papel estratégico do Estado neste desenvolvimento.

Aqui, não se trata apenas de ampliar a participação do Estado na renda petrolífera, mas de ampliar o controle do Estado sobre o processo de geração dessa renda. Isto implica em aumentar o controle estatal, não só sobre todas as etapas da produção do petróleo, mas também sobre o destino final dado a este petróleo e sobre todas as articulações do setor petrolífero com os outros setores industriais e de serviços.

Nesse sentido, a questão fundamental não é simplesmente aumentar os benefícios advindos da renda petrolífera per se, mas maximizar o conjunto de benefícios associado a toda a cadeia petrolífera, incluídos aqueles relacionados à criação de um dinamismo industrial calcado na internalização da produção da chamada indústria parapetrolífera.

O controle exigido para se alcançar essa vasta gama de benefícios envolve um conjunto de mecanismos que possibilite a gestão estratégica de um conjunto de

variáveis-chave que inclui: o conhecimento geológico, a capacitação tecnológica na produção em águas profundas, a escolha dos fornecedores, o ritmo de exploração dos recursos e o destino dado à produção.

Nesse contexto, o conflito aparente entre os objetivos de se deter um maior controle e de se obter uma renda maior pelo Estado é resolvido pela introdução de uma visão estratégica acerca da exploração da riqueza do pré-sal. Nesse caso, o importante não é alcançar a maior parcela de renda no curto prazo e, em função disso, sacrificar a parcela necessária do controle para atingir tal objetivo; mas, implementar um controle estratégico da exploração que permita auferir o máximo de benefícios durante todo o tempo em que durar essa exploração.

Portanto, trata-se de controlar aspectos fundamentais da exploração do pré-sal que permitam gerir esse processo sob uma perspectiva estratégica de longo prazo, que, no caso específico, envolve um tempo que abarca distintas gerações de brasileiros.

Sob essa visão, o maior controle não implica na redução dos benefícios obtidos pelo Estado; pelo contrário, é justamente o maior controle por parte do Estado que viabiliza a maior obtenção desses benefícios no longo prazo. Em outras palavras, trata-se de se contrapor a uma visão de curto prazo, que privilegia a maior obtenção de renda hoje, uma visão de longo prazo que, mesmo sacrificando ganhos aparentes no presente, possibilite auferir de forma sustentável ganhos mais significativos no futuro.

Essa concepção estratégica, de longo prazo, marcada pela busca da ampliação do controle do Estado, se manifesta em alguns mecanismos e organizações que estruturam o novo marco institucional proposto. Vejamos os mais importantes:

A mudança do regime de concessão para partilha.

No regime de concessão o controle da produção e do petróleo extraído pertence à empresa que detém a concessão. No caso do regime de partilha, esse controle e essa propriedade passam a ter uma interveniência muito maior do Estado.

No novo modelo, a União participará diretamente das decisões de cada projeto de exploração e terá a propriedade de parte significativa do petróleo produzido.

Essa participação governamental se dará diretamente no âmbito do Comitê Operacional específico a cada projeto. Caberá a esse comitê administrar o consórcio que detém o direito de explorar cada jazida; definindo os planos de exploração e de avaliação das descobertas; declarando a comercialidade de cada jazida e indicando o plano de desenvolvimento; e definindo os programas anuais de trabalho e produção, os termos de unitização, etc.

O controle dos Comitês Operacionais ficará a cargo do Governo, que indicará a metade dos seus membros e mais o seu presidente, tendo direito a um voto de qualidade e poder de veto nas decisões.

Portanto, o controle do Estado sobre a produção passa a ocorrer no lócus central das decisões; ou seja, no Comitê Operacional. Logo, a mudança do regime não

visa apenas uma maior participação do Estado na renda petrolífera em função da redução do risco exploratório, mas controlar as decisões de produção que irão gerar essa renda.

Por isso, a afirmação de que o regime de concessão, com pequenas alterações, poderia alcançar os mesmos objetivos carece de fundamentação. Se a questão se resumisse a parcela da renda apropriada pelo Estado, essa afirmação mereceria alguma consideração; contudo, se o objetivo pretendido é o controle do processo de geração dessa renda, essa afirmação não se sustenta.

A Petrobras como única operadora do pré-sal

Como operadora, a Petrobras irá conduzir as atividades de exploração e produção, providenciando os recursos humanos e materiais para a execução das atividades. Além de ter acesso à informação estratégica, a Petrobras terá controle sobre a produção e os custos e sobre o desenvolvimento da tecnologia e das relações com os fornecedores de máquinas, equipamentos e serviços.

Dessa forma, todo o processo de aquisição de conhecimento geológico, aprendizagem tecnológica e industrial envolvendo o pré-sal passa a ser controlado pela Petrobras.

Nesse sentido, a participação da Petrobras de 30 % em todos os consórcios surge como uma contrapartida da empresa, em termos do seu comprometimento com as atividades de exploração e produção, ao exercício da exclusividade na função de operadora no pré-sal.

A questão-chave aqui para o exercício do controle do Estado sobre o pré-sal não são os 30 %, mas a exclusividade da Petrobras como operadora nesta área de exploração.

A Petro-sal

Diferentemente do que imaginam alguns analistas, a “Petro-sal” (na verdade, Pré-Sal Petróleo S.A) joga um papel-chave nos mecanismos de controle do Estado proposto pelo Governo.

A “Petro-sal” irá representar os interesses da união nos contratos de partilha de produção e estará presente nos Comitês Operacionais que definirão as atividades dos consórcios, com direito a voto de qualidade e poder de veto nas decisões; estando representada nesses comitês através de metade dos seus membros mais o presidente.

Entre suas principais atribuições estarão a representação dos interesses da união nos contratos de partilha de produção, o monitoramento e a auditoria dos custos e investimentos nos contratos de partilha e a gestão dos contratos para a comercialização do petróleo da União.

Dessa forma, a natureza do controle do Estado muda radicalmente com a criação dessa empresa. No regime histórico de monopólio, a União transferia para a Petrobras o exercício do controle da produção, enquanto que no regime

de concessão, aplicado a partir de 1998, a União transferia esse controle para as empresas que detinham as concessões obtidas nos leilões.

A partir do novo marco institucional, o Estado passa a exercer o seu controle diretamente no lócus da decisão de produção que é o Comitê operador de cada jazida. Dessa maneira, o Estado pretende ampliar o seu controle direto sobre o conjunto de empresas que exploram o pré-sal; inclusive sobre a própria Petrobras.

