

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Maio/Junho de 2010 – Ano 10 – n.2

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados nove artigos:

Belo Monte: o paradoxo da abundância, por Edmar de Almeida.

O futuro dos biocombustíveis II: Por que a indústria de biocombustíveis do futuro será diferente da que conhecemos hoje? Por José Vitor Bomtempo.

Energia = tecnologia + instituições, por Ronaldo Bicalho.

Integração energética na América do Sul: motivações, percalços e realizações, por Renato Queiroz e Thaís Vilela.

Um panorama sobre os desafios da energia, por Ronaldo Bicalho.

Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2019: trajetórias principais, por Luciano Losekann.

Modelos de demanda por combustível no Brasil, por Thaís Vilela.

Acidente em plataforma operada pela BP e iniciativas de contenção do vazamento, por Thales Viegas.

O contrato de partilha da produção no Pré-sal: o perigo está nos detalhes, por Edmar de Almeida.

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.

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.

Belo Monte: o paradoxo da abundância

Por Edmar de Almeida

A licitação da hidroelétrica de Belo Monte suscitou um grande debate na sociedade brasileira sobre a viabilidade econômica e ambiental do projeto. Um grande número de agentes políticos e econômicos vem apontando os aspectos negativos do ponto de vista ambiental, econômico e mesmo eleitoral do projeto. Quase sempre aqueles que buscam apontar os problemas do projeto eximem-se de analisar quais seriam as vantagens e desvantagens das alternativas energéticas a Belo Monte. E o faz porque no nosso imaginário a escassez não é uma questão a ser pensada. A falsa premissa do debate sobre Belo Monte no Brasil é que existem opções muito melhores do ponto de vista econômico e ambiental à construção da usina no rio Xingu.

Uma boa parte da polêmica em torno de Belo Monte se deve ao que podemos chamar de paradoxo da abundância. Na grande maioria dos países industrializados, o potencial energético não é abundante. Nestes países, o planejamento da expansão do setor elétrico deve gerenciar a escassez e optar entre segurança de abastecimento, modicidade tarifária e sustentabilidade ambiental. Na China, por exemplo, onde carvão é a única fonte disponível para garantir a segurança do abastecimento de eletricidade, certamente Belo Monte não geraria a mesma polêmica.

Se, por um lado, o Brasil é privilegiado, apresentando uma abundância de recursos energéticos, por outro lado, não é razoável que o debate ignore totalmente a comparação destas alternativas, como vem acontecendo. A abundância de recursos energéticos para se transformar em vantagens comparativas para o Brasil, requer uma discussão com responsabilidade. O Brasil é o único país industrializado em que ainda existe um grande potencial de geração hidrelétrica. Este potencial foi aproveitado até o seu esgotamento na Europa e nos Estados Unidos. Ao abrir mão de aproveitar o restante do seu potencial hidráulico, o Brasil estará optando por utilizar de forma muito mais intensiva as outras fontes energéticas convencionais como óleo, carvão, gás natural e nuclear.

Vale ressaltar que o debate sobre Belo Monte não restringe à decisão de fazer ou não esta hidrelétrica específica. Discutir Belo Monte significa discutir se o país vai aproveitar ou não o potencial hidrelétrico da Amazônia. Cerca de 70% do potencial hidrelétrico brasileiro encontra-se na Região Amazônica. Certamente, boa parte das razões alegadas para não fazer Belo Monte se aplicaria também a todos os empreendimentos hidrelétricos na região. Portanto, a discussão sobre Belo Monte é fundamental para o futuro do aproveitamento hidroelétrico Brasileiro e para o futuro energético nacional.

Ao compararmos Belo Monte com as outras opções para expansão da oferta de eletricidade nos próximos anos fica claro que caso Belo Monte não se concretize o custo da nossa energia gerada e do nível das emissões de gases de efeito estufa teriam um aumento expressivo. Por um lado, não existem outros projetos hidrelétricos prontos para serem licitados para substituir o projeto Belo Monte.

Por outro lado, não é razoável pensar que seria possível substituir a quantidade de energia a ser ofertada por outras fontes renováveis (eólicas, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas). Ou seja, se o projeto Belo Monte não for implantado, o Brasil terá que, necessariamente, aumentar a contratação de energia gerada por termelétricas movidas a gás natural e/ou carvão.

