

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Julho/Agosto de 2010 – Ano 10 – n.3

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados nove artigos:

O acidente do Golfo do México e seus desdobramentos para a Indústria Petrolífera Mundial, por Helder Queiroz.

O futuro dos biocombustíveis III: O processo de inovação que está construindo a indústria do futuro, por José Vitor Bomtempo.

Estimação da frota brasileira de automóveis flex e a nova dinâmica do consumo de etanol no Brasil a partir de 2003, por Luciano Losekann e Thaís Vilela.

A gestão energética eficiente da demanda de energia: um tema para a primeira página das agendas de políticas energéticas, por Renato Queiroz.

Nova demanda por derivados de petróleo no mundo e as implicações para o parque de refino, por Thaís Vilela.

A dinâmica energética mundial: de como recursos naturais, tecnologia, mercados e instituições determinam hoje a energia de amanhã, por Ronaldo Bicalho.

A indústria de gás natural no Brasil: os desafios para o novo Governo, por Edmar de Almeida.

O balanço do vazamento de petróleo no Golfo do México, por Thales Viegas.

A inexorável interdependência das políticas energéticas nacionais, por Helder Queiroz.

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

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.

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.

Thaís Vilela

Mestrando do Instituto de Economia da UFRJ e Assistente de Pesquisa do Grupo de Economia da Energia

Thales Viegas

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

O acidente do Golfo do México e seus desdobramentos para a Indústria Petrolífera Mundial

Por Helder Queiroz

Ao longo da última década, a indústria mundial do petróleo (IMP) foi fortemente alterada pelas mudanças observadas: i) na configuração patrimonial decorrente do grande movimento de fusões e aquisições; ii) nas condições de mercado, com mudanças nas estruturas de oferta e de demanda; e iii) nos marcos regulatórios dos principais países produtores.

Nos últimos cinco anos, em particular, foi registrada a principal transformação nas condições econômicas de contorno da IMP: a elevação dos preços internacionais que alcançaram o patamar de US\$ 145 por barril, após um período longo de preços relativamente baixos (abaixo de US\$ 28 no período 1986-1998).

Não obstante a forte queda registrada a partir de julho de 2008 que resultou em um novo patamar de preços em torno da faixa US\$ 60-80 por barril e da redução da demanda mundial, em 2009, decorrente da retração da atividade econômica mundial, fatores de incerteza ainda permanecem com relação à expansão futura da capacidade de produção.

O acidente do Golfo do México com as instalações offshore da plataforma Deep Water Horizon da BP acrescenta um novo e forte elemento de incerteza para a indústria mundial do petróleo. A gravidade deste acidente permite, em certa medida, estabelecer um paralelo com o acidente nuclear de Tchernobyl, na antiga União Soviética em 1986. Para a indústria nuclear, aquele acidente engendrou dois tipos de impactos regulatórios e econômicos.

Primeiro, vários países desativaram seus programas nucleares durante os anos subsequentes. Paradoxalmente (ou ironicamente), a retomada recente da construção de centrais nucleares tem sido respaldada por motivações ambientais. Dado que, no Hemisfério Norte, a geração elétrica continua sendo predominantemente baseada no carvão, as centrais nucleares podem se constituir numa alternativa que viabilize, nos países que dominam a tecnologia nuclear, a redução das emissões de CO₂.

Segundo, as consequências do acidente cruzaram as fronteiras da antiga União Soviética e afetaram a indústria de geração nuclear de eletricidade em todo o mundo. Este aspecto é explicado pelo aumento substantivo dos custos da geração nuclear, decorrente da necessidade de novas práticas em matéria de gerenciamento de segurança e risco de acidentes.

Estes dois impactos poderão ser registrados na IMP? A resposta é não para o primeiro e sim para o segundo.

Com relação ao primeiro, é difícil imaginar uma redução drástica da atividade offshore petrolífera. Como se sabe, as reservas petrolíferas possuem relevância que transcende a questão meramente econômica, sendo também entendidas como uma questão de ordem geopolítica. Contudo, na procura por novas áreas de exploração petrolífera um entrave se destaca: a frequência cada vez menor de descobertas de grandes campos. Isto condiciona o processo de busca – e o planejamento dos gastos envolvidos neste processo – por novas reservas, ao indicar a reduzida probabilidade de obtenção de campos capazes de alterar, de forma significativa, a relação risco-recompensa das atividades de Exploração & Produção (E&P) no mundo. As oportunidades onshore já foram mapeadas e são cada vez menos promissoras. Portanto, as novas fronteiras de exploração petrolífera se deslocam para águas cada vez mais profundas, e o pré-sal brasileiro se constitui numa ilustração exemplar da busca de reservas de acesso mais difícil e mais caro.

Além disso, a interrupção dos programas nucleares a partir da segunda metade dos anos 1980 foi viabilizada pela maturidade da tecnologia de turbinas a gás, as quais se beneficiaram ainda de um prazo mais curto de construção. Esse último fator, aliás, tornou as turbinas a gás uma perfeita aliada dos programas de reforma do setor elétrico que visavam ampliar a participação privada no setor, dado que o perfil de investimentos neste tipo de central tornava o empreendimento mais atrativo ao setor privado.

Já no caso da IMP, as alternativas que permitiriam uma substituição rápida do petróleo estão longe de estarem maduras e de serem, de fato, competitivas. Ademais, elas dependem de uma revisão muito mais profunda das políticas energéticas nacionais, do que aquelas que estão em curso, em diferentes países, visando atender os objetivos de redução de emissões. Ainda não há consenso sobre a adequação dos instrumentos econômicos e regulatórios que devem ser empregados, nem sobre o nível de esforço e comprometimento a ser engajado por países que têm distintos graus de dependência do petróleo.

Muito embora a administração Obama busque, nesse momento, oferecer uma satisfação à opinião pública norte-americana, a tentativa de interromper, temporariamente, a exploração petrolífera produzirá muito pouco impacto, além do caráter punitivo à BP. Isto porque uma proibição definitiva à atividade de exploração petrolífera offshore iria de encontro ao objetivo de redução da dependência energética norte-americana vis-à-vis às importações de óleo bruto dos países árabes do Golfo Pérsico. Além disso, esta é uma arena privilegiada para o exercício do lobby da indústria petrolífera nos EUA e, logo, não chega a ser surpreendente a batalha jurídica que se estabeleceu em torno deste tema, logo após à sentença do magistrado de Nova Orleans que deu ganho de causa a 32 empresas de petróleo que conseguiram barrar, em 22 de junho passado, a moratória pretendida pela Casa Branca. E vale salientar que o Golfo do México é responsável por um terço da produção americana de petróleo e é a principal região de novas descobertas.

Ainda que possamos dar um crédito à declaração do Presidente norte-americano postulando que “da mesma forma que o 11 de setembro modificou profundamente nossa visão de nossas vulnerabilidades e nossa política externa, creio que este desastre vai modificar por muitos anos nossa visão sobre o

ambiente e a energia”, a transformação dessa visão, no plano concreto, encontra sérios obstáculos a curto e médio prazos pelas razões evocadas acima.

Já com relação ao segundo ponto, o acidente da Deep Water Horizon pode engendrar impactos econômicos comparáveis ao de Tchernobyl, em particular no que concerne ao alcance global de suas conseqüências. É evidente que a empresa britânica BP está com sua reputação em risco, pois a explosão colocou em xeque sua competência tecnológica em águas profundas. Entretanto, o acidente intensificou o debate na IMP sobre a exploração em alto mar em termos de segurança e de seus impactos ambientais. Não é por acaso que cerca de 200 empresas de petróleo se reuniram, no início de junho nos EUA, para avaliar os desdobramentos deste acidente.

As exigências das autoridades governamentais e órgãos reguladores se tornarão, sem dúvida, mais rígidas, assim como ocorreu após o acidente de Tchernobyl. A necessidade de adequação da atividade petrolífera às novas regulamentações, em matéria de segurança e gerenciamento de riscos, resultará em custos mais elevados devido à necessidade de revisão dos critérios técnicos empregados pelas companhias petrolíferas neste tipo de atividade. Os dispêndios com contratos de seguro de plataformas também deverão se tornar mais onerosos.

Caso sejam de fato implementadas, estas medidas podem retardar a entrada em operação de novas plataformas de produção, num contexto de capacidade excedente ainda muito limitada. Nestas novas condições de base da IMP, caberá aguardar e observar qual será o ritmo de adequação das empresas petrolíferas às novas regulamentações e que tipo de impacto elas irão suscitar na estrutura de custos de produção das companhias petrolíferas. Mas parece claro que, mesmo que a BP venha a ser penalizada severamente, as conseqüências do acidente da Deep Water Horizon terão que ser absorvidas por todas as empresas de petróleo.

O futuro dos biocombustíveis III: O processo de inovação que está construindo a indústria do futuro

Por José Vitor Bomtempo

No artigo anterior, apresentamos uma discussão dos pontos que podem justificar a nossa premissa central: a utilização industrial de biomassa será no futuro muito diferente da indústria que conhecemos hoje. O World Economic Forum acaba de publicar um relatório [“The future of industrial biorefineries”](#) que reforça essa idéia de uma nova indústria em construção.

Note-se que se trata do primeiro trabalho do grupo Collaborative Innovation Initiative criado em 2009 para identificar tendências importantes na economia mundial e contribuir para o desenvolvimento cooperativo das inovações.

Neste artigo, vamos discutir o processo de inovação que está em curso como base de construção dessa indústria dos biocombustíveis do futuro.

Excluída a produção dita de primeira geração (etanol de cana de açúcar e milho, biodiesel de óleos vegetais), existem algumas centenas de projetos inovadores em desenvolvimento no mundo. São as sementes da indústria do futuro. Examinar esses projetos pode nos ajudar a entender esse processo de inovação. Estamos montando um banco de dados com cerca de 50 projetos selecionados entre os mais interessantes e conhecidos. Ainda em uma versão muito preliminar, o banco de dados está parcialmente reproduzido no artigo “Biofuel technological innovation and the innovation in the Brazilian ethanol industry” que apresentamos no 33rd IAEE Congress, em junho passado.

O que se pode observar analisando os projetos inovadores em desenvolvimento? O primeiro ponto a ser destacado é a quantidade e diversidade das alternativas propostas. Encontram-se inovações relacionadas a matérias primas, aos processos de conversão e aos produtos, além de inovações nos modelos de negócios. Por fim, é interessante observar o perfil e a estratégia das empresas e investidores (*background* do conhecimento, associações, empresas de base tecnológica, novos entrantes e grandes empresas estabelecidas).

No presente estágio de desenvolvimento das tecnologias não é possível antecipar as inovações que vão ser efetivamente adotadas no mercado de combustíveis e de bioprodutos. Trata-se de um processo voltado para a geração de variedades que, dentro da dinâmica da inovação, serão selecionadas ao longo do tempo e contribuirão para a construção da indústria baseada em biomassa do futuro. Os projetos em desenvolvimento se voltam para a busca de melhores produtos, melhores processos e melhores matérias primas (de preços mais baixos e estáveis, e de fácil disponibilidade) para a produção de biocombustíveis que possam superar as limitações atuais da indústria e de bioprodutos que possam se apresentar como alternativas aos produtos de base fóssil.

Alguns pontos devem ser destacados. O primeiro refere-se à quantidade e diversidade das alternativas propostas, o que sugere que a tecnologia encontra-se na fase fluida. Não foram ainda definidos os processos e produtos que vão ocupar a maior parcela do mercado. Esse ponto sugere que as apostas se fazem ainda com elevado grau de incerteza.

Quanto às matérias primas, os esforços se concentram na melhoria da produtividade de matérias primas de diversos tipos utilizando conhecimentos de biotecnologia e engenharia genética. São desenvolvidas pesquisas em matérias primas já consagradas, como a cana de açúcar, e em matérias primas ainda não utilizadas largamente pela indústria, como os materiais celulósicos, as algas e novas plantas. Novos modelos de negócios utilizando o lixo como matéria prima têm sido testados.

A análise das inovações de processo mostra em primeiro lugar uma amplitude de técnicas em desenvolvimento, utilizando diversas bases de conhecimento (fermentação, processos enzimáticos, catálise, engenharia genética, gaseificação, síntese química). A variedade de processos aponta ainda para a presença de empresas com *backgrounds* variados de conhecimento e que tradicionalmente não estavam presentes nos mercados de energia e de química. É o caso das empresas de biotecnologia, algumas com histórico de desenvolvimentos importantes em outras indústrias como a farmacêutica.