A cessão onerosa e a capitalização da Petrobras

A cessão onerosa e a capitalização da Petrobras devem ser analisadas em conjunto. E aqui não se trata apenas de colocar a disposição da Petrobras um volume importante (5 bilhões de barris) de reservas, de baixo risco e produtividade elevada, que pertence à União, mas, de, mediante o processo de capitalização, aumentar a participação da União na composição do capital da Petrobras.

Assim, o Estado brasileiro, por um lado, reforça a posição financeira da sua própria empresa para fazer face aos investimentos necessários à exploração do pré-sal, e, por outro, aumenta a sua participação acionária nesta mesma empresa, canalizando a maior parte dos ganhos possíveis para os cofres federais.

Assim, mais uma vez, a questão da ampliação do controle, como forma de viabilizar o acesso à ampla gama de benefícios advindos da exploração do pré-sal, aparece como o elemento estruturante da proposta de mudança institucional.

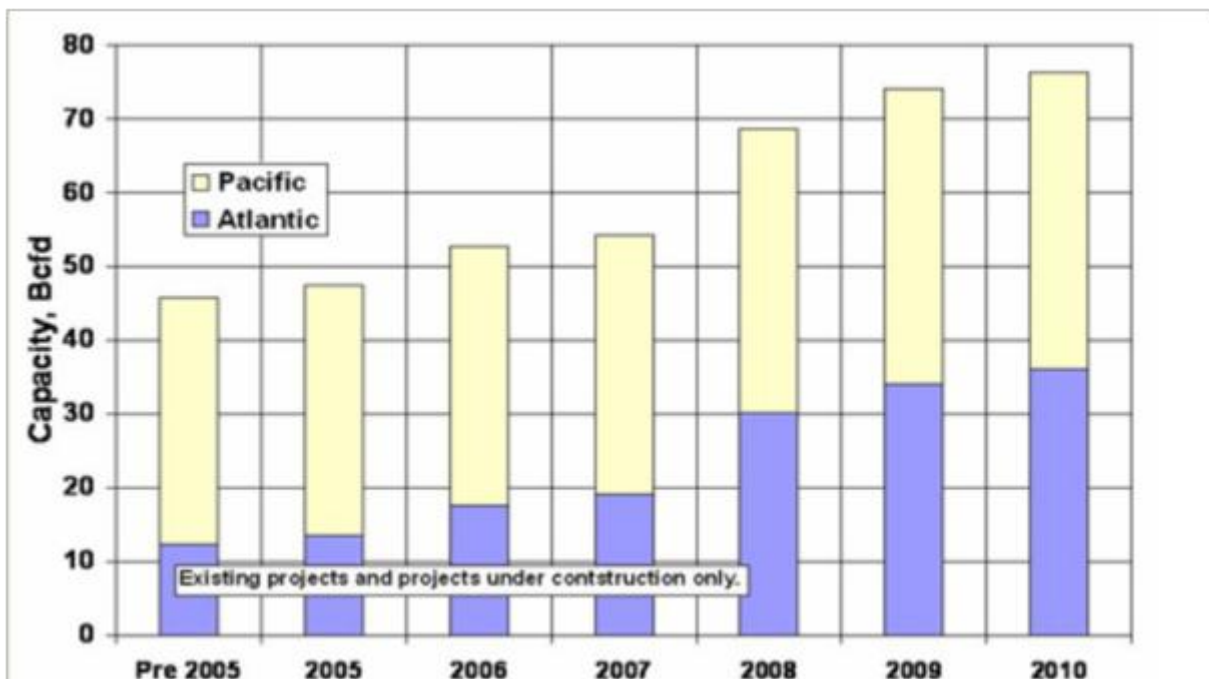
Evolução recente e tendências para a formação de preços no mercado mundial de GNL

Por Edmar de Almeida

O Comércio mundial de Gás Natural Liquefeito (GNL) experimentou uma enorme expansão nas últimas duas décadas. Esta expansão foi acompanhada por uma evolução importante das formas de precificação e dos tipos de contratos utilizados no comércio de GNL. Tradicionalmente, o comércio de GNL esteve ancorado em contratos de longo-prazo com uma precificação que tentava associar o preço do GNL aos dos combustíveis concorrentes (petróleo ou derivados). Esta forma de comercialização predomina até hoje nos mercados de GNL da Ásia e parte da Europa.

A liberalização dos mercados de gás na América do Norte e em alguns países europeus permitiu o surgimento de novas regras de precificação do gás natural. Com o aumento gradativo da competição gás-gás, alguns mercados de curto-prazo e spots se desenvolveram, viabilizando a utilização de novos indexadores para o comércio do gás natural. Concomitantemente ao surgimento de mercados spot de gás na América do Norte e na Europa, assistimos um rápido desenvolvimento do mercado de GNL na Bacia do Atlântico. A capacidade de regaseificação da Bacia do Atlântico atualmente se aproxima da metade da capacidade mundial. Países como os Estados Unidos e Reino Unido, que havia deixado de importar GNL na década de 1980, voltaram a importar GNL nos anos 2000.