Nos últimos leilões de compra de energia organizados pela Aneel o custo da energia gerada pelas fontes alternativas a Belo Monte, sejam elas termelétricas ou renováveis, ficou, em média, o dobro do custo de Belo Monte. Assim, o debate sobre a viabilidade de Belo Monte não pode deixar de considerar o custo e os impactos ambientais das alternativas.

Partindo da premissa de que o projeto de Belo Monte deve ser prioritário para preservar a modicidade tarifária e o baixo nível de emissões no setor energético brasileiro, pode-se debater de forma responsável quais seriam as melhores opções para se implementar o projeto. Grande parte da polêmica em torno do projeto gira em torno da definição da tarifa máxima e do processo licitatório para seleção dos investidores. No novo modelo do setor elétrico brasileiro a garantia da modicidade tarifária se dá através da competição para se obter o direito de investir nos projetos de expansão da oferta. Neste sentido, quanto maior o número de participantes maior o grau de competição e menor será a tarifa resultante. Entretanto, há que se reconhecer que em se tratando de um projeto com custos de investimento da ordem de R\$ 20 bilhões, o número de consórcios em condições de participar do processo tende a ser muito pequeno.

Num contexto de um pequeno número de participantes, a definição da tarifa máxima passa a ser fundamental para garantir a modicidade tarifária. Durante todo o processo licitatório de Belo Monte apenas 3 consórcios se apresentaram. Portanto, não é sustentável a idéia de que seria melhor fixar uma tarifa máxima mais elevada para atrair um grande número de participantes para deixar o mercado definir a tarifa módica. A competição entre um número tão pequeno de atores não traz garantias de que o preço justo pudesse ser atingido via leilão. Em síntese, neste baixo nível de competição a modicidade tarifária é definida pelo preço teto. Entretanto, a fixação da tarifa máxima num patamar muito baixo pode apresentar riscos para viabilidade econômica do projeto. A sabedoria da política pública é garantir a modicidade tarifária sem colocar a viabilidade econômica do projeto.

A viabilização de projetos da envergadura de Belo Monte depende da capacidade do Estado de implementar mecanismos de coordenação e redução das incertezas, que permitam a mobilização dos recursos necessários. Ao liderar o processo de decisão de investimento através da Eletrobrás e do BNDES, o Estado está assumindo um papel central e chamando pra si a responsabilidade de viabilização do projeto. Se, por um lado, o caráter estratégico da obra justifica um papel maior do Estado neste projeto, por outro, é legítimo que a sociedade acompanhe com atenção e debata e julgue as decisões que os agentes públicos estão tomando para viabilizar o projeto.

O futuro dos biocombustíveis II: Por que a indústria de biocombustíveis do futuro será diferente da que conhecemos hoje?

Por José Vitor Bomtempo

No primeiro post na nossa série sobre o futuro dos biocombustíveis, partimos de uma premissa clara: a indústria de biocombustíveis do futuro será bem diferente da que conhecemos hoje. Não se limitará aos produtos atuais – etanol e biodiesel –, nem aos processos e matérias primas de hoje. Sua base tecnológica e sua estrutura industrial poderão ser irreconhecíveis vistas de hoje.

Essa premissa é muito importante para refletirmos sobre as perguntas do post anterior. Vamos então discuti-la um pouco mais e tentar defendê-la.

Por que se pode dizer que uma nova indústria baseada em biomassa voltada aos biocombustíveis e bioprodutos está sendo construída? Algumas questões, relacionadas às limitações dos biocombustíveis ditos de primeira geração e às condições que devem preencher os biocombustíveis para que ocupem um espaço no mercado nas próximas décadas, orientam o ambiente de busca de inovações em biocombustíveis e bioprodutos. A visão neo-schumpeteriana da inovação sugere que para responder a um problema social e/ou para explorar uma oportunidade de negócios, os inovadores agem no âmbito de um ambiente de seleção. O ambiente de seleção corresponde ao conjunto de fatores econômicos, sociais e institucionais que atuam como mecanismos de seleção para as tecnologias.