A indústria de combustíveis líquidos costuma ter sua atenção voltada para as inovações de processo. Nessa linha, boa parte dos esforços está voltada para desenvolver novos processos para a produção de combustíveis já conhecidos e utilizados, como o etanol. Mas o estágio atual da indústria vislumbra oportunidades de introduzir novos produtos, de origem renovável, que se aproximem da condição de combustíveis ideais – os chamados biocombustíveis *drop in* – e de outros bioprodutos que possam competir com produtos químicos de base fóssil.

Deve ser ainda mencionada a crescente importância do conceito de biorrefinaria. Esse conceito sugere que a exploração das matérias primas renováveis precisa integrar uma visão multiproduto, explorando diversas correntes e processos, à semelhança das refinarias de petróleo. No caso da biorrefinaria, os produtos energéticos aparecem ao lado de produtos químicos.

Por fim, vamos desenvolver um pouco mais a discussão sobre o perfil das empresas e suas estratégias. São variados os perfis das empresas envolvidas assim como as estratégias adotadas. Destacam-se as empresas que contribuem com o seu conhecimento tecnológico de base: empresas de biotecnologia com experiência anterior em outras indústrias como a farmacêutica ou criadas diretamente para atuar em bioenergia ao lado de *start ups* com outras bases de conhecimento (engenharia química, química). Identificam-se ainda, entre as empresas que contribuem com seu conhecimento tecnológico acumulado, algumas empresas de química/biotecnologia (Du Pont) e enzimas (Novozymes). Movimentos recentes de empresas como Monsanto e BASF reforçam a diversidade dos atores atualmente envolvidos na exploração de matérias primas renováveis. Algumas dessas empresas contribuem ainda com conhecimentos em engenharia de processos que são indispensáveis para a produção em escala

industrial. Esses conhecimentos estão com frequência ausentes nas empresas de base tecnológica que saem das universidades e centros de pesquisa.

Algumas empresas podem ser caracterizadas pelo seu envolvimento histórico com os combustíveis fósseis: empresas de petróleo e indústria automobilística. Essas empresas, além do aporte de financiamento para os projetos de pesquisa, podem ser importantes detentores de ativos complementares estratégicos para a introdução e adoção das inovações no mercado de combustíveis líquidos. No caso das empresas de petróleo, os biocombustíveis representam igualmente uma oportunidade de diversificação em relação aos combustíveis fósseis.

Encontram-se ainda empresas ligadas ao negócio agroindustrial. Aqui aparecem as empresas tradicionais como Cargill e ADM, com história de envolvimento na agroindústria de alimentos. Essas empresas podem ser vistas também como detentoras de ativos complementares, nesse caso ligados à cadeia de produção agrícola e logística de suprimento.

Dois casos particulares merecem um comentário à parte: Shell e BP. Chama a atenção a presença marcante da Shell em cinco projetos diferentes que se estruturaram ao longo dos últimos anos. São cinco plataformas diferentes, todas exploradas na forma de associação ou participação em empresas de base tecnológica. Os projetos incluem a produção de novas matérias primas (algas), inovações de processo (bioetanol de materiais celulósicos, combustíveis líquidos como diesel pela rota termoquímica e combustíveis a partir de açúcares pela rota química) e inovações de produtos (biogolina). A abordagem da Shell enfatiza com clareza a aposta na inovação tecnológica como base da competição em biocombustíveis, toma como foco os biocombustíveis avançados e orienta essa aposta para a exploração de diferentes plataformas tecnológicas. Na estratégia da empresa, uma ou mais plataformas poderiam se revelar vencedoras da competição tecnológica, serem escolhidas no processo de seleção e desenvolvidas como negócios em escala comercial. As demais seriam deixadas de lado. Entretanto, o processo de planejamento tecnológico na indústria tem sido dinâmico. Recentemente, a Shell modificou em parte sua posição: a empresa deixou a associação com a Choren (produção de biocombustíveis pela via termoquímica na chamada rota BTL) e, ao mesmo tempo, adquiriu uma posição como produtora importante de etanol de cana de açúcar fazendo uma associação com a Cosan, líder do setor no Brasil.

O caso da BP mostra uma abordagem estratégica diferente. A empresa, que informa ter investido cerca de US\$ 1,5 bi desde 2006 em biocombustíveis e bioprodutos, evidenciou sua estratégia de forma mais clara com os últimos movimentos realizados em 2009. BP tem como objetivo atuar de forma ativa na expansão do mercado dos biocombustíveis partindo dos combustíveis de primeira geração e caminhando, na medida do amadurecimento dos projetos, para a produção de biocombustíveis avançados e bioprodutos. A empresa atua hoje em 7 projetos diferentes que vão da produção de etanol de primeira geração à pesquisa avançada em biotecnologia: produção de etanol no Brasil (Tropical, uma joint venture BP, Santelisa e Maeda), produção de etanol a partir de trigo no Reino Unido (Vivergo, uma joint venture BP, DuPont e British Sugar), desenvolvimento de tecnologia e produção de butanol (Butamax, uma joint venture BP e DuPont), produção de etanol a partir de materiais

lignocelulósicos (Vercipia, uma joint venture BP e Verenum), produção de diesel a partir de açúcares (projeto desenvolvido por Martek, a partir de algas com apoio da BP), biotecnologia de sementes para culturas energéticas de alta produtividade (Mendel com apoio da BP) e finalmente a aplicação de US\$ 500 milhões, em 10 anos, para a formação do EBI, Energy Biosciences Institute, com a participação de University of California Berkeley, Lawrence Berkeley National Laboratory e University of Illinois.

Com diferenças de enfoque, as estratégias de Shell e BP traduzem bem o processo de construção da indústria baseada em matérias primas renováveis do futuro.

Essa breve discussão sobre a natureza do processo de inovação que se encontra em curso e que é a base da indústria de biocombustíveis do futuro nos leva a um ponto central de nossa reflexão. As estratégias e políticas no Brasil têm levado em conta as oportunidades e ameaças que esse processo nos traz? Ou acreditamos firmemente que nossa competitividade em etanol de cana de açúcar – que nos dá uma invejável posição competitiva na indústria de hoje – é suficiente para nos assegurar também uma posição de destaque na indústria do futuro? Voltaremos a esse ponto nos artigos futuros.

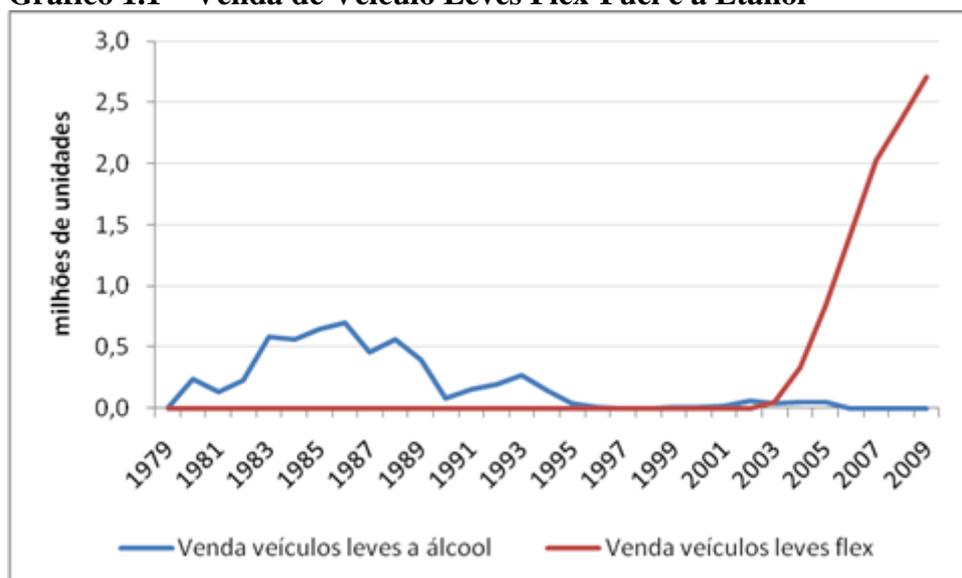
Estimação da frota brasileira de automóveis flex e a nova dinâmica do consumo de etanol no Brasil a partir de 2003

Por Luciano Losekann e Thaís Vilela

1. Introdução

O Programa Nacional do Álcool (Pró-álcool) representa uma experiência única de substituição de derivados de petróleo no segmento de transportes (Hira e Oliveira, 2009 e Coelho et al., 2006). O programa, instituído em 1975 como parte de um conjunto de políticas, visava mitigar o impacto da primeira crise do petróleo. Na primeira fase do programa, o etanol era utilizado apenas como aditivo misturado à gasolina. A partir de 1979, porém, ano do segundo choque de preços do petróleo, foram introduzidos os automóveis a álcool que se difundiram rapidamente. Em 1986, os automóveis movidos a etanol já representavam 92% das vendas.

Gráfico 1.1 – Venda de Veículo Leves Flex-Fuel e a Etanol



Fonte: Elaborado a partir dos dados de venda da Anfavea

Com a redução do preço do petróleo, a partir da contra-crise, e a elevação do preço do açúcar no mercado internacional, a produção de etanol perdeu atratividade e os usineiros passaram a orientar uma menor parcela de sua produção para atender o mercado de etanol, provocando episódios de desabastecimento. Além disso, problemas mecânicos experimentados, principalmente, em regiões de clima mais frio também desestimularam a aquisição de carros a etanol. Desta forma, na década de 90, as vendas destes modelos despencaram. E, conforme a frota de veículos a álcool era sucateada, o consumo de álcool hidratado era progressivamente reduzido. Em 2003, este combustível atendia a menos de 10% do mercado brasileiro.

Contudo, cabe mencionar que o período do Pró-álcool garantiu ao Brasil a acumulação de conhecimentos tecnológicos tanto na produção de etanol quanto no desenvolvimento de veículos adaptados a utilizar etanol como combustível, o que certamente contribuiu para o posterior avanço dos veículos bicompostíveis no mercado automotivo brasileiro, introduzido em março de 2003.

A possibilidade de o consumidor escolher o combustível de sua preferência, ou até mesmo uma proporção entre a gasolina e o etanol, eliminou o problema de incerteza de abastecimento e ainda possibilitou que os consumidores aproveitassem o diferencial existente entre os preços da gasolina e do etanol. Desta forma, dadas as vantagens, os veículos bicompostíveis logo dominaram as vendas de veículos de passeio. Hoje, quase a totalidade dos veículos de passeio vendidos conta com esta tecnologia. O consumo de álcool hidratado tem crescido fortemente desde então, como mostra o Gráfico 1.2 abaixo.

Gráfico 1.2 – Consumo de Álcool Hidratado no Setor de Transportes – Rodoviário



Fonte: Elaborado a partir dos dados de consumo do BEN(2009)

Sendo assim, fica claro que para compreender a evolução do consumo de etanol como combustível é essencial conhecer a evolução da frota de automóveis bicompostíveis. No entanto, as estatísticas oficiais sobre a frota brasileira de automóveis são, reconhecidamente (Matos e Correia, 1996), sobreestimadas.

Assim, para estimar a frota, é necessário aplicar uma função de sucateamento aos dados de venda de automóveis. A dificuldade para estimar esta função, entretanto, resulta da inexistência de dados atualizados sobre a composição etária da frota, já que os dados disponíveis referem-se a mais de 20 anos atrás. De fato, o suplemento da Pesquisa Nacional de Amostras de Domicílios (PNAD) de 1988, elaborado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), é a fonte mais recente disponível sobre a posse de automóveis. Apesar de reconhecer que o perfil da frota brasileira de veículos leves hoje é, provavelmente, diferente da de 1988, optou-se por utilizá-la em função de sua significância estatística e da falta de melhores dados. A metodologia adotada

para estimar a curva de sucateamento e, conseqüentemente, a frota nacional de veículos leves bicombustíveis, apresentada de forma detalhada em um artigo anterior do Boletim Infopetro (Losekann & Vilela, 2010), será brevemente explicada neste artigo na próxima seção.

Um segundo passo adotado neste trabalho, e explicitado na Seção 3, consiste na estimação do impacto de mudanças no preço relativo do álcool e da gasolina sobre o consumo de álcool hidratado no Brasil. Dado que os preços dos combustíveis podem variar significativamente entre os estados brasileiros, optou-se pelo método do painel dinâmico, uma vez que existe também certa inércia em relação à série referente ao consumo de álcool hidratado. Trabalhar com dados estaduais, entretanto, gera um problema com relação à frota, já que essa é calculada para o Brasil. Como solução, a frota estimada foi repartida entre os estados conforme a participação resultante dos dados do Denatran.