Gráfico 1 – Capacidade Global de Regaseificação 2005-2010

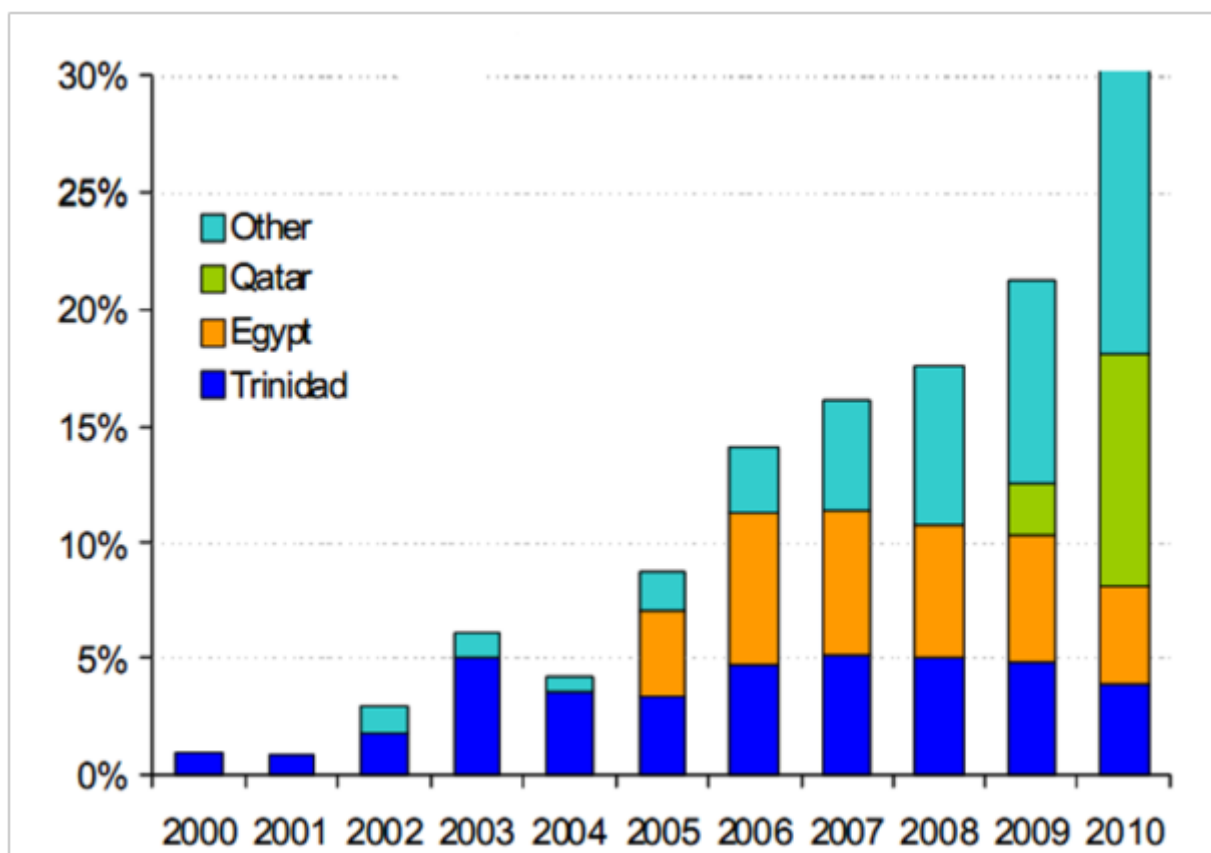


Fonte: Platts

A entrada de países com mercados de gás liberalizados no comércio mundial de GNL induziu a utilização de novas formas de precificação do GNL. Os contratos de importação de GNL por estes países passaram a utilizar como indexadores o preço do gás no mercado spot. Os contratos de importação de GNL para os Estados Unidos utilizaram o preço do gás no mercado spot do Henry Hub e os contratos para o Reino Unido o preço spot do NBP (National Balancing Point). Os contratos de importação de GNL indexados ao Henry Hub e NBP puderam ser desdobrados em contratos de curto-prazo ou de opção no mercado secundário. Ou seja, o fornecedor de GNL para um consumidor nos EUA ou Reino Unido sempre tem a opção de não entregar o GNL e comprar o volume correspondente no mercado spot destes países para entregar ao seu cliente. Desta forma, caso haja interesse de terceiros compradores, é possível revender o GNL contratado nestes mercados, a preços superiores aos dos seus respectivos mercados spot.

Com a possibilidade da flexibilização dos contratos, o comércio de GNL na Bacia do Atlântico se dinamizou significativamente. Países como o Brasil, que buscam uma oferta de gás flexível puderam encontrar no GNL uma solução interessante. A participação dos contratos flexíveis atingiu cerca de 22% do comércio de GNL em 2009 e espera-se que chegue a 30% em 2010 (estimativa da BP Statistics).

Gráfico 2 – Participação dos Contratos Flexíveis no Comércio Mundial de GNL

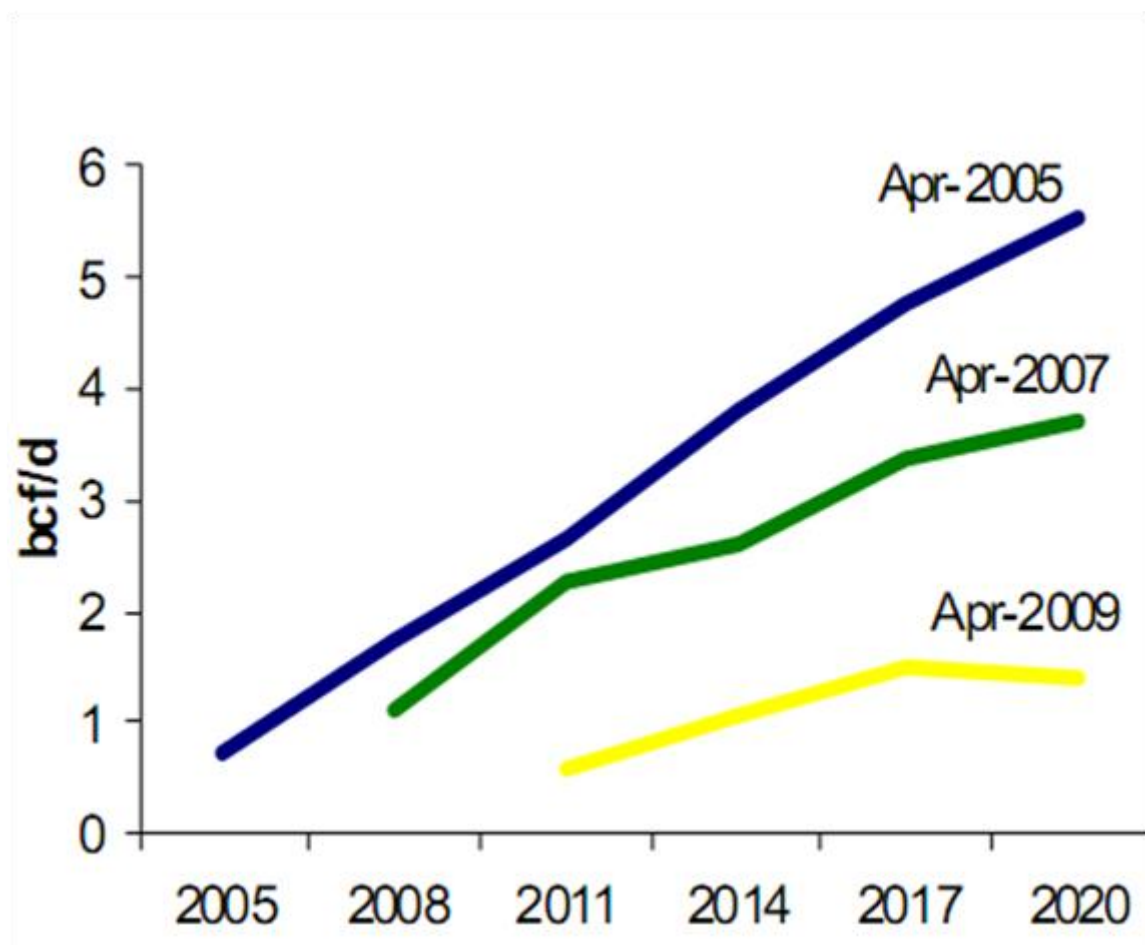


Fonte: BP Statistical Review

Vale ressaltar que o comércio de GNL na região das Américas passou a utilizar o preço do Henry Hub como indexador nos seus contratos. Grandes *players* da indústria de GNL investiram bilhões de dólares em capacidade de liquefação e navios sem ancorar estes investimentos em contratos de longo-prazo. O mercado de gás dos Estados Unidos passou a ser visto como um mercado *back-up* para os contratos flexíveis e para a capacidade de liquefação descontratada e ofertada no mercado mundial de GNL de curto-prazo. A premissa básica para esta estratégia de comercialização de GNL é que as importações americanas de GNL tenderiam aumentar a médio e longo-prazos, garantindo um mercado de *back-up*.