Os fatores que têm motivado os inovadores a explorar a biomassa para oferecerem suas respostas e, se as inovações forem bem sucedidas, colherem os prêmios, se tornaram nos últimos anos cada vez mais complexos. Por isso, a indústria está em efervescência em busca das melhores respostas ao ambiente de seleção para se inserir no mundo futuro de baixo carbono. Ou de forma mais direta e clara, como disse recentemente Phil New, executivo chefe da BP Biofuels: *“It still feels like the final bets have not been made”*.

Vamos aos pontos que marcam esse ambiente de seleção:

- Os biocombustíveis de 1ª geração competem com alimentos diretamente ao utilizarem matérias primas nobres e de uso alimentar;
- Os biocombustíveis de 1ª geração competem com alimentos, mesmo se não deslocam alimentos para uso energético, ao ocuparem terras férteis e deslocarem a produção de alimentos;
- Os biocombustíveis de 1ª geração, exceto o etanol de cana de açúcar, não são sustentáveis do ponto de vista ambiental;
- Os biocombustíveis de 1ª geração não têm condição, pelo nível de produtividade atual, de serem produzidos nos volumes previstos para atender os programas de utilização de energia renovável;

- Os biocombustíveis de 1ª geração utilizam matérias primas com problemas de qualidade, disponibilidade e preços que comprometem a viabilidade econômica da indústria;
- Os biocombustíveis de 1ª geração (etanol) não são substitutos ideais dos derivados de petróleo em termos energéticos e ainda exigem a construção de infraestrutura de transporte, distribuição e a adaptação dos motores.

Muitos dos problemas acima estão ligados direta ou indiretamente à questão da sustentabilidade ambiental e da competição com alimentos. De certa forma, o debate se tornou mais claro nos últimos 2 anos. O estudo realizado pela ONU “*Towards sustainable production and use of resources: Assessing Biofuels*” pode ser citado como a referência na questão. No contexto americano, o RFS (*renewable fuel standard*) estabeleceu um teto de 16 bilhões de galões para o de etanol de milho, o que deverá ser atingido em 2016. O importante é que a incorporação dessas restrições ao ambiente de seleção impulsionou ou tem impulsionado a busca de inovações em matérias primas.

A busca da matéria prima ideal, ou de algumas matérias primas ideais, está em aberto e evoluindo rapidamente. Os requisitos das matérias primas incluem fatores múltiplos e não facilmente conciliáveis: disponibilidade, preço, qualidade em relação ao processo de conversão, sem esquecer a sustentabilidade ambiental.

No estágio atual parece claro que a cana de açúcar, cultivada nos níveis da produtividade brasileira, seria, entre as matérias primas disponíveis, a mais próxima do ideal. Essa matéria prima tem sido utilizada até agora apenas como fonte de etanol a partir da fermentação do caldo, além da produção de eletricidade a partir do bagaço. Entretanto, outras alternativas de combustíveis e bioprodutos a partir da cana como o diesel drop in da Amyris, o projeto Veranium/BP de etanol celulósico ou o polietileno da Braskem têm surgido, reforçando o valor e potencial da cana de açúcar na indústria baseada em biomassa. Outras culturas energéticas têm sido desenvolvidas como, por exemplo, switchgrass e miscanthus nos EUA e Canadá, e pinhão manso na Índia e outras regiões. O processo de desenvolvimento dessas culturas tem sido difícil como é da natureza das inovações com esperanças e decepções que se alternam em resposta aos esforços dos pesquisadores e investidores. O cultivo e uso de novas plantas exige um tempo de maturação que não pode ser ignorado e cujos resultados são, por natureza, incertos.

Nesse processo de busca de solução para o problema das matérias primas, duas alternativas merecem no momento o foco das atenções: as algas, em primeiro lugar, e os resíduos urbanos, em particular os resíduos sólidos (*municipal solid waste*).

O que fazer com tantas opções de matérias primas? A essa multiplicidade de matérias primas acrescentam-se as diversas tecnologias de conversão em desenvolvimento. Uma análise feita a partir de uma base de dados de 50 projetos inovadores em desenvolvimento permite avaliar a dinâmica tecnológica desses desenvolvimentos.