2. Estimação da Frota Nacional de Veículo Leves Bicombustíveis

Até 1986, a Empresa Brasileira de Planejamento de Transportes (GEIPOT), vinculada ao Ministério dos Transportes, publicava dados da frota nacional de automóveis com base na Taxa Rodoviária Única (TRU). Contudo, com a extinção da TRU em 1986, os dados deixaram de ser publicados. Atualmente, o Departamento Nacional de Trânsito, o Denatran, publica os dados baseados no licenciamento dos departamentos estaduais (Detrans). Porém, dado que no Brasil não há incentivo para veículo com mais de 15 ou 20 anos de idade, dependendo do estado, de registrarem sua situação, pois deixam de pagar IPVA, a taxa de sucateamento do Denatran é considerada bastante conservadora, havendo um consenso, entre os diversos autores pesquisados, de que os dados de frota disponibilizados pelo Denatran são sobreestimados.

Em 1988, a PNAD incluiu um suplemento sobre posse e uso de automóveis, sendo essa a estatística mais recente do perfil etário da frota brasileira. Assim, confrontando estes dados com a série de vendas de automóveis, publicada pela Associação Nacional de Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea), pode-se calcular a taxa de sucateamento a cada ano.

A metodologia utilizada neste artigo para estimar a frota brasileira de veículos leves *flex* foi a desenvolvida por Mattos e Correia (1996). Diferentemente, entretanto, três funções de crescimento foram testadas para descrever a curva de sucateamento, quais sejam: Logística, Gompertz e Weibull. Em seguida, aplicamos o método de otimização, e para isso utilizamos a ferramenta Solver do Excel, para determinar os parâmetros das funções. Consideramos a função mais adequada aquela que minimizasse a soma dos quadrados dos erros. Os resultados obtidos sugerem que a função Gompertz foi a que se mostrou mais ajustada aos dados da PNAD de 1988, sendo, portanto, escolhida para descrever o processo de sucateamento. Assim, com base na curva de sucateamento Gompertz e considerando os dados recentes de vendas de veículos leves no mercado interno [1] da Anfavea, estimamos a frota de veículos leves em 25,5 milhões de unidades em 2009. A estimativa é significativamente inferior ao dado do Denatran, 36,5 milhões de unidades de 2009. Especificamente sobre a frota de veículos leves flex, essas já representa 35% da frota de veículos leves, totalizando, aproximadamente, 9 milhões de unidades.

Estimamos que a continuidade das tendências atuais levará a uma dominância de veículos *flex* na frota brasileira. Em 2020, esperamos que os veículos *flex* correspondam a 78% da frota de veículos leves no Brasil. Neste mesmo ano, a frota alcançaria 46 milhões de unidades [2].

3. Dinâmica do Consumo de Álcool Hidratado no Brasil a Partir de 2003

A possibilidade de o consumidor escolher entre a gasolina e o álcool hidratado, ou até mesmo uma combinação entre esses, resultou num novo dinamismo no mercado brasileiro de combustíveis a partir de março de 2003. As razões, entretanto, para a escolha de um combustível são ainda bastante debatidas, uma vez que o preço pode, para determinados consumidores, não representar a variável principal. Há, entretanto, um consenso na literatura sobre o papel de relevância do preço relativo entre o álcool e a gasolina para os consumidores de forma geral.

A regra usual é que é vantajoso abastecer o veículo *flex* com etanol quando seu preço é inferior a 70% do preço da gasolina. Esta relação corresponde ao conteúdo energético médio entre os combustíveis [3].

As relações de preço são bastante distintas entre os estados brasileiros. O preço do etanol é influenciado pelo custo de transporte, sendo menor nos estados mais próximos às zonas produtoras. Em São Paulo, a vantagem de utilização do etanol em relação à gasolina é significativa e o contrário ocorre em estados do Norte, onde o preço relativo médio é superior a 70%. Obviamente, o consumo estadual reflete essa situação (Tabela 3.1)

Tabela 3.1. – Preços e Consumo de Etanol nos Estados Brasileiros – Média 2009

	Preço gasolina (R\$/l)	Preço etanol (R\$/l)	Preço relativo	Consumo mensal (milhões de litros)
AM	2,56	1,81	0,71	6,63
RR	2,69	2,16	0,80	0,24
BA	2,62	1,70	0,65	45,10
PE	2,57	1,65	0,64	30,46
MG	2,40	1,62	0,68	100,37
RJ	2,54	1,68	0,66	72,73
SP	2,38	1,34	0,56	717,50
RS	2,54	1,78	0,70	33,59

Fonte: Elaborado a partir de dados da ANP.

Sendo assim, o objetivo desta seção é o de investigar, através de métodos estatísticos, o impacto de mudanças no preço relativo sobre o consumo de álcool hidratado no Brasil.

Dado que os preços dos combustíveis são bastante diferentes entre os estados e que tendem a apresentar uma maior volatilidade ao longo do ano, optou-se por utilizar dados mensais, disponibilizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além disso, o método de painel dinâmico parece ser a melhor opção, considerando as características dos dados e o objetivo desta seção. Desta forma, os parâmetros serão estimados via Arellano e Bond.

Assim, com o objetivo de calcular as elasticidades de curto e de longo prazo da demanda por álcool hidratado no Brasil, considera-se, inicialmente, a seguinte função de demanda condicionada:

$$CA = k(P)^{\alpha_1}(F)^{\alpha_2}(Y)^{\alpha_3} \quad (1)$$

Sendo:

CA o consumo de álcool hidratado, em litro;

P o preço relativo entre o álcool e a gasolina, $\frac{P_{alcohol}}{P_{gasolina}}$;

F a frota de veículos leves *flex-fuel*, calculada inicialmente a partir da curva de sucateamento;

e Y o consumo de energia elétrica, em quantidade de GWh.

O consumo de energia elétrica total é utilizado como *proxy* da renda estadual, uma vez que não há disponível dados de PIB estadual. Entretanto, cabe mencionar que os dados referentes ao consumo de energia elétrica disponíveis pela Eletrobrás são regionais, de forma que a adoção desses impõe um efeito fixo por região.

Tirando o logaritmo da função (1), obtém-se a seguinte equação linear da demanda por álcool hidratado no Brasil:

$$\log(CA) = \log k + \alpha_1 \log(P) + \alpha_2 \log(F) + \alpha_3 \log(Y) \quad (2)$$

Neste caso, os coeficientes α_1 , α_2 e α_3 podem ser interpretados diretamente como elasticidades. Assim, para a estimação destes parâmetros, optou-se pelo painel dinâmico, sendo os dados estaduais agrupados sob a forma de um painel nacional. O período de análise corresponde a dezembro de 2003 a dezembro de 2009.

$$\log(CA)_{it} = \log k_{it} + \alpha_1 \log(P)_{it} + \alpha_2 \log(F)_{it} + \alpha_3 \log(Y)_{it} + \beta \log(CA)_{it-1} + u_{it} \quad (3)$$

Em que, $i = 1$ a 27; e

$t =$ dezembro de 2003 a dezembro de 2009

Tabela 3.2 – Resultados da Estimação do Modelo 3: Elasticidade da Demanda

	Curto prazo	Longo prazo
Elasticidade-preço relativo da demanda	-1,085	-2,198
Elasticidade-renda da demanda	0,858	1,738
Elasticidade-frota da demanda	-0,092*	-0,187

*Estimativa significativa considerando nível de significância igual a 15%.

As demais estimativas são significativas considerando 1% de significância. Com exceção da elasticidade-frota da demanda, os resultados obtidos estão de acordo com o esperado. Um aumento de 1% no preço relativo entre o álcool e a gasolina implica numa queda no consumo de álcool hidratado igual 1,08% no curto prazo, sendo, portanto, a demanda por álcool bastante sensível a mudanças no preço relativo. Com relação à renda, um aumento de 1% na renda implica num aumento da demanda por álcool hidratado no curto prazo igual a 0,85%.

Contudo, o sinal da elasticidade-frota é contrário ao esperado. De acordo com os resultados, 1% de aumento na frota de veículos bicomcombustíveis no Brasil, resultaria numa queda da demanda por álcool igual a 0,09% no curto prazo e de 0,18% no longo prazo. Do ponto de vista teórico, tal resultado não faz sentido. É provável que as hipóteses iniciais utilizadas para estimar a frota mensal de veículos *flex-fuel* por estado estejam interferindo na análise.

Dadas as dificuldades com relação às séries de renda e da frota, optou-se por estimar o modelo mais parcimonioso possível, onde o consumo é função apenas do preço relativo e da variável dependente defasada uma vez. Neste caso, a elasticidade-preço relativo da demanda obtida, no curto prazo, foi igual a -0,895, pouco menor do que a encontrada anteriormente. Logo, um aumento de 1% no preço relativo entre o álcool e a gasolina implica numa redução da demanda igual a, aproximadamente, 0,9%. Os resultados obtidos ainda sugerem, assim como nos demais, uma elasticidade alta em relação a mudanças no preço relativo.

4. Conclusão

Com o objetivo inicial de estimar a frota de veículos leves no Brasil de bicomcombustíveis, este artigo adotou, inicialmente, a metodologia desenvolvida por Mattos e Correia (1996). Na falta de uma base de dados mais recente sobre a posse de automóveis e comerciais leves que permitam o estabelecimento do perfil etário da frota no Brasil, utilizou-se os dados de 1988 disponibilizados no suplemento da PNAD. Dentre as três funções testadas, a função Gompertz foi a que melhor descreveu o processo de sucateamento definido pela PNAD. Assim,

aplicando esta função aos dados recentes de venda de veículos leves da Anfavea, obtém-se uma estimativa de frota de veículos leves circulante em 2009 igual a 25,5 milhões de unidades.

A rápida difusão de veículos *flex-fuel* implicou numa mudança na dinâmica do consumo de etanol, sendo essa fortemente determinada pelo preço relativo do álcool hidratado em relação à gasolina. Assim, a fim de saber a sensibilidade da demanda por etanol a mudanças no preço relativo, dois modelos econométricos foram construídos, um mais complexo e outro mais simples. Porém, a determinação inicial do consumo de álcool como função da frota, do consumo e do preço relativo geraram alguns problemas.

Primeiramente, não há dados de renda estadual, de forma que o consumo de energia elétrica regional foi utilizado como *proxy* da renda, o que significa impor um efeito fixo por região. Além disso, a frota estimada inicialmente é para o Brasil, de maneira que para calcular a frota mensal por estado foi necessário calcular uma taxa de crescimento anual e, com base nessa, uma taxa de crescimento mensal. Em seguida, com base nos dados do Denatran calculou-se a proporção da frota de veículos leves estadual em relação à frota nacional e aplicou-se essa aos dados de frota de veículos bicomcombustíveis estimados neste trabalho. É provável que estes mecanismos utilizados para calcular a frota de bicomcombustíveis mensal por estado estejam gerando estimativas contrárias ao esperado. Assim sendo, estimou-se um último modelo, o mais parcimonioso de todos, onde o consumo de etanol é função apenas do consumo passado e do preço relativo entre o álcool e a gasolina.

A estimação deste último modelo sugere uma sensibilidade bastante significativa com relação a mudanças no preço relativo. De acordo com os resultados, um aumento de 1% no preço relativo entre o álcool e a gasolina implicaria numa redução da demanda igual a, aproximadamente, 0,9%.

Assim, este artigo oferece uma contribuição significativa para o estudo do consumo de etanol no Brasil. Ainda que a dominância das vendas seja amplamente divulgada, a frota de veículos *flex* não contava com tratamento mais rigoroso. A quantificação da frota é extremamente importante para avaliar o consumo de energia e também para orientar políticas públicas voltadas à substituição do consumo de derivados do petróleo, com impactos sobre o meio ambiente.

A importante decorrência do processo de difusão de modelos *flex* é que o consumo é fortemente determinado pelos diferenciais de preços etanol-gasolina.

5. Referências Bibliográficas

ALVIM, CARLOS FEU. (2000). Frota e consumo de veículos leves no Brasil. *Economia e Energia*, nº 21, julho/agosto. Disponível em: <http://www.ecen.com>. Acesso em: 17 de março de 2010.