Nos últimos três anos, começaram aparecer sérias dúvidas quanto à validade desta premissa. A produção de gás nos EUA começou a crescer de forma rápida contradizendo uma expectativa de redução desta produção. Esta evolução da produção de gás nos EUA esteve associada às importantes inovações tecnológicas que reduziram significativamente o custo de produção do gás não-convencional. Em função deste crescimento não-esperado da produção, o Departamento de Energia dos Estados Unidos foi obrigado a fazer sucessivas revisões de quanto às suas previsões de importação de GNL pelo país.

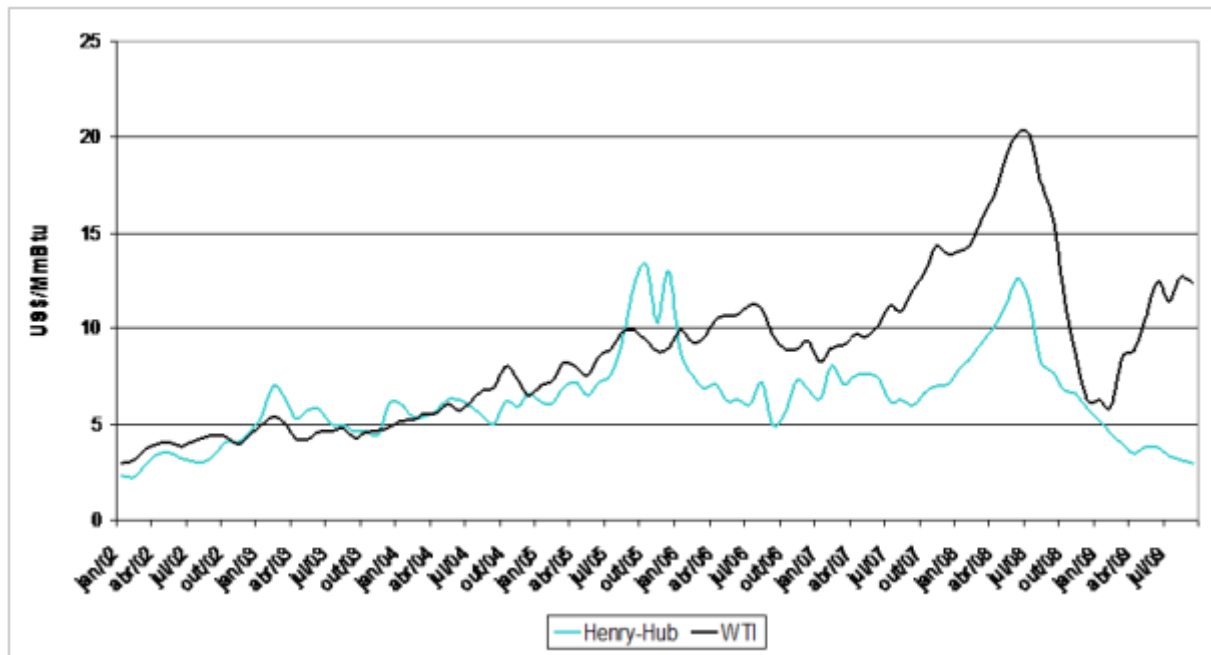
Gráfico 3 – Previsão de Importações de GNL pelos Estados Unidos



Fonte: EIA-DOE

Concomitantemente à redução das previsões de importação de gás pelo Departamento de Energia dos EUA, o mercado passou a emitir um sinal de alerta importante para os produtores de GNL. O preço do gás no Henry Hub acompanhou a queda dos preços do petróleo em 2008 e continuou estável num patamar muito baixo, após a recuperação dos preços do petróleo durante o ano de 2009.

Gráfico 4 – Evolução dos preços do Petróleo e do Gás Natural no Henry Hub (EUA)



Fonte: MME

A dinâmica do mercado mundial de gás nos últimos 2 anos colocou em questão a estratégia de precificação do gás na Bacia do Atlântico. Os produtores de GNL passaram a estar expostos a um risco de mercado desconhecido até recentemente. A incerteza quanto à possível evolução dos preços do gás no mercado americano levam os produtores a se perguntarem se não seria hora de voltar a utilizar uma estratégia de precificação de gás mais convencional, em particular nos países onde não existe mercado spot de gás.

Atualmente o mercado mundial de GNL encontra-se numa situação de excesso de oferta de capacidade de liquefação, em função da crise de econômica mundial. Neste contexto, os produtores tendem a aceitar contratos ainda vinculados ao Henry Hub. Entretanto, muitas dúvidas pairam sobre qual será a evolução das formas de precificação de gás nos novos projetos de liquefação. O preço do gás nos Estados Unidos continuará sendo um marcador para o comércio de gás nas Américas? A tendência de redução dos prazos e aumento da flexibilidade dos contratos deverá persistir?

O estabelecimento de uma estratégia de comercialização de GNL na nossa região depender muito das respostas a estas questões.

Energia e o transporte automotivo: como contornar a dieselização?

Por Helder Queiroz e Juliana Rodrigues

Dia 9 de novembro passado, a Agência Internacional de Energia (AIE) divulgou seu World Energy Outlook (WEO), contendo as projeções de oferta e de demanda para o horizonte 2035. A divulgação destes cenários é sempre esperada com grande interesse por se tratar de um documento de referência internacional, mas o WEO deste ano suscitava especial interesse devido aos repetidos alertas sobre o contexto de “incertezas sem precedentes” (Bicalho, 2010); que já havia sido antecipado pela própria AIE.