A análise das inovações de processo mostra em primeiro lugar uma amplitude de técnicas em desenvolvimento, utilizando diversas bases de conhecimento (fermentação, processos enzimáticos, engenharia genética, gaseificação, pirólise e ainda catálise e reações químicas), que traduzem o desafio dos biocombustíveis avançados de forma muito mais ampla do que a simples produção de etanol de celulose. Longe de ser irrelevante, a produção de etanol a partir de materiais celulósicos é um desafio tecnológico importante, e que vem sendo perseguido por diversas empresas, mas que não pode ser visto como sinônimo de biocombustíveis avançados, como parece ser às vezes a percepção dominante.

Cabe destacar que, ampliando o grau de variedade e multiplicidade das alternativas em jogo, mesmo tecnologias de conversão de mesma natureza e utilizando a mesma base de conhecimento estão sendo desenvolvidas segundo linhas variadas. O exame mais minucioso das diversas tecnologias de conversão em desenvolvimento traria por certo a percepção de que a competição pelas soluções a serem adotadas se dá não só entre as tecnologias gerais, mas também dentro de cada uma delas.

E as inovações de produtos? A princípio, deveriam ser pouco numerosas ou quase inexistentes. Inovações de produto são raras em combustíveis líquidos. A lógica natural da indústria é estabelecer especificações bem definidas de alguns produtos e buscar em inovações de processos a redução de custo e a melhoria de características. Nessa linha, boa parte dos esforços é de trabalhar 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 e de outros bioprodutos que possam competir com produtos químicos de base fóssil. Um número crescente de projetos inovadores tem se interessado pelas inovações de produto.

O problema da adaptação dos motores e da construção de infraestrutura de transporte e distribuição para o etanol e outros combustíveis de primeira geração tem aberto um espaço crescente para as inovações de produto e para a produção de biocombustíveis *drop in*. A interrogação sobre a natureza dos biocombustíveis do futuro, contrapondo etanol e outros biocombustíveis, tem sido colocada pela EPA americana ao discutir a evolução do RFS (*renewable fuel standard*). As discussões atuais sobre as limitações da infraestrutura americana para o etanol e as dificuldades para sua implementação reforçam essa tendência. Um trabalho interessante, publicado na newsletter da McKinsey em novembro de 2009, ilustra a complexidade do problema de infraestrutura para o etanol no EUA.

Ainda relacionado às inovações de produto, não pode deixar de ser mencionada a crescente importância do conceito de biorrefinaria. Esse conceito sugere que a exploração das biomassas precisa integrar uma visão multiproduto, explorando diversas correntes e processos, à semelhança das refinarias de petróleo que derivam do óleo um conjunto variado de produtos. No caso da biorrefinaria, os produtos energéticos aparecem ao lado de produtos químicos.

Em síntese, a indústria de biocombustíveis do futuro será muito diferente da atual porque existe um processo de inovação em curso ainda com muitas variáveis em aberto. Esse movimento costuma ser designado como voltado para o desenvolvimento dos chamados biocombustíveis de segunda geração ou biocombustíveis avançados. Dada a diversidade de alternativas tecnológicas e concepções que têm sido propostas, a denominação “segunda geração” está se tornando inadequada por destacar essencialmente algumas opções iniciais, como etanol de materiais celulósicos, em detrimento de um espectro muito mais rico e complexo que está sendo desenvolvido na direção do aproveitamento integral da biomassa (biocombustíveis, produtos químicos e bioeletricidade). Numa entrevista recente, o Secretário de Energia dos EUA, Stephen Chu, usou a expressão biocombustíveis de quarta ou quinta geração para enfatizar o quão inovadores e diferentes serão os biocombustíveis do futuro.

Energia = tecnologia + instituições

Por Ronaldo Bicalho

A relação entre as necessidades e os recursos energéticos não é estática no tempo e homogênea no espaço; na verdade, ela é dinâmica no tempo e heterogênea no espaço.

Para entender melhor esse dinamismo e essa heterogeneidade é preciso lembrar que entre as necessidades e os recursos energéticos há um conjunto de tecnologias – de produção, transporte e armazenamento, transformação e utilização – que estrutura as cadeias energéticas ao longo do tempo, definindo um conjunto de possibilidades, cujo aproveitamento, tanto em termos de timing quanto de intensidade, é definido a partir das instituições.