COELHO, S., J. GOLDEMBERG, O. LUCON, E P. GUARDABASSI (2006), Brazilian sugarcane ethanol: lessons learned. Energy for Sustainable Development. Volume X No. 2.

DE MORAES E GIESBRECHT (2005). Elasticidade-preço e elasticidade renda da demanda na indústria brasileira: uma análise da última década para os veículos populares. In: VIII SEMEAD – Seminários em Administração – trabalho científico: política dos negócios e economia de empresas. FEA – USP, São Paulo.

DE NEGRI, J. A. (1998). Elasticidade-renda e elasticidade-preço da demanda de automóveis no Brasil. Texto para discussão nº558. Brasília: IPEA

FAUTH, DE MORAIS E CLEZAR. (2009). O mercado de automóveis, ônibus e caminhões no Brasil, 1996-2008. In: anais do XXXVII Encontro Nacional de Economia. Foz do Iguaçu, Paraná.

FIUZA, EDUARDO P. S. (2002). Automobile demand and supply in Brazil: effects of taxes rebates and trade liberalization on price-marginal cost markups in the 1990s. Texto para discussão nº 916. Rio de Janeiro: IPEA.

HIRA, A. E L. G. OLIVEIRA (2009), No substitute for oil? How Brazil developed its ethanol industry. Energy Policy 37. Pgs. 2450–2456.

LOSEKANN, L., VILELA, T. Frota brasileira de veículos leves: difusão dos flexíveis e do GNV. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 10. n. 1, p. 34 – 39, 2010

LOSEKANN, L., T. VILELA E M. IOOTTY (2010). Estimation of the Brazilian Car Fleet: Understanding Fuel Substitution on the Automotive Sector. In: Anais da XXXIII IAEE International Conference. Rio de Janeiro.

MATTOS, JOÃO A BASTOS E CORREIA, EDUARDO LUIZ. (1996). Uma nova estimativa da frota de veículos automotivos no Brasil. In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia, p. 1267.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E DA TECNOLOGIA. (2006). Emissões de gases de efeito estufa por fontes móveis, no setor energético. In: Primeiro inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa – relatórios de referências. Disponível em: <http://www.mct.gov.br>. Acesso em: 16 de março de 2010.

PETTERINI, F. C. E DE SOUZA, S. A. (2009). Elasticidades e markups no mercado brasileiro de automóveis: uma análise mixed logit. In: Anais do XXXVII Encontro Nacional de Economia. Foz do Iguaçu, Paraná.

PNE 2030. Plano Nacional de Energia 2030. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 08 de abril de 2010.

SANTOS, ANTÔNIO CARLOS (2008). A influência do uso do etanol como combustível nas emissões dos gases do efeito estufa nos motores ciclo Otto. Dissertação de mestrado. São Caetano do Sul, SP.

SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE COMPONENTES PARA VEÍCULOS AUTOMOTORES. (2008). Disponível em: <http://www.sindipecas.org.br>. Acesso em: 17 de março de 2010.

SCANDIFFIO, MIRNA IVONNE GAYA E FURTADO, ANDRÉ TOSI. (2007). Etanol: a riqueza adormecida. Revista eletrônica ComCiência, nº 86. Disponível em: <http://www.comciencia.br>. Acesso em: 17 de março de 2010.

Z

ACHARIADIS, THEODOROS; SAMARAS, ZISSIS AND ZIEROCK, KARL-HEINZ. (1995). Dynamic modeling of vehicle populations: an engineering approach for emissions calculations. Technological Forecasting and Social Change, v. 50, 135-149.

CHEN, CYNTHIA E NIEMEIER, DEBBIE. (2005). A mass point vehicle scrappage model. Transportation research part B 401-415.

WILLS, WILLIAM. (2008). O aumento da eficiência energética nos veículos leves e suas implicações nas emissões de gases de efeito estufa – cenários brasileiros entre 2000 e 2030. Dissertação de mestrado. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ.

6. Notas

[1] Consideram-se os veículos leves nacionais e importados vendidos no mercado interno.

[2] Para detalhes do procedimento de previsão da frota, ver Losekann et al. (2010).

[3] Como o conteúdo de álcool anidro misturado na gasolina varia entre 20 e 25%, essa razão não é constante.

A gestão energética eficiente da demanda de energia: um tema para a primeira página das agendas de políticas energéticas

Por Renato Queiroz

“Qualquer coisa que você possa fazer, ou sonha que possa fazer, comece a fazê-la. A ousadia tem em si genialidade, força e magia” (Goethe, poeta e escritor alemão, 1749-1836).

Em um artigo anterior apontamos, entre um leque de alternativas visando à segurança energética, dois temas: vulnerabilidade ambiental e a gestão energética eficiente da demanda de energia. No que se refere ao primeiro, já há uma espécie de “consciência coletiva” da importância da preservação ambiental para um desenvolvimento sustentável. Isso não quer dizer que haja um consenso entre os países na adoção de medidas para atender os requisitos defendidos nos fóruns que tratam do aquecimento global. Mas, de fato, mesmo com diferentes aceções sobre segurança ambiental, há um entendimento de que ações devem ser implantadas, para que não haja uma perda de condições mínimas da qualidade de vida das sociedades.

Em 1972, em Estocolmo, a Conferência das Nações Unidas, realizada sobre o Meio Ambiente Humano, colocou o assunto na “mesa” dos grandes temas mundiais. A partir da Declaração de Estocolmo talvez o mundo tenha despertado para a necessidade do estabelecimento de ações estruturadas que preservem o meio ambiente. Vários fóruns foram sendo estabelecidos sobre o tema e o Protocolo de Quioto é um resultado significativo desses debates.

Hoje pode-se afirmar que a eficiência na utilização dos recursos naturais para uso energético está incorporada nas discussões sobre políticas de desenvolvimento dos países. O Brasil nesse novo estágio de desenvolvimento e inserção nas discussões mundiais tem assento nessa “mesa” e participa dessas discussões. Afinal, a nossa matriz energética baseada em geração hidrelétrica com perspectivas, cada vez maiores, de um aumento crescente da participação da energia eólica e da biomassa da cana nos dá a vantagem de sentar em boa posição na mesa de debates dos temas energéticos.

Sobre o segundo tema, o uso eficiente de energia também faz parte dessa consciência global? Penso que ainda não.

Uma gestão eficiente da demanda da energia está sob a mesma exposição minuciosa nos fóruns internacionais de grandes temas sobre sustentabilidade do planeta? Penso que ainda não.

Na perspectiva da segurança energética, essa gestão deveria estar no mesmo nível de importância de outras opções? Penso que sim.

Certamente há uma intrínseca relação entre o aquecimento global e o uso eficiente da energia. De fato, verificando recomendações de planos energéticos e documentos sobre sustentabilidade, encontramos a indicação da necessidade de uma gestão eficiente da demanda dentro de um amplo espectro de ações que buscam a sustentabilidade do planeta. Um exemplo é a divulgação, no fórum de CEOs, em Nova Delhi, na Índia, ocorrido em fevereiro de 2010, do documento “Vision 2050: The New Agenda for Business”, elaborado pela ALCOA em parceria com o Conselho Empresarial Mundial para o Desenvolvimento Sustentável-WBCSD [1]. São recomendadas ações globais para o estabelecimento de uma sociedade sustentável e, entre elas, a melhoria da eficiência energética sob o ponto de vista da demanda. O fato relevante nessa proposta é que uma das autoras do documento é uma das líderes mundiais na produção de alumínio.

Alguns consideram que expandir a oferta de energia através de energias renováveis e implantar medidas de eficiência energética na ótica da demanda está sob um mesmo fórum de discussão. Os temas, no entanto, são complexos, há especificidades, têm, inclusive, especialistas para cada um deles. E no caso do uso eficiente da energia um aprofundamento minucioso das ações para cada país é desejável.

Considerando que: i) há uma perspectiva de expansão demográfica mundial em que a humanidade poderá passar de 6,7 a cerca de 9 bilhões de habitantes até 2050[2]; ii) nos próximos 30 a 40 anos, espera-se um maior desenvolvimento de regiões atualmente desfavorecidas, como boa parte da África e Ásia, que trará indivíduos para a sociedade de consumo; iii) já se observa a entrada no mercado consumidor de grandes contingentes de populações dos países do BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China), a demanda de energia tende a aumentar consideravelmente.

Nesse sentido, a gestão energética eficiente da demanda de energia deveria ter um papel de destaque nos fóruns internacionais que discutem as perspectivas futuras do uso da energia, na busca da mitigação dos impactos do aquecimento global. Esperam-se, nesses encontros, proposições de medidas de eficiência realmente resolutivas e experiências obtidas em diferentes sociedades para uma avaliação da aplicação desses resultados em outros países.

Refletindo sobre o caso brasileiro, as perspectivas de um maior consumo de energia no médio e longo prazos é um fato sem contestação. Conforme Balanço Energético Nacional – BEN de 2009, o Brasil teve um consumo final de energia em 2008 de 226,4 milhões de tep, montante superior a 3,6 vezes ao de 1970. Os setores industrial com 36 %, transporte com 27% e o setor residencial com 10%, responderam por mais de 70 % da demanda total de energia [3] nesse ano.

Olhando para o futuro, verifica-se que as taxas projetadas do consumo final de energia apresentadas no Plano Nacional de Energia de Longo Prazo – PNE 2030[4], em um cenário em que o mundo vive sob condições econômicas favoráveis, se situam entre 3,5 % a 4,0 % ao ano. Em cenários mundiais desfavoráveis ou até mesmo favoráveis, mas estando o Brasil sem uma administração eficiente de sua economia, as taxas ficam na faixa de 2,6 % a 3,0 %. Segundo o estudo, o país entre 2005 e 2030 terá um acréscimo relevante do

consumo final, equivalendo a quase 90% daquele ocorrido no primeiro ano de projeção.

Ressalta-se que as projeções do estudo consideram estimativas de conservação de energia. Foram formuladas hipóteses de maiores participações de uma fonte energética mais eficiente e usos de equipamentos também mais eficientes em processos industriais. Ou seja, um avanço tecnológico em cada setor produtivo que independe até de políticas determinativas.

Foram considerados, ainda, hábitos incorporados pela população, buscando a compra, por exemplo, de equipamentos de menor consumo e resultados bem-sucedidos de programas em curso, voltados à conservação de energia [5].

Por fim, montantes de energia foram diminuídos dos valores projetados do consumo, oriundos de ações de políticas energéticas que deverão ser implantadas. Caso não ocorram essas ações, a oferta de energia projetada terá que ser reprogramada para atender a esse consumo, evidentemente maior, que fora abatido das projeções.

Em suma, todos esses montantes são frutos de exercícios prospectivos calcados em metodologias, ferramentas e hipóteses consistentes. Logicamente as projeções de consumo podem ser menores ou maiores, dependendo da conjuntura econômica mundial e nacional e dos resultados da regulação do setor. Periodicamente, como indicam as teorias sobre a prospecção, os estudos de cenários devem ser monitorados e/ou atualizados. [6]

Outro fator que influenciará consideravelmente o Brasil a ter um maior consumo de energia é a forte contribuição do conjunto de políticas de transferência de renda, para a redução da desigualdade, implantado no país nos últimos anos. Esse processo deve ainda vai perdurar por muito tempo, pois a renda nacional está longe de estar “perfeitamente” distribuída. A melhoria na renda do brasileiro traz um impacto direto no consumo de energia. Já existe um aumento no número de pessoas com renda domiciliar maior, o que movimenta o mercado de eletrodomésticos, automóveis e outros bens de consumo que rebatem no aumento da demanda de energia. Os novos cenários de projeção de longo prazo da demanda de energia certamente incorporarão essa nova realidade.

Tais indicações já devem estar acionando os botões de alerta dos formuladores de políticas energéticas na busca não somente de estruturar a expansão da oferta, mas sobretudo para a determinação de ações efetivas de gerenciamento da demanda.

Observa-se que há movimentos importantes como o do CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. O órgão reuniu em Brasília, neste mês de julho, representantes de entidades, empresas, ministérios, embaixadas, consultores e professores para discutirem ações voltadas a eficiência energética [7]. Nesse encontro o próprio secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (MME), Altino Ventura, avaliou que o governo deveria ter conquistado mais em eficiência e conservação energética nos últimos anos [8].