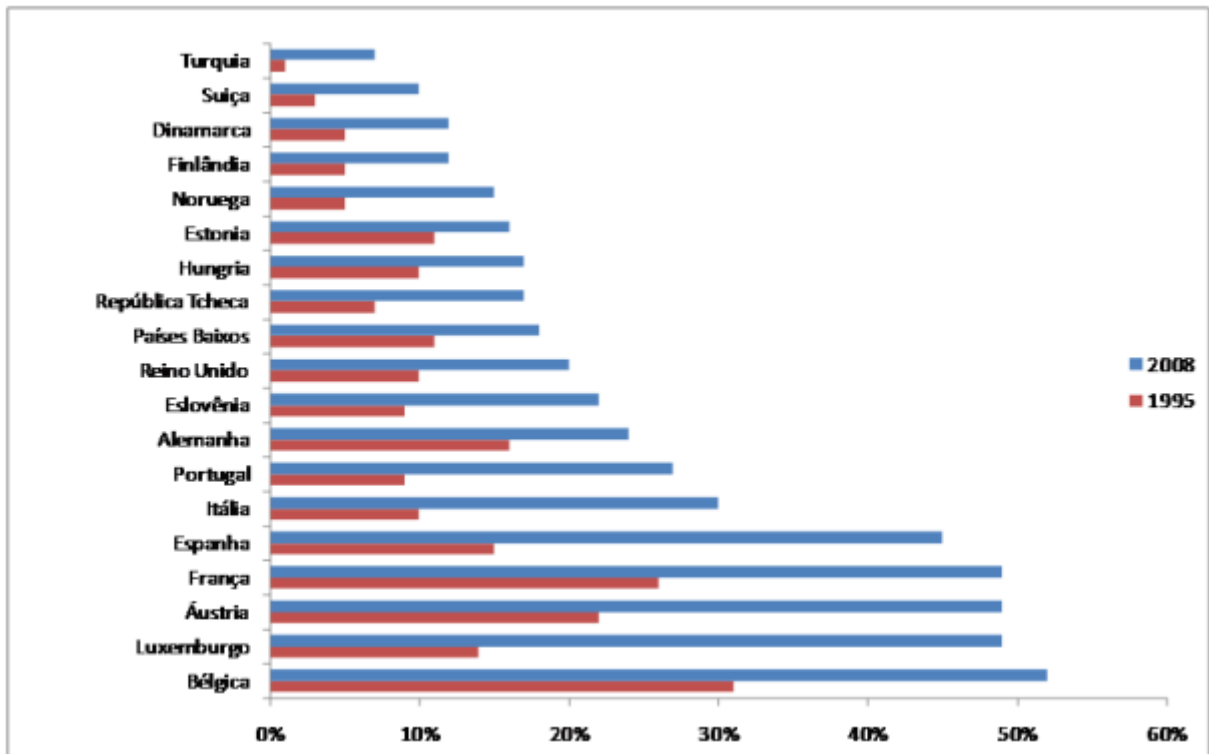
Cabe destacar que um aspecto central do WEO 2010 é a ênfase dada à evolução do setor de transporte automotivo. Foi destacado no relatório que “a fundamental shift in transport technology is needed...”. E a direção dessa mudança diz respeito tanto ao incremento da participação dos biocombustíveis quanto ao incremento da frota de carros elétricos e híbridos.

Tal observação nos remete à discussão iniciada no artigo anterior. (Pinto Junior, 2010) sobre a evolução do transporte automotivo. Como sabemos, o transporte é fortemente dependente dos derivados de petróleo. Na Europa, em particular, ao longo dos últimos vinte anos, o consumo de diesel destinado ao setor de transporte rodoviário mais que dobrou. Esse aumento pode ser explicado por duas razões: (i) forte penetração do diesel no mercado de carros de passeio e, (ii) crescimento da frota de veículos pesados (IFP 2005). Este fenômeno de dieselização da frota contribuiu para a ampliação da dependência destes países vis-à-vis aos derivados de petróleo, em particular com relação ao diesel.

É interessante destacar alguns traços marcantes de tal evolução, enfatizando a dos veículos de passeio.

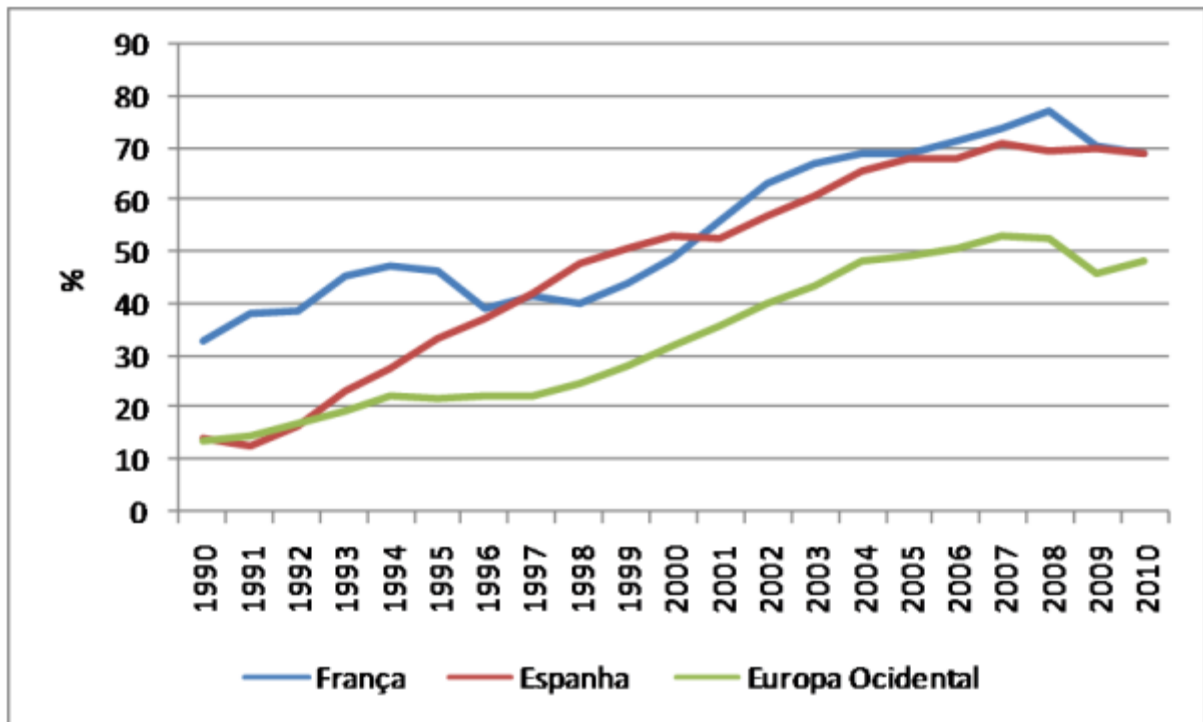
Dados da EEA (2010) indicam que, desde a década de 90, a penetração do diesel, nos carros de passeio na Europa Ocidental, tem aumentado consideravelmente (entre 1990 e 2009 este aumento foi de 32%, em termos absolutos). Particularmente no mercado francês, enquanto o *market share* do diesel, nos carros de passeio, representava cerca de 26% em 1995, em 2008 passou a representar 49%. Analogamente, na Espanha, de 15% em 1995 passou para 45% em 2008 (ver Gráficos 1 e 2)[1].