É justamente nessa combinação entre tecnologia e instituições que podem ser encontradas as explicações para o dinamismo temporal e para a heterogeneidade espacial da relação entre recursos e necessidades energéticas. Novas tecnologias não só criam novas necessidades, como também viabilizam novos recursos. O início do século XX foi marcado pela introdução de uma ampla gama de aparelhos eletrodomésticos que estabeleceu um padrão de conforto nos lares e ampliou as necessidades energéticas. Assim como, a introdução do motor a combustão interna, no mesmo movimento histórico, viabilizou os automóveis e introduziu um conjunto de necessidades energéticas associadas ao transporte individual.

Assim, se em uma ponta tem-se as tecnologias de uso – lâmpada, geladeira, ar condicionado, forno elétrico, enceradeira, etc. –, do outro, tem-se toda uma cadeia elétrica que vai, ao final, intensificar o uso dos recursos naturais para se gerar a eletricidade que vai ser consumida nesses aparelhos.

O mesmo vale para o motor a combustão interna que, por um lado, viabiliza o carro e, por outro, amarra toda uma cadeia energética – que passa pela refinaria e chega à produção do petróleo – necessária a se obter a gasolina para se colocar nesse carro.

Tomando-se a experiência brasileira como referência, constata-se que quando, em uma ponta da cadeia, se introduz um motor que não utiliza gasolina, mas usa álcool, introduz-se, na outra ponta da cadeia, um novo recurso energético, a cana. Portanto, o novo motor corresponde a uma nova fonte (o álcool), a um novo centro de transformação (a destilaria) e a um novo recurso (a cana); por conseguinte, a uma nova cadeia energética. Uma cadeia distinta daquela da gasolina, que vai atender a mesma necessidade (transporte individual), porém com outro conjunto de elos.

Desse modo, a evolução tecnológica associada a cada elo da cadeia energética não se restringe a esse elo, mas interage fortemente com a evolução do conjunto de tecnologias dessa cadeia. Isto significa que se, por um lado, as tecnologias de uso viabilizam a satisfação de determinadas necessidades e, até mesmo, criam novas, por outro, elas também condicionam a evolução das tecnologias de

transformação, na medida em que definem as características físicas das fontes de energia a serem utilizadas por essas tecnologias de uso. Essa definição não se restringe às tecnologias de transformação e alcançam as tecnologias de produção.

Assim, um motor a combustão interna que utiliza apenas gasolina amarra toda a cadeia energética, criando uma demanda por uma determinada transformação (refinaria) e por uma produção definida (petróleo). Se o mesmo motor puder usar também álcool, o atendimento dessa necessidade pode ser feito também por uma outra cadeia que inclui uma transformação distinta (destilaria) e uma produção diferente (cana).

Desse modo, a tecnologia de uso flexível, em relação ao combustível que ela usa, permite a flexibilidade de toda a cadeia energética.

Quanto mais flexível a tecnologia de uso, mais flexível a cadeia de suprimento da fonte utilizada por essa tecnologia. E isto pode ocorrer em um motor de carro, em uma caldeira, em um forno industrial, etc. Isto significa que pode-se ter caldeiras que têm condições de utilizar gás natural, óleo combustível, eletricidade e resíduos vegetais. Cada uso desses corresponde a uma cadeia: gás, petróleo, energia elétrica, biomassa.

Contudo, não é apenas o aumento da flexibilidade que caracteriza as trajetórias tecnológicas da energia, a melhora constante da eficiência energética dos equipamentos e processos também é uma marca dessas trajetórias.

Desde a Revolução Industrial, há um aumento constante dos rendimentos das tecnologias de uso, de transformação, de transporte e de produção de energia. Isto implica na redução continuada das perdas ao longo da cadeia e, portanto, na satisfação das crescentes necessidades sem o aumento proporcional do consumo dos recursos. Isto sem considerar o próprio incremento da nossa capacidade de identificar e mapear novos recursos.