Fica aqui a reflexão da necessidade do estabelecimento de um programa estruturado com metas definidas de médio e longo prazos, consolidado pelos setores residencial, transporte, industrial, públicos (iluminação, saneamento, poderes públicos), rural, etc. É importante que nesse processo se inclua uma série de notas técnicas que apoiem os formuladores de políticas energéticas, como alguns exemplos dados a seguir mas que não se esgotam aqui:

i) avaliação dos custos da energia economizada pelas aplicações de mecanismos de gerenciamento da demanda [9]; ii) indicadores associados à eficiência energética nos diversos setores econômicos; iii) análise da eficiência global de cadeias energéticas; iv) regulação para novas moradias populares energeticamente, construídas com subsídios governamentais; v) atualização do balanço de energia útil; vi)) implantação de programas educativos para a população sobre o desperdício no uso da energia. Nesse último item o governo poderia utilizar os meios de comunicação, que são concessões, para tal objetivo.

Vale ressaltar que esses estudos e suas conseqüentes proposições devem estar inseridos em um contexto de realidade. Caso contrário, as propostas caem no descrédito e ficam como se fossem discussões entre confrades que se reúnem em irmandades para promover a devoção a algo sagrado.

O país tem “back-ground” em construção de barragens, produção de petróleo e gás em condições pioneiras como a exploração “off shore”, vide o pré-sal. Enriquece urânio, tem tecnologias de geração por bioeletricidade, transmite energia elétrica em longas distâncias que, se comparadas com o continente europeu, interligariam Portugal à Rússia. Enfim, por que não introduzir nessa fileira de experiências ações avançadas na gestão da demanda de energia, dando um novo salto naquelas experiências já bem-sucedidas como aquelas citadas anteriormente ?

Não seria o momento de o Brasil influenciar organismos internacionais, puxando esse “barco”, dada a importância que o país adquiriu em suas experiências bem-sucedidas e respeitadas no campo da energia? Essa é uma reflexão para que o Brasil pense em promover uma Cúpula Internacional da Gestão da Demanda Energia, iniciando assim o processo de “consciência coletiva” na eficiência energética no uso da energia.

[1] Entre oito recomendações é apontada pelo documento “Vision 2050: The New Agenda for Business”: “cortar pela metade, até 2050, as emissões de carbono em todo o mundo (com base nos níveis de 2005), com a emissão de gases do efeito estufa, atingindo o pico por volta de 2020, passando-se a dar preferência a sistemas de energia de baixo carbono e **uma grande melhora na eficiência de energia no lado da demanda**”.

[2] De acordo com os dados da ONU- Organização das Nações Unidas, no planeta vivem cerca de 6,7 bilhões de pessoas, sendo que mais de 75% vivendo em países subdesenvolvidos. A população mundial de acordo com a pesquisa da ONU e divulgada pelo jornal Folha Online (www.folha.com.br) de 13.07.2007 o mundo terá um aumento de 2,5 bilhões de habitantes nos próximos 43 anos e o

aumento será absorvido, em sua maioria, pelos países em desenvolvimento, chegando a mais de 9,2 bilhões de habitantes em 2050.

[3] Demanda total de energia considera a soma da demanda final e do uso no setor de transformação.

[4] PNE 2030, elaborado pela equipe da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, entre dez 2005 e início de 2007, cujo coordenador executivo foi o autor deste artigo.

[5] O país vem obtendo resultados ao longo dos anos através de programas e legislações como: i) PROCEL- Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica- MME/ELETOBRAS; ii) PEE -Programa de Eficiência Energética; iii) PP&D- Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico; iv) PBE- Programa Brasileiro de Etiquetagem- CONPET/INMETRO/ABINEE/MME iv) LEI Nº 10.295, DE 17 DE OUTUBRO DE 2001,entre outras experiências.

[6] Em 2008, ainda na EPE, o autor participou do início da atualização dos estudos prospectivos para um novo Plano de Energia de Longo Prazo.

[7] Em 13 de julho 2010, o CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos promoveu uma oficina sobre Eficiência Energética no Brasil, para debater o estudo desenvolvido por esse Centro, sobre ações em PD&I com foco em energia elétrica. Estiveram presentes representantes dos Ministérios da Ciência e Tecnologia (MCT), Minas e Energia (MME), Meio Ambiente (MMA), Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), Relações Exteriores (MRE), a Secretaria de Política Econômica do Ministério da Fazenda (SPE/MF), a Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), a Eletrobrás, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Confederação Nacional da Indústria (CNI), a Embaixada Britânica e o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro) e representantes de Universidades. Fonte: <http://www.cgee.org.br/> acesso em 15 de julho de 2010.

[8] “Não estamos organizados institucionalmente para avançar nesta área e, em termos práticos, tivemos resultados, mas aquém do desejado”. “Faltam ações efetivas e programas bem estruturados, por exemplo, a substituição integral de lâmpadas incandescentes”. Fonte: <http://www.cgee.org.br/> acesso em 15 de julho de 2010.

[9] O país tem estudos, teses, publicações de especialistas no tema que apontam experiências interessantes alternativas às convencionais no trato do gerenciamento da demanda como venda de eficiência energética,leilões de eficiência energética.

Nova demanda por derivados de petróleo no mundo e as implicações para o parque de refino

Por Thaís Vilela

De acordo com as projeções da Agência Internacional de Energia[1] e do Departamento de Energia Norte-Americano[2], para o cenário de referência[3], o preço do petróleo no mercado internacional deve seguir uma trajetória ascendente até 2030. Essa tendência de alta do preço do petróleo, assim como a perspectiva de legislações ambientais mais rigorosas, a existência de fontes alternativas e o desenvolvimento de novas tecnologias que aumentem a eficiência energética tendem a reduzir a demanda por derivados de petróleo, em especial a gasolina.

Segundo o IFP (2009), deve haver, no médio prazo, uma reorganização do segmento de refino nos países da OCDE, mais especificamente, na Europa e nos Estados Unidos. Estes países teriam de decidir ou pela redução da capacidade de refino ou pelo investimento em tecnologias que permitam a produção de derivados mais eficientes e dentro das especificações ambientais [4].

Com relação à Europa, o desafio consiste em lidar com uma oferta crescente de gasolina e com uma demanda decrescente. Além disso, o consumo de diesel nos países europeus segue uma trajetória ascendente. Dentro deste contexto, o excesso de gasolina no mercado é vendido aos Estados Unidos. Contudo, dado que a demanda por gasolina neste país também está numa tendência de queda, é preciso ou identificar novos mercados importadores ou reduzir a produção. Posto isso, acredita-se, inicialmente, que haveria uma disputa por mercados de gasolina na Ásia, no Oriente Médio e na África, uma vez que a demanda nestes países deve permanecer em alta devido, não só ao aumento da renda per capita, mais também à manutenção de políticas de subsídio. Cabe mencionar ainda que a demanda por diesel na Europa deve permanecer alta, sendo necessário ou aumentar as importações da Rússia e do Oriente Médio ou investir em unidades de refinamento mais complexas (*hydrocracking units*).

Como exemplo da nova dinâmica comercial, pode-se citar a relação entre a Arábia Saudita e a China. As estratégias comerciais entre os dois países, baseadas em interesses cruzados, consiste na importação chinesa de petróleo da Arábia Saudita e em investimentos, por parte das empresas da Arábia Saudita, em refinarias e petroquímicas na China. Tal configuração comercial, porém, dificulta a entrada de novos parceiros comerciais como, por exemplo, a Europa.

No entanto, sendo a energia, e não o petróleo, o objetivo central dos países, tem-se que o rápido avanço tecnológico e as pressões por políticas ambientais mais rígidas podem alterar a rota tecnológica a ser adotada, mesmo nos países com forte consumo de gasolina hoje como, por exemplo, a China. Sendo assim, as exportações de gasolina dos Estados Unidos, do Canadá e da União Européia dependerão das políticas adotadas naqueles países. Uma possível mudança no direcionamento da política energética pode ocorrer na China por exemplo.

Segundo a BP (2010), a China possui uma das maiores reservas provadas[5] de carvão do mundo com, aproximadamente, 114 milhões de toneladas em 2009. Assim, dada a enorme disponibilidade de carvão no país, políticas públicas direcionadas à geração de energia elétrica, via termelétricas, e incentivos ao carro elétrico podem ser implementadas. Certamente, tal política, caso adotada, contribuiria significativamente para a redução da dependência chinesa em relação às importações de petróleo e derivados.

Além disso, os países da Ásia, da África e do Oriente Médio podem optar por aumentar suas capacidades de refino. Neste caso, as margens, assim como a taxa de utilização das refinarias nos países da OCDE devem diminuir. A implementação de novas refinarias, ou a modernização de unidades de refino existentes, no entanto, depende da legislação ambiental de cada país.

Outro ponto importante a ser destacado refere-se à mudança no perfil de consumo dos derivados do petróleo. Além da demanda por produtos de maior eficiência e menos poluentes, há uma queda na demanda por derivados como gasolina e *Jet fuel*. Por outro lado, a consumo de destilados médio, como o diesel, deve aumentar significativamente nos próximos anos de acordo com a OPEP (2009). Neste contexto, as refinarias devem se adaptar, introduzindo novas tecnologias de processamento de petróleo, de forma a produzirem menos gasolina e nafta e mais destilados. Vale mencionar que os preços do carvão e do gás natural devem também influenciar a trajetória das refinarias com relação ao processo tecnológico a ser introduzido.

Esta nova dinâmica no mercado de derivados de petróleo, em especial a menor demanda esperada por gasolina e a introdução de novas tecnologias, tem contribuído para a redução da diferença entre os preços do petróleo leve e do pesado no mercado internacional. Contudo, diversos outros fatores podem influenciar o diferencial de preços como, por exemplo, um aumento da demanda por asfalto e uma diminuição da produção da OPEP de petróleo pesado. Tais fatores, entretanto, representam mudança de curto prazo no mercado, diferentemente da tendência de queda do consumo de gasolina e das inovações tecnológicas que representam mudanças estruturais de longo prazo. Sendo assim, apesar da volatilidade, característica da diferença entre os preços do petróleo, permanecer, acredita-se que o diferencial seja, de fato, menor nos próximos anos. Como resultado, as margens das refinarias mais complexas, que investiram inicialmente em processos de transformação de petróleo pesado em produtos finais de maior qualidade, são reduzidas.

Diante desta situação, a taxa de utilização das refinarias nos países da OCDE, em especial nos Estados Unidos e na União Européia, deve diminuir. Tal movimento já pode ser observado em decorrência da menor demanda por derivados devido à recessão econômica. Porém, considerando a hipótese central deste trabalho da possibilidade de uma mudança estrutural no segmento de refino, algumas implicações de médio e longo prazo podem ser destacadas. Inicialmente, o excesso de capacidade de refino e a menor demanda por gasolina devem levar ao fechamento de refinarias mais simples, orientadas a produção de gasolina; o desequilíbrio observado entre a gasolina e o diesel, principalmente na Europa, deve estimular adaptações, assim como o desenvolvimento de novos processos de refino e, até mesmo, a integração com

indústrias petroquímicas. Além disso, a legislação ambiental deve, não só contribuir para a redução da demanda, como também aumentar os custos de refino, dados os novos padrões de qualidade.

O cenário, porém, é bastante diferente fora dos países da OCDE. Com uma demanda crescente por derivados de petróleo, entre eles a gasolina, e incertezas quanto à adoção de políticas ambientais mais rígidas, os países da Ásia não-OCDE devem responder, segundo a OPEP (2009), por 47% do aumento da capacidade de refino entre 2008 e 2020 e 57% entre 2008 e 2030. Já, os países do Oriente Médio respondem por 22 e 18% ao longo do mesmo período de tempo.

Sendo assim, em países onde a demanda por determinados derivados de petróleo como, por exemplo, a gasolina, tende a diminuir e, ao mesmo tempo, as especificações ambientais tornam-se mais rígidas, as refinarias deverão se adequar, investindo em modernização. Por outro lado, em países onde a demanda cresce forte, novos projetos deverão ser estabelecidos, aumentando a capacidade de destilação e conversão.

Bibliografia

BP (2010). BP Statistical Review of World Energy 2010. Disponível em www.bp.com. Acesso em 26 de julho de 2010.

IEA (2009). World Energy Outlook 2009. Agência Internacional de Energia. Disponível em www.iea.org.br. Acesso em 22 de julho de 2010.

IFP (2009). Les investissement en exploration-production et raffinage. Disponível em: www.ifp.fr. Acesso em 23 de julho de 2010.