Gráfico 1 – Participação do Diesel nos Registros de Novos Veículos de Passeio na Europa



Fonte: Melo Silva (2010), apud EEA (2009)

Isto posto, há que se destacar três fatores que têm garantido a preferência dos consumidores pelo óleo diesel: (i) a diferença de preço entre o diesel e a gasolina, devido às políticas de subsídios; (ii) o aumento da renda *per capita* pelo crescimento da economia europeia e; (iii) melhor eficiência e tecnologia dos motores a diesel. Cabe destacar, porém, que este perfil crescente da demanda por óleo diesel tem se mostrado diferente entre os países, devido às diferenças nas políticas tarifárias adotadas e aos esforços em melhorar a tecnologia deste combustível.

Gráfico 2 – Evolução da Penetração do Diesel nos Carros de Passeio

Fonte: Elaboração própria a partir de dados EEA (2010)

Nota: Os dados de 2010 referem-se à média dos meses janeiro, fevereiro e março.

Assim, o setor de transporte, no curto/médio prazo, continuará dependente dos combustíveis fósseis, podendo os efeitos causados por estes, serem mitigados pela adição dos biocombustíveis e a tecnologia de carros híbridos atualmente implementados. No longo prazo, outras alternativas como o carro elétrico e os biocombustíveis de segunda geração poderão substituir os derivados de petróleo, mas restam fortes incertezas sobre a possibilidade de substituição em larga escala.

Em suma, a mudança de comportamento do consumo de derivados, a partir dos anos 80 e 90, foi resultado do processo de “dieselização” do transporte rodoviário em diversos países europeus. Neste contexto, essa reorientação da demanda, voltada à maior procura por óleo diesel, impactou significativamente as atividades de refino destes países.

Cabe recordar que, no Brasil, o movimento de dieselização foi de natureza completamente diferente. O aumento do consumo do diesel, em detrimento ao de gasolina, se deu a partir do aumento dos preços do petróleo na década de 70. Com o objetivo de conter a pressão inflacionária causada pelo choque do petróleo, o governo brasileiro optou por subsidiar o diesel e repassar o aumento do preço do óleo bruto somente para a gasolina. Como se sabe, a política energética brasileira privilegiou a substituição da gasolina pelo álcool. Neste contexto, o processo de “dieselização” brasileiro foi a partir da transição de

veículos de carga, que eram do tipo ciclo de Otto (gasolina) para motores de ciclo diesel.

Em contraponto, na Europa, o aumento do uso do diesel foi através da introdução, deste combustível, aos veículos de passeio. Neste sentido, as autoridades europeias, preocupadas com as fortes exigências ambientais, viram este combustível como a melhor alternativa para mitigar os efeitos associados à emissões de CO₂ pelo setor de transporte. Dessa forma, as políticas de subsídio ao uso do diesel levaram ao maior consumo deste combustível em relação à gasolina e, atualmente, o número de novos carros movidos a diesel no mercado soma mais de 70% do total.

A partir destas políticas de promoção do uso do diesel, a indústria de refino sofreu severas conseqüências, decorrente da necessidade de adequar e modernizar este segmento para equilibrar a oferta e demanda por combustíveis automotivos. Contudo, até hoje, embora os esforços tenham sido encaminhados para esta direção, pouco alterou o panorama do refino nas últimas duas décadas em termos do equilíbrio entre oferta e demanda de derivados. Existe atualmente um excesso estrutural de oferta de gasolina, em face à escassez crônica de diesel. Ademais, as fortes exigências ambientais impedem que o comércio de derivados de petróleo entre regiões seja facilitado, pois o óleo diesel produzido em países com capacidade de produção excedente, como a Rússia, não se adéqua ao tipo demandado pelos países europeus.

Por fim, apesar da necessidade apontada pelo WEO 2010 da implementação de mudanças profundas no setor de transporte, o grau de dependência deste setor com relação à gasolina e diesel é de tal importância que não é possível esperar uma substituição significativa no curto/médio prazo, em particular nos países da OCDE.

Entretanto, outra observação relevante, que pode ser extraída do WEO 2010 é que o crescimento esperado da frota de veículos de passeio, no horizonte 2035, será concentrado nos países não-OCDE. A frota mundial da ordem de 800 milhões de veículos dobraria no horizonte 2035 segundo o WEO 2010. Logo, do total de 800 milhões correspondentes aos novos veículos, mais de 80% seriam matriculados em países não-OCDE.

Este é um aspecto interessante, pois sugere que estes países serão também fundamentais para a definição do(s) novo(s) padrão(ões) de veículos de passeio. Tal evolução dependerá, como já dissemos em outros artigos, tanto da velocidade de incorporação das inovações tecnológicas quanto das políticas públicas e regulamentações voltadas à melhoria e incentivo ao uso dos transportes mais eficientes.

Referências:

Bicalho, R. As incertezas sem precedentes sobre o futuro da energia. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 10. n. 4, 2010

Pinto Junior, H.Q. Energia e transporte: emissões, dependência ou mobilidade? Qual é o problema?. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 10. n. 4, 2010

[1] Para mais detalhes ver Melo Silva, J. R. (2010), “Implicações Econômicas do Uso do Óleo Diesel no Setor de Transporte Rodoviário Brasileiro”, Monografia de Bacharelado em Economia, IE/UFRJ.

Competitividade internacional do etanol brasileiro: oportunidades e ameaças

Por Thales Viegas

A competitividade é um dos principais fatores que garantem o crescimento e o sucesso de um produtor ou de um país. Competitividade é uma questão de grau. Existe um espectro de possibilidades (níveis) de modo que não se trata apenas de ter ou não ter, mas em se possuindo alguma competitividade, importa saber em que patamar ela se encontra. O conceito de competitividade é relativo e se define pela comparação entre produtores ou países. Ela pode ser mensurada, basicamente, por meio do ritmo de crescimento das vendas, da rentabilidade e, principalmente, da participação de mercado (*market-share*) do agente ou do conjunto de agentes em análise.