Desse modo, a relação entre necessidades e recursos energéticos é extremamente dinâmica; principalmente, graças à tecnologia. Nesse sentido, fazer previsões sobre a evolução futura dessa relação é um desafio dos mais complexos. Grande parte dessa complexidade vem justamente da complexidade embutida nas previsões tecnológicas.

Porém, os problemas das prospecções envolvendo recursos e necessidades energéticas não se resumem à tecnologia.

Essa última é capaz de colocar à disposição uma lâmpada compacta que é muito mais eficiente do que uma lâmpada incandescente tradicional. Porém, a difusão dessa nova e eficiente tecnologia de iluminação pode ser tremendamente acelerada a partir de uma política governamental que incentive o seu uso e penalize a tecnologia tradicional.

O mesmo pode acontecer com as tecnologias de geração de eletricidade, a partir dos incentivos dados a uma delas – por exemplo, geração eólica –, em

contraposição às penalidades dadas a outras – por exemplo, as que utilizam combustíveis fósseis.

As instituições também podem atuar sobre as necessidades, incentivando umas – por exemplo, o transporte coletivo -, e penalizando outras – por exemplo, o transporte individual.

As instituições podem também, por um lado, incentivar o uso de determinados recursos – por exemplo, eólica, solar, resíduos de biomassa – e, por outro, até mesmo, interditar o emprego de outros – por exemplo, o petróleo do Alasca, a hidroeletricidade da Amazônia, o urânio/nuclear.

Além das incertezas relativas à atuação institucional, que dificulta as previsões sobre a evolução da relação necessidades versus recursos energéticos, cabe lembrar que essa atuação tem um forte caráter local. Esse “localismo” das instituições acaba sendo decisivo para o surgimento das heterogeneidades características dessa relação. O que dificulta ainda mais a sua modelagem e a confecção de diagnósticos e prognósticos sobre o tema energético.

Por isso tudo, a previsão sobre como vão evoluir as nossas necessidades energéticas e os recursos colocados ao nosso dispor é um dos temas mais difíceis de serem analisados.

Na verdade, o que se tem é um quebra-cabeça que pode ser montado de várias maneiras, a partir de um conjunto de peças que varia ao longo do tempo e de lugar para lugar.

Nesse sentido, há uma ampla gama de necessidades, de recursos, de tecnologias e de instituições, que podem ser reunidos de várias maneiras distintas. Não há uma maneira única e ótima de reuni-los. O que existe é uma configuração, no máximo, satisfatória, construída para atender um dado conjunto de necessidades consideradas razoáveis, a partir dos recursos naturais disponíveis e com as tecnologias existentes, e que é sancionada pelas instituições vigentes em um dado momento e em um certo lugar.

Integração energética na América do Sul: motivações, percalços e realizações

Por Renato Queiroz e Thaís Vilela

Motivações e Percalços

Apesar de diversos acordos bilaterais realizados ao longo dos anos, o processo de integração energética na América do Sul evolui de forma gradual. A obtenção de um mercado completamente integrado depende da superação de determinadas barreiras que serão explicitadas mais adiante. Vale assinalar que o ponto aqui levantado é a integração energética entre países de um continente, envolvendo questões estratégicas, políticas e econômicas. Não deve ser confundido, portanto, com interligação energética, que é uma transmissão de energia de um país para o outro. O primeiro conceito corresponde a um processo complexo, uma vez que está submetido a fatores inerentes às relações internacionais.

As experiências de integração na Europa vêm mostrando que o desenvolvimento da integração energética regional está sujeito a processos multidimensionais longos e sob uma complexidade muitas vezes imprevisível, pois são diversos os atores envolvidos nas decisões que, frequentemente, causam impactos no processo integrador. De fato, governos, empresas de energia regionais e internacionais, organizações não governamentais, instituições multilaterais de crédito, entidades regionais, entre outros, influenciam com os seus poderes os resultados das decisões.

No entanto, há de se considerar que energia é um vetor propício para a integração entre continentes e possui características que favorecem acordos para o aproveitamento racional dos recursos naturais. Além disso, cria oportunidades de redução de desigualdade dos países envolvidos; contribui para o desenvolvimento econômico e social da região; e, sobretudo, permite uma maior segurança energética porque favorece os países consumidores na busca pela diversificação de fontes energéticas via importação.