NY Times (2010). China and Saudi Arabia Form Stronger Trade Ties. 20 de abril de 2010. Disponível em: www.nytimes.com. Acesso em 26 de julho de 2010.

OPEP (2009). World Oil Outlook 2009. Organização dos Países Exportadores de Petróleo. Disponível em www.opec.org.br. Acesso em 22 de julho de 2010.

Pinto Jr., H. Q. et al. (2007). Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução história e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

Notas

[1] World Energy Outlook 2009.

[2] International Energy Outlook 2010.

[3] *Business-as-usual*.

[4] Por exemplo, especificações quanto ao teor de enxofre.

[5] Segundo Pinto Jr., H. Q. et al. (2007), as reservas provadas podem ser definidas de acordo com o volume de óleo que pode ser extraído com elevado grau de certeza. As reservas provadas são também conhecidas como P90 (com probabilidade de ocorrência de 90%).

A dinâmica energética mundial: de como recursos naturais, tecnologia, mercados e instituições determinam hoje a energia de amanhã

Por Ronaldo Bicalho

O objetivo deste texto é identificar os fatores que atualmente determinam a evolução do contexto energético no mundo.

Os recursos naturais

O primeiro fator determinante da dinâmica energética é a dotação de recursos naturais, tanto em termos de quantidade e qualidade quanto em termos de localização.

Um dos traços marcantes do atual quadro energético mundial é a disputa entre detentores de recursos naturais, que buscam valorizar ao máximo a sua posse, tanto em termos econômicos quanto políticos, e seus consumidores, que buscam reduzir os impactos dessas pressões econômicas e políticas.

Essa disputa gera a primeira grande questão-chave da evolução do contexto energético mundial, associada à configuração da dotação de recursos naturais no mundo hoje, que é a busca de novas reservas de petróleo e gás natural fora dos países e regiões que hoje detêm as grandes reservas; de forma a reduzir a dependência do suprimento energético dos grandes países consumidores em relação a esse conjunto específico de países e regiões.

A segunda grande questão-chave da dinâmica energética mundial, ligada aos recursos naturais, é a incorporação de fontes alternativas aos combustíveis fósseis como elementos efetivos dessa dotação.

Nesse caso, embora também esteja presente a questão da redução da dependência em relação aos países que detêm o controle das reservas de combustíveis fósseis, o vetor principal é a mudança climática global.

Uma terceira questão-chave da evolução energética relacionada à dotação de recursos naturais é a definição da efetividade dessa dotação a partir da evolução nas tecnologias de produção, transformação e uso da energia.

Em função disso, pode-se afirmar que os fatores determinantes da dinâmica energética global tendem a alterar a configuração da atual dotação de recursos naturais no mundo, tanto no que diz respeito à concentração espacial dos recursos quanto no que concerne à sua própria qualificação, procurando “desconcentrá-los” e “requalificá-los” a partir da busca de novas reservas e novas fontes fora da atual base de recursos; fazendo face aos reclames pela redução da dependência energética em relação a países “não-confiáveis” e por respostas efetivas aos problemas gerados pela mudança climática global.

A tecnologia

O segundo fator determinante da dinâmica energética é a tecnologia e tem relação direta com o fator anterior.

Assim, a questão da ampliação do acesso aos recursos naturais – novas reservas e novas fontes -, previda pela tentativa de reduzir a dependência energética e os impactos ambientais, direciona os esforços tecnológicos e condiciona a evolução futura do contexto energético.

No caso do petróleo/gás duas questões-chave se colocam.

A primeira delas diz respeito à superação dos desafios tecnológicos associados à exploração de áreas geológicas desfavoráveis, como é o caso da exploração em águas profundas e ultra-profundas.

A segunda questão-chave está relacionada ao desenvolvimento tecnológico na área de recursos “não convencionais”: areias betuminosas, petróleo ultra-pesado e combustíveis sintéticos (petróleo); e shale gas (gás natural).

Tanto em um caso quanto no outro, a tecnologia contribui para ampliar a base de recursos naturais, quer seja viabilizando a produção em áreas extremamente desfavoráveis, quer viabilizando a incorporação de novos recursos para a manutenção da cadeia petrolífera/gasífera.

No caso específico do gás, cabe ressaltar a busca de maior flexibilidade na cadeia produtiva desse energético, sintetizada no avanço das tecnologias ligadas ao Gás Natural Liquefeito (GNL), que tem como objetivo principal alcançar no gás uma flexibilidade logística que tem como referência a do petróleo; fugindo, dessa forma, da rigidez característica das integrações espaciais feitas por gasodutos.

A redução da dependência energética e a diminuição dos impactos ambientais da matriz de geração de eletricidade são os dois grandes propulsores do esforço tecnológico no setor elétrico.

Nesse caso, surgem três questões-chave tecnológicas determinantes das perspectivas de evolução do setor.

A primeira é o esforço tecnológico para aumentar a eficiência das tecnologias de geração tradicionais; a segunda é o esforço para desenvolver tecnologias de geração que utilizem combustíveis renováveis: eólica, fotovoltaica, geotérmica e biomassa; e a terceira é o esforço tecnológico para melhorar a eficiência energética dos bens de consumo que utilizam a eletricidade.

Note-se que esse conjunto de esforços abarca dois movimentos importantes, que têm conseqüências sobre a base de recursos naturais.

O primeiro deles implica na melhoria da eficiência ao longo de toda a cadeia energética da eletricidade, da produção à utilização, que tem como resultado a redução das pressões sobre essa base de recursos; a partir de uma mediação

mais eficiente entre recursos e usos proporcionada pelo avanço esperado no ator principal dessa mediação que é a tecnologia.

O segundo movimento implica na incorporação de novos recursos renováveis à base de recursos naturais, mediante o avanço tecnológico na geração de energia elétrica que os utiliza como insumo, permitindo, justamente, a ampliação dessa base.

Os mesmos fatores indutores do esforço tecnológico – redução de dependência e do impacto ambiental – no setor elétrico estão presentes no setor de biocombustíveis.

Esses fatores geram três questões-chave de natureza tecnológica.

A primeira delas diz respeito à evolução da melhoria da produtividade das matérias-primas (convencionais – cana -; e não-convencionais – celulose, algas e novas plantas -); a segunda tem a ver com a evolução das inovações no processo de conversão (conversão celulósica); a terceira diz respeito à obtenção de novos produtos energéticos (combustíveis) e não-energéticos (produtos químicos).

Organização das indústrias e dos mercados

O terceiro fator determinante da evolução do sistema produtivo energia é a dotação organizacional e envolve a organização das cadeias produtivas, das empresas e dos mercados. As questões-chave determinadas a partir desse fator resultam da interação entre os dois fatores abordados anteriormente – recursos naturais e tecnologia – e um terceiro, que será visto a seguir, que é a dotação institucional.

No setor de petróleo, a primeira questão-chave para a sua evolução é um prolongamento das anteriores e diz respeito justamente à superação das dificuldades organizacionais referentes à expansão da oferta de petróleo Não-OPEP, que tem implicado em uma expansão da oferta desse energético aquém daquela exigida pela expansão da demanda; caracterizando um equilíbrio apertado entre oferta e demanda que tem óbvias implicações sobre o preço dessa fonte de energia. Nesse sentido, esta é uma questão-chave que se alinha com as questões-chave relacionadas à busca de novas reservas fora do Oriente Médio e da Rússia e, mais do que isso, explicita as dificuldades encontradas na implementação dessa estratégia.

A outra questão-chave organizacional é a superação das dificuldades da expansão da capacidade de refino. Aqui, mais uma vez, a incorporação de novos recursos, de qualidade inferior (ex: óleos mais pesados), e maiores exigências ambientais (ex: produtos de melhor qualidade ambiental e restrições à construção de novas refinarias), mais a necessidade de produzir derivados mais leves, levaram a um forte movimento de flexibilização e modernização do parque de refino já existente. Contudo, esse movimento já apresenta sinais claros de exaustão, colocando a necessidade de construção de novas refinarias e a expansão efetiva da capacidade produtiva em um cenário de custos maiores,

sem a qual não será possível, como na questão anterior, reduzir as pressões sobre os preços no mercado de petróleo e derivados.

Já no setor de gás natural, as questões-chave organizacionais têm uma forte influência das reformas institucionais liberalizantes levadas a cabo nos anos 1990s.

Nesse caso, a primeira questão-chave se refere à forte elevação do grau de concentração dos mercados, fruto dos processos de fusão e aquisição de empresas de gás e energia elétrica, e de verticalização, resultante do movimento de integração ao longo da própria cadeia de gás – produção, transporte e distribuição.

A segunda questão-chave organizacional no setor de gás é o desenvolvimento e consolidação dos mercados secundários e spots.

Note-se que a configuração das duas questões só se tornou possível a partir das referidas reformas e a sua evolução está intimamente ligada à evolução dessas mesmas reformas.

As questões-chave organizacionais no setor elétrico seguem o mesmo diapasão do setor de gás natural.

Aqui, a grande questão-chave organizacional também está relacionada aos grandes movimentos de concentração e verticalização observados no mercado elétrico; como a formação e consolidação de grandes empresas nacionais verticalmente integradas na Europa e fortes movimentos de fusões através dos mercados de capitais nos Estados Unidos.

Na definição das questões-chave organizacionais do setor de biocombustíveis irão confluir fortemente dois fatores determinantes do investimento: tecnologia e instituições.

No caso do etanol, em termos de organização dos mercados, podem ser identificadas três questões: a manutenção da posição de benchmark do etanol brasileiro; a inserção do Brasil como grande exportador; e a incorporação às estratégias dos produtores brasileiros dos desafios tecnológicos e das oportunidades de diversificação associadas à indústria do futuro de biocombustíveis.

Já para o biodiesel, são duas as questões-chave organizacionais: a busca de matérias-primas competitivas e a definição do tripé tecnologia – escala de produção – modelo de negócios.

Cabe observar que nessa indústria, a posição do Brasil é de protagonista e definidor de padrões industriais. Se no caso do etanol esse protagonismo é claro, no caso do biodiesel existe o potencial de sê-lo, face, por um lado, à indefinição hoje existente em relação ao padrão tecnológico/organizacional/institucional dessa indústria, por outro, às claras ambições brasileiras de implantar e ampliar fortemente a sua indústria de biodiesel.

Portanto, a atuação brasileira, como sujeito, na definição da evolução desse setor é totalmente distinta daquela encontrada nos setores anteriores.

As Instituições

O último fator determinante da dinâmica energética é a dotação institucional.

Na medida em que remete diretamente às políticas públicas e, portanto, à atuação do Estado, as questões-chave derivadas deste fator determinante da evolução energética sintetizam o conjunto daquelas abordadas anteriormente.

No geral, a grande questão-chave institucional da energia é a redução da dependência energética dos Estados nacionais e a redução dos impactos da mudança global do clima. Neste contexto, o caso paradigmático é a política energética do novo governo americano.

No setor de petróleo, a grande questão-chave institucional é a definição dos papéis dos setores público e privado nessa indústria, em um contexto de ampliação do controle do Estado sobre as reservas e, por conseguinte, sobre as rendas petrolíferas.

No setor de gás natural, a questão-chave institucional é a evolução da gestão de dois processos antagônicos: a introdução da competição – desverticalização e o aumento do número de competidores –, por parte do Estado, e o aumento da verticalização e da concentração do mercado, por parte das empresas.

Esta questão se amplia no caso do setor elétrico, no qual a questão-chave institucional consiste na evolução da coordenação de um conjunto de políticas públicas: energia, meio ambiente, tecnologia, indústria e segurança nacional.

Nos biocombustíveis, três questões-chave relacionadas às perspectivas do investimento neste setor podem ser definidas.

A primeira delas diz respeito à evolução das restrições ambientais; a segunda está associada à evolução das políticas de incentivos à utilização de biocombustíveis; e a terceira está ligada à evolução de políticas de apoio ao desenvolvimento dos biocombustíveis avançados, os chamados biocombustíveis de segunda geração.

Evolução e crise

Por último, e não menos importante, cabe discutir um evento que tem o potencial de redimensionar, ou não, as questões-chave aqui abordadas: a crise financeira do segundo semestre de 2008.

No que concerne ao horizonte de longo prazo, a questão fundamental é em que medida a crise altera qualitativamente as questões-chave aqui colocadas.