Deste modo, é possível que os elementos que compõem a competitividade de uma indústria sofram uma piora em certo momento, mas a indústria pode permanecer competitiva em alguma medida. Em mercados de produto homogêneo, ou com poucas diferenças qualitativas (como é o caso do etanol), o preço é um elemento decisivo na determinação da competitividade. Quando um produtor é capaz de praticar preços abaixo de seus concorrentes, suas vendas podem crescer e ele pode conquistar e manter uma maior participação de mercado. O preço também pode oferecer sinais de mercado a respeito da estrutura de custos e da eficiência de um produtor. É basicamente a relação entre os custos e os preços que determina a rentabilidade do negócio. Assim, os produtores eficientes em custos têm condições para serem mais competitivos no mercado global, mantendo o crescimento das vendas e um maior *market-share*, ao sustentar preços abaixo daqueles praticados por seus concorrentes.

A produção brasileira de cana-de-açúcar, de etanol e de açúcar tem um nível elevado de competitividade internacional. Os baixos custos de produção e o maior *market-share* das exportações mundiais de etanol e açúcar manifestariam tal condição. A indústria sucroenergética nacional se beneficia do uso da cana-de-açúcar como matéria-prima, pois geralmente seus custos são inferiores aos do milho americano. A produtividade agroindustrial do etanol de cana era quase duas vezes superior ao do etanol de milho no passado recente.

Adicionalmente, o consumo de etanol no Brasil e nos Estados Unidos cresceu muito na segunda metade da década de 2000. O aumento da produção gerou um ambiente mais competitivo e permitiu a apropriação de economias de escala por parte dos produtores desses dois países. Além disso, as oportunidades oferecidas pelos subprodutos da fabricação do etanol vêm sendo aproveitadas de forma mais apropriada. Tudo isso contribuiu para a redução dos custos do etanol feito de cana-de-açúcar e do etanol produzido com o milho.

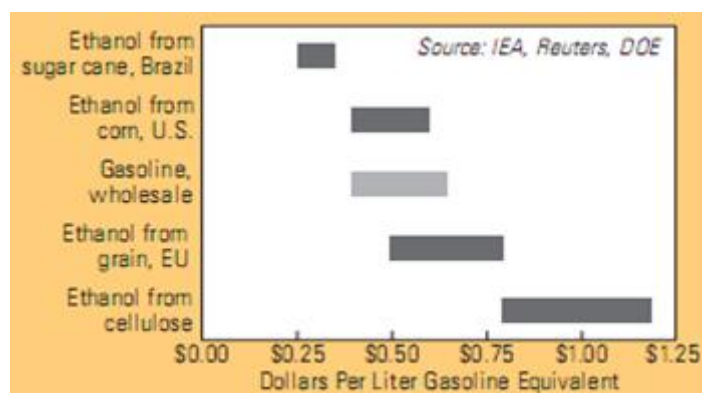
No que se refere à análise de competitividade, a maioria dos estudos não contempla adequadamente os custos de transporte do etanol de cana para os EUA e foram realizados quando o câmbio estava desvalorizado para os níveis

atuais. Na prática as vantagens do etanol de cana dependem do câmbio, do preço da matéria-prima, do transporte e da influência dos subprodutos de cada processo produtivo, os quais reduzem os custos operacionais. Isso sem considerar as barreiras tarifárias ao comércio internacional. Em verdade, os custos operacionais na produção dos dois tipos de etanol são parecidos, enquanto o custo da matéria-prima no Brasil é inferior ao do milho americano. Entretanto, dois aspectos compensariam essa desvantagem. Por um lado, os custos de transporte encarecem o etanol brasileiro e, por outro, os produtos obtidos com o milho desoneram o etanol dos EUA, tornando-o mais competitivo naquele país.

Como se pode observar na Figura 1, em 2006, o custo do litro de etanol produzido por meio de cana de açúcar no Brasil variava entre US\$ 0,25/litro e US\$ 0,35/litro. Já a faixa de custo do litro de etanol feito do milho americano estava entre US\$ 0,40/litro e US\$ 0,60/litro naquele ano. Embora esses custos possam variar com as oscilações econômicas, a tendência recente desses custos teria sido de queda. Depois das safras recordes de 2007 e 2008, o custo do etanol de milho americano teria caído. Em 2005 o seu custo médio era de aproximadamente US\$ 0,54/litro. De janeiro a maio deste ano, o custo da matéria-prima (milho) figurava em US\$ 0,24/litro, enquanto o custo total do etanol era de US\$ 0,35/litro.

Essas condições de custos permitiram que o etanol americano importado chegasse ao Brasil com o preço de R\$ 1,05 mil/metro cúbico em certas ocasiões de 2010, por exemplo. Embora a média de preço do etanol brasileiro tenha figura próxima dos R\$ 1,02 mil/metro cúbico neste ano, em muitos momentos os preços estiveram acima desse patamar. Já a máxima do ano foi de cerca de R\$ 1,32 mil/metro cúbico. Em 2010 o etanol brasileiro – livre de impostos e frete – esteve mais caro do que o americano. Isso ocorreu até mesmo no mês de junho em que o preço doméstico atingiu a menor média de preço do ano: R\$ 783/metro cúbico. O preço médio FOB (*free on board*) de setembro esteve em R\$ 823/metro cúbico – mês em que o preço médio das exportações brasileiras de etanol esteve no patamar mais baixo do ano.

Figura 1: Faixa de Custo por litro de Etanol



Fonte: World Watch Institute

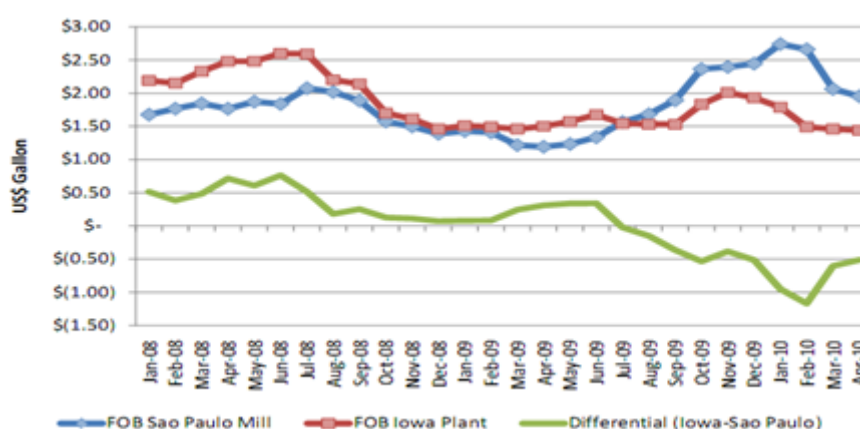
A investigação a respeito dos custos de produção de etanol depende das premissas e das condições em que se encontram as variáveis econômicas relevantes. Como os custos são expressos em dólares o câmbio tem um impacto significativo na definição dos mesmos. Assim, uma análise que considere fixo o câmbio no nível médio da década de 2000 (cerca de R\$ 2,30) poderia concluir por uma quase equivalência no grau de competitividade entre o etanol de milho e de cana-de-açúcar.

É razoável o argumento de que essa situação seria sustentada pela tarifa de importação e pelos subsídios do governo americano ao etanol. Todavia, essa ilação feita de modo simplista pode induzir a equívocos. Ela tende a desconsiderar que mudanças técnicas e econômicas podem ser capazes de sustentar ganhos de competitividade do etanol americano, mesmo em um contexto de ausência de subsídios e tarifas de importação no mercado americano.

Já uma análise que enfatize a sensibilidade dos custos em relação à variável câmbio e à tecnologia, pode, por exemplo, apontar uma superioridade consistente do etanol americano em um contexto em que a cotação do dólar permaneça abaixo dos R\$ 1,90 (como ocorreu em 2010). Ao se adicionar os custos de frete o etanol brasileiro ficaria mais caro nas duas análises. Quando se somam os impostos de importação a diferença se amplia mais em benefício do etanol de milho dos EUA, quando o lócus de comparação está referenciado no mercado americano.

A Figura 2 mostra que a partir de agosto de 2009 o preço do etanol paulistano (com o frete) superou o preço do etanol americano (*free on board*).

Figura 2: Preço do Etanol (inclui frete para Nova Iorque)



Fonte: RFA

Nos três primeiros trimestres de 2010, os EUA teriam exportado mais de 900 milhões de litros de etanol. Na condição de maior produtor e principal consumidor de etanol o país também estaria esboçando interesses no mercado internacional. A expectativa é que os EUA exportem cerca de 1,2 bilhões de litros de etanol em 2010 – valor não muito inferior aos 1,7 bilhões de litros estimados para as exportações brasileiras em 2010. Nos últimos dois anos as

exportações do Brasil retrocederam. Na safra 2008-2009 as exportações atingiram os 4,8 bilhões de litros. Em se mantendo essa tendência, o *market-share* americano pode se igualar e até superar o brasileiro ameaçando a liderança do Brasil no mercado mundial de etanol no curto prazo. Em verdade, a desvalorização do dólar também foi decisiva para a recente melhoria na competitividade e no desempenho exportador do etanol americano.

É bem verdade que além de problemas sazonais e de conjuntura econômica, os produtores brasileiros enfrentam obstáculos de natureza tarifária às exportações do etanol. Os subsídios ao produto americano também são significativos e estiveram entre US\$ 5,5 bilhões e US\$ 7,3 bilhões. Eles equivalem ao valor aproximado de US\$ 0,45 por galão (cerca de US\$ 0,12 por litro). Os produtores brasileiros são prejudicados com os incentivos oferecidos ao produtor americano, tais como os empréstimos a “fundo perdido” que na prática funcionam como subvenções. Tais instrumentos alteram a estrutura de custos da indústria americana e a torna mais competitiva.

Contudo, a proteção tarifária e parte dos subsídios americanos podem se reduzir no curto prazo. Há um embate político no congresso americano diante da necessidade de ajuste fiscal do governo americano. Independentemente disso, os produtores brasileiros precisam demonstrar que a segurança energética em relação ao etanol estará garantida caso o *driver* de crescimento da produção de etanol seja o Brasil. O processo de consolidação do setor pode ajudar a aumentar a estabilidade do setor.

A natureza sazonal da produção agrícola da cana-de-açúcar atua no sentido de conferir instabilidade ao mercado de etanol brasileiro. Diante dos aspectos tratados aqui, as vantagens econômicas do etanol brasileiro costumam variar em ciclos, de modo que a maior parte das exportações tende a ocorrer em janelas de oportunidade ao longo do ano. Algo semelhante ocorre no que se refere à viabilidade econômica de importar etanol dos EUA. Os produtores americanos começam a aproveitar melhor essas oportunidades, as quais, para o Brasil podem se traduzir em ameaças. Diante do potencial teórico de aumento da produção de etanol doméstica, pode não ser apropriada para a imagem do Brasil uma situação hipotética de se tornar importador líquido de etanol, por exemplo. Em 2010 o país importou gasolina e etanol.

Para o aumento da competitividade do etanol nacional a construção de etanoldutos contribui muito na medida em que reduz os custos de transporte (podendo chegar a 57% de redução) e estimular um novo ciclo de investimentos no setor, mas resolvem apenas uma parte (importante) do problema. Os investimentos na modernização das caldeiras também têm uma influência significativa nos custos globais do negócio sucroenergético, podendo ter impacto positivo de cerca de 20% nos resultados financeiros de uma usina. Caldeiras mais eficientes geram mais energia elétrica e, portanto, podem permitir a redução do preço do etanol, bem como podem elevar a rentabilidade das usinas na medida em que essa energia é comercializada.

Embora o etanol de cana brasileiro seja bem superior do ponto de vista ambiental, não é razoável que a indústria nacional se apóie somente no discurso da sustentabilidade para emplacar o aumento de suas vendas, seja no plano

doméstico ou internacional. É desejável que o benefício ambiental seja um elemento adicional à viabilidade econômica da utilização de um etanol que pode ser produzido em condições competitivas no Brasil. Certamente a determinação do nível do câmbio transcende a capacidade dos produtores brasileiros de reduzir custos, mas a modernização da indústria deve ser perseguida efetivamente. A melhoria na eficiência da cogeração é uma oportunidade ainda pouco explorada. Somente um quinto das usinas tem caldeiras de alta eficiência no Brasil.

Por fim, é preciso assinalar que incrementos de competitividade do etanol brasileiro podem ser obtidos de diversos modos, dentre eles figuram: os investimentos em infra-estrutura, a modernização das plantas e a formação de estoques reguladores. A melhoria nos índices de liquidez e endividamento do setor também é essencial para a competitividade. Tudo isso ajuda a manter a estabilidade e rentabilidade do negócio independentemente de subsídios ou mudanças nos mercados de etanol ao redor do mundo. Cabe ao governo enfrentar o desafio relativo ao câmbio valorizado para não comprometer a competitividade dos distintos ramos industriais da economia nacional.