Nesse contexto, em termos da tensão hoje existente entre os detentores dos recursos naturais e os seus consumidores, pode-se imaginar uma redução momentânea dessa tensão, em função da diminuição da pressão da demanda

acarretada pela redução da atividade econômica. Contudo, essa mesma redução, via as expectativas dos produtores de energia, pode levar a uma redução na expansão da oferta, o que, ao fim e ao cabo, aponta para o ressurgimento da tensão mais à frente, no momento da recuperação.

Em outras palavras: dadas às restrições concretas hoje existentes à expansão da oferta, não existe nada que aponte no sentido da redução da importância da estratégia de redução da dependência do suprimento de energia de determinados países e regiões, no contexto global do sistema produtivo energia.

O mesmo raciocínio vale para aqueles fatores que determinam uma expansão desse sistema baseada na intenção de reduzir os impactos ambientais relativos à mudança climática.

Nesse caso, embora a redução da atividade econômica, causada pela crise, atenuem os impactos ambientais, ela não muda a natureza do problema, tampouco as pressões políticas para que ele seja enfrentado.

Face a isto, pode-se afirmar que a crise não modifica essencialmente os vetores principais que hoje movem as transformações no mundo da energia: redução da dependência energética dos países centrais e diminuição dos impactos ambientais associados à mudança climática global.

Na medida em que não modifica esses vetores, a crise também não modifica as questões-chave, as oportunidades e os desafios que nascem, justamente, desses vetores.

Fonte:

Este texto se baseia em parte do capítulo 2 da Nota Técnica sobre o sistema produtivo Energia, apresentada no contexto do projeto Perspectiva do Investimento no Brasil (PIB), cujo principal objetivo é estudar as perspectivas de longo prazo do investimento na economia brasileira.

Financiado pelo BNDES e realizado por uma equipe de pesquisadores ligados a diversas instituições de ensino e pesquisa do país, capitaneados pela UFRJ e pela UNICAMP, o PIB teve início em julho de 2008 e encontra-se em fase de conclusão.

.

A indústria de gás natural no Brasil: os desafios para o novo Governo

Por Edmar de Almeida

O desenvolvimento recente da indústria de gás natural no Brasil ocorreu num contexto de relativa escassez de gás nacional. As reservas e a produção brasileira eram modestas, e em sua grande maioria proveniente de campos gás associado pertencentes à Petrobras. Por isto mesmo, a difusão do gás natural no país só se alavancou com o contrato de importação da Bolívia que viabilizou a construção do gasoduto Bolívia-Brasil.

Esse contexto de escassez teve seu auge entre 2006 e 2008, quando a instabilidade política na Bolívia inviabilizou o aumento do volume importado daquele país. A escassez de gás nesse período levou a Petrobras a elevar os preços do gás doméstico e importado e a se lançar em um enorme esforço para aumentar a produção doméstica e diversificar as importações via GNL. Esse contexto de escassez e preços elevados do gás foi uma premissa importante do planejamento e regulação da indústria de gás no Brasil.

Nos últimos dois anos o país vem colecionando boas notícias com relação a descobertas de gás natural. As descobertas do Pré-sal apresentam um grande potencial para produção de gás. Em média, os campos de óleo descobertos na área do pré-sal da Bacia de Santos contêm 20% de gás natural. Estimativas da Petrobras dão conta de um potencial produtivo de cerca de 40 milhões de metros cúbicos por dia (Mm³/dia), apenas no cluster de Santos.

Além das descobertas no Pré-sal, a exploração nas Bacias de São Francisco (Minas Gerais), Solimões (Amazonas) e Parnaíba (Maranhão) vem apontando um grande potencial produtivo para o gás natural. No caso destas três bacias, o potencial produtivo é de gás não associado. Portanto, a produção somente se viabilizará caso haja mercado capaz de pagar um preço que possa cobrir os custos de produção e transporte do gás natural.

Se por um lado essas descobertas de gás natural representam um grande potencial econômico para o país, por outro lado não será fácil viabilizar o aproveitamento das mesmas. O próximo Governo terá como um dos principais desafios no planejamento energético viabilizar o aproveitamento dos recursos e reservas de gás recentemente identificados na Amazônia, no Maranhão e no Pré-sal.

O aproveitamento do potencial de produção de gás no Brasil irá requerer um grande volume de investimentos em Exploração & Produção (E&P) e no transporte de gás. Na indústria de gás natural, os investimentos no upstream e transporte só se viabilizam se houver mercado garantido para este gás. Ou seja, os investidores primeiro tentam assinar contratos de venda da produção futura do gás para depois injetar recursos na produção e transporte. Isto é necessário porque o gás natural não é uma commodity que pode ser transportada e comercializada para qualquer mercado, como é o caso do petróleo. No caso do

gás natural, os investimentos em transporte já definem onde e quem irá comprar o gás natural.

Em algumas regiões, como na Amazônia e possivelmente no Maranhão, não existe um mercado de gás significativo a não ser o uso do gás para produção de eletricidade. Ou seja, dado os grandes volumes descobertos, somente novas termelétricas poderiam criar um mercado com volume suficiente para justificar os investimentos em produção e transporte. Atualmente, o arcabouço regulatório do setor elétrico não viabiliza o aproveitamento de reservas de gás natural com uso exclusivo no setor elétrico. Isto ocorre porque as termelétricas operam de forma complementar à geração hidráulica. Ou seja, caso haja água nos reservatórios das hidrelétricas as termelétricas ficam desligadas, configurando uma situação na qual elas acabam operando menos de 30% do tempo.

Em função disso, o contrato de venda de gás para as térmicas que entram no leilão da ANEEL pressupõe uma operação de apenas 25% do tempo. Nestas condições, as térmicas não podem dar garantias de compra de gás e, portanto, não podem ancorar projetos para desenvolvimento das reservas de gás natural. No caso da Amazônia, o governo brasileiro terá que optar entre deixar as reservas no chão, desperdiçando este potencial energético e econômico ou mudar as regras do setor elétrico para permitir que as térmicas que usem este gás operem de forma ininterrupta. O custo de mudar a regra seria mais emissões de CO₂, já que eventualmente estas térmicas operariam inclusive em momentos em que as hidrelétricas tivessem capacidade de produção – ou seja, água nos reservatórios. Esta será uma decisão de política energética muito difícil, cujo debate certamente irá envolver vários segmentos da sociedade nacional.

O desafio da futura abundância de gás não se restringe a criar mercados para o gás. Mesmo com o encaminhamento de uma solução para esta questão, restarão importantes desafios associados à regulação da própria indústria do gás natural. Um dos principais desafios será fazer valer a nova lei do gás natural. Esta nova lei mudou radicalmente a dinâmica dos investimentos em transporte de gás natural no Brasil. De acordo com a nova lei, os investimentos em transporte deverão ocorrer a partir de um processo licitatório no qual o investidor no gasoduto será selecionado pelo critério da menor tarifa requerida. Entretanto, para que uma licitação possa ocorrer, o Ministério de Minas e Energia (MME) deverá realizar um plano de expansão da rede de gás. Em seguida, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) deverá realizar um concurso para alocação de capacidade no qual os futuros compradores de gás se engajarão em contratar antecipadamente serviços de transporte de gás natural.

A realização do plano de expansão da rede de transporte de gás não será uma tarefa fácil. Por um lado, a sua realização depende de premissas sobre onde e quem irá consumir o gás natural. Este plano pode se tornar inócuo caso parta de premissas equivocadas. De nada adianta um plano de expansão da rede de transporte de gás se não aparecerem carregadores interessados em comprar a capacidade de transporte dos gasodutos. Por outro lado, para que as termelétricas possam ser um mercado importante para ancorar os

investimentos nos gasodutos será necessário redefinir a forma de operação destas térmicas no setor elétrico brasileiro.

A viabilização dos investimentos necessários ao aproveitamento do potencial produtivo de gás natural no Brasil representará um grande desafio com várias dimensões. Em primeiro lugar será necessário tomar importantes decisões de política energética que podem afetar o planejamento da expansão do setor de gás e eletricidade. Em segundo lugar, será necessário um grande esforço de coordenação institucional para buscar uma convergência entre os diferentes órgãos do governo envolvidos no processo (EPE, ANEEL, MME, Petrobras e ANP). O planejamento deverá ser realizado pelo Estado, mas deverá levar em conta os interesses dos produtores e dos consumidores de gás natural, já que são estes que, em última instância, estarão mobilizando os recursos para viabilizar a expansão da produção. Portanto, será necessário que o Governo tenha capacidade de estabelecer um diálogo com o setor produtivo, resguardando a sua independência para perseguir seus objetivos de política energética.

O exposto acima deixa claro que, no caso do gás natural, ser “abençoado por Deus” não basta. O Brasil precisará mobilizar uma quantidade importante de “recursos institucionais” para enfrentar questões políticas e econômicas muito complexas colocadas pela futura abundância de gás natural.

O balanço do vazamento de petróleo no Golfo do México

Por Thales Viegas

Passados 87 dias o vazamento de óleo no Golfo do México do poço danificado Macondo (MC-225) foi plenamente interrompido pela primeira vez no dia 15 de julho de 2010, quando a última das três válvulas do gigantesco funil foi fechada. A BP injetou lama e cimento pela boca do poço para tampá-lo. Ela ainda está terminando de perfurar a galeria auxiliar para selar (por baixo) o MC-225 por meio do poço de alívio. Após várias tentativas o desafio de vedar o poço avariado deve ser superado.

Além de danos ambientais o acidente vem causando prejuízos financeiros à empresa. A tabela abaixo resume o acidente em números. Do total de petróleo derramado apenas 20% foi recuperado, ainda que a operação de resposta tenha sido de grandes proporções como apontam os dados. A área costeira afetada abrangeu cinco estados e motivou milhares de pedidos de indenizações, além das multas que podem ultrapassar US\$ 17,6 bilhões caso se comprovem as acusações de negligência grave da BP. Para fazer frente a tantas despesas, a BP provisionou um gasto de cerca de US\$ 32 bilhões, o que a fez planejar a alienação de ativos na mesma ordem de grandeza, situados basicamente na América do Sul e do Norte. No segundo trimestre de 2010 a BP registrou prejuízo recorde mesmo aumentando a sua receita em 30%. Assim, a empresa informou que poderá voltar algum dia e extrair petróleo do MC-252, que era um projeto lucrativo. Acredita-se que o reservatório abaixo dele ainda contenha hidrocarbonetos avaliados em US\$ 4 bilhões.

Acidente em Números		Impacto Financeiro	
Período do Vazamento	87 dias	Gastos com Indenizações	US\$ 368 milhões*
Vazamento Médio/dia (barris)	60 mil	Prejuízo do óleo derramado	US\$ 360 milhões**
Vazamento Total (barris)	4,9 milhões	Gastos na Resposta	US\$ 6,1 bilhões
Capturado /Queimado (barris)	827 mil	Fundo Independente	US\$ 20 bilhões
Dispersantes lançados (litros)	1.850 mil	Gastos Totais Provisionados	US\$ 32,2 bilhões
Linha Costeira Afetada	665 milhas	Venda Planejada de Ativos	US\$ 30 bilhões
Embarcações Envolvidas	4300	Prejuízo do 2º Trim. 2010	US\$ 17 bilhões
Aeronaves	72	Lucro do 2º Trim. 2009	US\$ 3,1 bilhões
Pessoal envolvido	47,7 mil	Receita do 2º Trim. 2009	US\$ 63,4 bilhões
Pedidos de Indenização	145 mil	Receita do 2º Trim. 2010	US\$ 75,8 bilhões
Número de Pagamentos	103,9 mil	* Valor ainda Crescente	** Barril: US\$ 73,5

Fontes: Comando de Resposta ao Acidente & BP Deepwater Horizon Oil Budget (pdf)

A crença na eficiência dos sistemas de segurança levou as petroleiras a subestimarem os riscos. Nos últimos três anos elas investiram US\$ 39 bilhões para explorar novas fontes de petróleo e gás. Já os gastos em P&D ligados à melhoria da segurança, à prevenção de acidentes e às ações de resposta a vazamentos foram de US\$ 60 milhões no período.

A comissão que investiga o acidente com a Deepwater Horizon apontou que o objetivo da BP era reduzir custos e poupar tempo, acelerando o término da

perfuração que estava atrasada em relação ao cronograma planejado. No plano de exploração do MC-252 a BP anunciou o projeto como sendo de baixo risco, sem potencial de danos significativos ao meio-ambiente. Por um lado a BP carecia de pessoal e processos seguros, por outro é provável que os avanços tecnológicos e a menor ocorrência de grandes vazamentos no passado recente tenham criado a sensação de que a natureza estaria dominada nesse campo de conhecimento. O acidente altera as concepções na categoria probabilidade, de modo que os acidentes passam a ser tratados como cenários mais prováveis de ocorrer.

Mesmo a BP tendo um histórico recente de acidentes o CEO da BP Tony Hayward focou a redução de custos para reduzir o *gap* nesse item em relação à Exxon e a Shell. Entre 2007 e 2009 eliminou 7.500 postos de trabalho e em 2009 cortou custos em US\$ 4 bilhões. Os orçamentos dos projetos teriam sido subestimados reforçando a dificuldade da empresa de reduzir riscos, o que lhe rendeu multas recorrentes. Ainda assim, a BP garantia ter melhorado os seus padrões de segurança. Embora os seus executivos soubessem que o número de incidentes estava crescendo, a cultura do desempenho financeiro *stritu senso* continuava sendo prioridade. Optou-se por reduzir custos em detrimento de certas normas prudenciais da IMP. A BP foi incapaz de aprender com os seus próprios erros de acidentes anteriores. Após o desastre a BP terá que gastar muito para reduzir o desgaste em sua imagem. Para isso o novo CEO anunciou que dará assistência ao Golfo do México durante anos e adotará uma nova cultura organizacional.

É possível traçar um paralelo entre a BP e outras petroleiras. Depois do derramamento do Exxon Valdez que teria sido causado por uma sucessão de erros de sua tripulação a empresa alterou seus processos, aumentando o nível de segurança neles envolvidos. Com a Petrobras não foi muito diferente. Após alguns acidentes nos anos 1990 e início dos anos 2000 a empresa revisou seus procedimentos. Ela aprimorou a sua capacidade de prevenção, contenção e reparação de danos envolvendo incidentes com vazamento de petróleo. A empresa teria investido R\$ 4,2 bilhões em seu Programa de Excelência em Gestão Ambiental e Segurança Operacional. Aqueles acidentes teriam ocorrido num momento em que a empresa estava sendo preparada para ser privatizada. Ela tinha um quadro de trabalhadores insuficiente e passou a funcionar apenas segundo a lógica de mercado, priorizando mais o lucro. Mais adiante, a Petrobras se reestruturou, voltou a obter resultados operacionais satisfatórios sem comprometer metas financeiras. Hoje ela está entre as maiores empresas de energia do mundo, mesmo gastando mais com SMS.

Após o acidente foi anunciada a descoberta no Brasil uma maneira simples e eficiente de retirar petróleo derramado no mar e ainda aproveitá-lo. A tecnologia usa a glicerina gerada na produção de biodiesel, que transformada em pó e lançada sobre o petróleo forma uma espécie de massa plástica flutuante capaz de absorver o petróleo em uma proporção 23 vezes superior a seu peso. Após a filtragem da mistura o petróleo pode ser refinado. Também foi desenvolvido no país um novo sistema detector de vazamentos para dutos de petróleo. São instalados sensores acústicos e de vazão nos dutos que indicam imediatamente eventuais vazamentos nos mesmos. As *supermajors* Exxon, Chevron, Shell e ConocoPhillips também anunciaram a criação de uma *join-*

venture para desenvolver um sistema que permita uma resposta rápida a derramamentos de petróleo e seja capaz de recolher até 100 mil barris/dia de óleo a profundidades de até três mil metros. Os investimentos iniciais estão estimados em US\$ 1 bilhão e se espera que ele esteja pronto para o uso ao final de 2011. Este novo sistema será flexível, podendo ser mobilizado em 24 horas. A IMP constatou que não havia equipamento para controlar um vazamento daquele porte. As empresas buscam reconstruir a credibilidade da IMP demonstrando que é possível produzir petróleo e gás natural em águas profundas com maior segurança a partir de uma administração eficiente de riscos e SMS.

O derramamento no Golfo do México fez com que a avaliação de risco na IMP se alterasse. O risco ambiental passou a ser percebido num patamar superior, elevando os preços dos seguros e pressionando a política ambiental dos países a incorporar normas mais rígidas e restritivas que tendem a mudar as condições de exploração e produção no mundo. A construção de uma nova geração de equipamentos de prevenção e a adoção de procedimentos de segurança mais sofisticados e com redundância deverão ser incentivadas. Além disso, os limites superiores das multas podem se ampliar bastante.

Nos últimos anos o custo de exploração no segmento *offshore* profundo aumentou muito devido à superioridade da demanda frente à oferta de insumos, especialmente, de sondas. O acidente da BP pode ter um efeito ambíguo do ponto de vista de custos caso rebaixe a demanda por sondas, o que reduziria o valor do seu aluguel, podendo compensar em parte os aumentos nos outros itens de custo. No caso do Brasil, a exploração do pré-sal deve aumentar ainda mais a demanda por insumos pressionando os custos. Como a Petrobras será operadora única nesta área, seus procedimentos de segurança por um lado tendem a onerar a produção, independente de novas exigências ambientais, mas por outro a sua *expertise* em águas profundas e a contratação de sondas por longos períodos garantem a disponibilidade dos recursos para que os planos de exploração não atrasem e tenham de ser acelerados, o que seria muito arriscado. Nesse contexto, a capacidade de fiscalização da ANP precisa ser fortalecida efetivamente.

De modo geral, o acidente em tela pode adiar a explorações em novas áreas no mundo e estimular a busca por novas fontes de energias, mas as condições objetivas requeridas para que o setor energético se altere bastante não estão postas. Grande parte da demanda por petróleo ainda é rígida e pode não mudar muito nas próximas duas décadas. O acidente tende a reorientar a política energética e ambiental dos EUA estimulando a eficiência energética (tecnologias de consumo) e aumentando os subsídios às novas tecnologias de produção (especialmente de energias renováveis) bem como melhorar a regulação da exploração de petróleo *offshore*. Após o acidente os EUA disponibilizaram US\$ 2 bilhões em financiamento para firmas de energia alternativa. Os incentivos às energias renováveis devem vir acompanhados de uma reorientação dos esforços de inovação e regulação do setor energético. Assim, é possível que biocombustíveis como o etanol e as demais energias renováveis elevem a sua participação no consumo global.

Por fim, diante da possível mudança do quadro regulatório do setor energético mundial duas oportunidades surgem para a BP. A primeira é a de aproveitar o seu pioneirismo em energias renováveis para aumentar a oferta e a rentabilidade desse seu negócio. Entre 2006 e 2009 a BP aumentou bastante as suas vendas de energia solar e a capacidade de geração eólica, além de elevar a sua posição em etanol e planejar a liderança mundial na área. A segunda oportunidade é a de reestruturar profundamente seus processos e ferramentas de controle e gestão, pois tamanha crise teria criado o ambiente requerido para a promoção de uma mutação organizacional na companhia, o que é desejável que ocorra. Como a exploração petrolífera ainda é bem mais lucrativa (e mais arriscada) do que as energias renováveis, a BP tem de reavaliar suas análises de risco-retorno. Há um *trade-off* entre gastar menos com segurança e lucrar mais no curto-prazo ou investir mais em segurança e reduzir os riscos de ter prejuízos elevados no futuro. Assim, uma boa gestão dos riscos operacionais envolve o investimento em tecnologias e processos que minorem a obsolescência e as falhas dos equipamentos. Como grandes acidentes geram prejuízos incomensuráveis para o meio ambiente e para a marca de uma firma, a adoção das melhores práticas da IMP é essencial para uma empresa que pretende ser lucrativa e competitiva diante dos concorrentes; enquanto estratégias puramente financeiras, que apostam apenas em choque de gestão sem investir no acúmulo de competências, podem comprometer seriamente o desempenho da firma e a integridade do meio ambiente.

A inexorável interdependência das políticas energéticas nacionais

Por Helder Queiroz

Dia 30 de agosto, o Grupo de Economia da Energia (GEE) e o Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) promovem um debate, na sede do próprio IBP, intitulado “Política Energética: da dependência à inserção internacional”. A iniciativa visa promover uma reflexão ampla sobre tema e contará com convidados externos ao GEE.

A oportunidade de promover este tipo de reflexão vai muito além do fato de que teremos um novo governo em janeiro de 2011. O debate sobre as questões energéticas tem sido pautado, no plano internacional e nacional, sobre o futuro da produção e uso das fontes de energia, o qual não pode ser mais dissociado das políticas que visam atingir simultaneamente três objetivos: a segurança do abastecimento energético, a redução da dependência energética dos Estados nacionais e a diminuição dos impactos das mudanças climáticas provocadas por gases de efeito estufa, em especial oriundos da queima de combustíveis fósseis. Não há nada de trivial na compatibilização desses objetivos, os quais provavelmente apontam para uma crescente importância do binômio Energia-Tecnologia no processo de busca de soluções.

No caso das indústrias de energia, existem externalidades negativas, ainda que em graus variados, na produção e uso de todas as formas de energia. Por esta razão, o Estado cumpre um papel fundamental tanto na definição de diretrizes de política energética, quanto na aplicação dos instrumentos econômicos e fiscais necessários à mitigação das externalidades e à garantia do abastecimento energético.

No Brasil, por décadas, o eixo condutor das políticas energéticas, desde o primeiro choque do petróleo, implementadas por governos muito diferentes, foi a tentativa de alcançar a auto-suficiência do petróleo. Este é um extraordinário traço comum das diretrizes governamentais para o setor energético brasileiro. Os resultados são largamente conhecidos. Ainda que o Brasil tenha que importar óleos leves para o equilíbrio do seu processo de refino, o grau de dependência líquida das importações de petróleo é, hoje, próximo de zero. E as possibilidades descortinadas com as importantes descobertas do Pré-Sal, mesmo com grandes desafios tecnológicos e institucionais, a serem equacionados e superados, colocam o país numa privilegiada posição em matéria de dotação de recursos energéticos.

Assim, no setor de energia no Brasil, as perspectivas do país consolidar a posição de exportador líquido de petróleo e derivados, de gás natural e mesmo de biocombustíveis (em especial, etanol) condiciona a curto, médio e longo prazos as tendências setoriais de investimentos.

Cabe observar, contudo, que a Condição Exportadora não está dada e deve ser construída, pois comporta riscos, e deve ser negociada nos campos político e comercial. Sua construção depende, assim, das diferentes formas de inserção

internacional, e também da dinâmica internacional da indústria mundial de energia.

Estes riscos estão associados a uma série de questões sobre a evolução do setor de energia ao longo das próximas décadas, tanto em matéria de estratégias empresariais, quanto da efetividade de política energética nacional, bem como das novas políticas energéticas em curso em diferentes países, visando a redução de emissões.

Neste sentido, importa destacar dois aspectos cruciais relativos a este tema e que implicam numa maior interdependência de políticas:

- No plano internacional, parece claro que haverá uma tendência à ampliação do grau de interdependência das políticas energéticas nacionais. As alternativas de substituição dos combustíveis fósseis, em diferentes países, reduzem as possibilidades de viabilizar plenamente as oportunidades de exportação de carvão, de petróleo e de seus derivados dos países com maiores dotações de recursos energéticos. Decisões de investimento para ampliar a capacidade de oferta destes energéticos, hoje, comportam riscos maiores do que no passado, quando as incertezas ficavam circunscritas às elasticidades preço e renda da demanda, condicionando as taxas esperadas de crescimento.
- No plano nacional, dada a magnitude das reservas esperadas, o advento das descobertas do pré-sal se desdobra na necessidade de articulação da política energética com as políticas macroeconômica, ambiental, tecnológica, industrial, externa, de formação de recursos humanos, entre outras. Tal articulação terá que ser instituída a partir de bases inteiramente novas. No passado, como foi dito acima, o norte das políticas energéticas foi a redução da dependência. A busca de uma participação relevante no cenário energético internacional exigirá arranjos institucionais, dispositivos regulatórios e instrumentos de política energética distintos daqueles usados no passado e adequados aos novos objetivos inerentes ao almejado status de exportador líquido de energia.

Desse modo, a evolução do setor de energia no Brasil, a longo prazo, se constitui numa tarefa de grande complexidade técnica, econômica e institucional na concepção e desenvolvimento dos projetos de expansão. Isto decorre das diferentes dimensões (tecnológica, financeira, ambiental...) que influenciam as decisões de investimento e do número crescente de atores econômicos envolvidos (empresas operadoras, instituições de financiamento, órgãos públicos das esferas do Executivo, Legislativo e Judiciário no âmbito federal, estadual e municipal