De fato, em fóruns de debates, promovidos pelo setor energético com mais frequência nos últimos anos, observa-se que as discussões sobre avaliações de projetos de infraestrutura energética estão sendo intensificadas. Dentro desse contexto, há um consenso de possibilidade de ganhos excepcionais em função, principalmente: (i) da complementaridade dos recursos energéticos aproveitando, por exemplo, a diversidade hidrológica entre os países; (ii) da possibilidade de aplicação de tarifas mais competitivas; e (iii) sobretudo do ganho da diversificação da matriz energética dos países, atendendo não só aos interesses geopolíticos, como também à busca pela segurança energética.

Contudo, apesar de tais benefícios, existem muitos percalços ao longo do processo. Inicialmente, as condições institucionais da região ainda exercem um grande poder de influência sobre as relações técnicas, comerciais e contratuais no processo de integração, de forma que, em determinados momentos, como

resultado de crises, os acordos são desrespeitados, criando, assim, um descrédito quanto ao ambiente contratual. Para exemplificar tal situação, podem ser citados: (i) a mudança da comercialização do gás oriundo da Bolívia em 2006; (ii) a interrupção do fornecimento de 2 mil MW da Argentina em 2007; (iii) a renegociação do contrato da UHE Itaipu solicitado pelo Paraguai; (iv) o racionamento de energia elétrica na Venezuela, com reflexos no suprimento de energia em Roraima; e (v) a redução drástica de fornecimento de GN pela Argentina ao Chile.[1] Sendo assim, é vital que a região aprimore o arcabouço institucional, visando a criação de soluções para o cumprimento dos contratos em situações de crise energética específica de cada país. Um desenho do marco regulatório, no entanto, deve ser bem elaborado para que atenda aos interesses de todos.

Nesse sentido, um esforço de planejamento energético integrado regional poderia ser estruturado e suas análises deveriam se desenvolver sob um ambiente de total transparência em que as questões estruturais, que dificultam os entendimentos para concretização dos projetos, possam ser colocadas nas mesas dos grupos de trabalho. Há de haver um reconhecimento de que os países possuem culturas empresariais distintas, diversidade de padrões culturais e, também, eventos históricos que deixaram ressentimentos entre os países da região. As probabilidades de avanço no processo podem ocorrer em um ambiente cooperativo, em que a premissa maior é a integração energética da região e, não somente, os interesses em projetos de cada país.

Não é por falta de fóruns de debates que o tema não é discutido. Há, inclusive, diversas organizações regionais, acordos e tratados assinados pelos governos da região. Há experiências interessantes para o desenvolvimento de uma integração da infraestrutura regional como, por exemplo, os estudos da CIER – Comisión de Integración Eléctrica Regional [2], os projetos da IIRSA – Iniciativa de Integração da Infraestrutura Regional Sul-americana [3] e a criação da União das Nações da América do Sul – UNASUL[4], que busca se espelhar na União Europeia.

Integração Energética via Eletricidade e Gás Natural- Realizações

Segundo Oxilia e Fagá (2006), o processo de integração energética na América do Sul pode ser dividido em duas fases considerando o grau de participação do Estado. A primeira fase, da década de 70 a 80, é caracterizada pela forte participação do Estado nos projetos relacionados às atividades do setor energético. A segunda fase, a partir da década de 90, é caracterizada por uma maior participação de investimentos privados no setor.

Durante a década de 90, diversos movimentos em direção a uma maior integração energética na América do Sul foram feitos como, por exemplo, a Decisão CAN 536 de 2002, na Região Andina e a CMC[5] 10 de 1998, no MERCOSUL. A Decisão CAN estabelece o marco legal para a comercialização de energia entre os países membros “tendo como objetivos consolidar um mercado integrado, otimizar os recursos em um mercado com critérios de benefício geral, priorizar as transações de curto prazo, assegurar o livre acesso aos enlaces internacionais e criar um mercado comum para o intercâmbio com outros mercados. Perseguindo esse objetivo, criou-se o Conselho de Ministros de

Energia, Eletricidade, Hidrocarbonetos e Minas da Comunidade Andina, por intermédio da Decisão 557 de 2003. O outro aspecto significativo neste processo se encontra na Ata de Santa Cruz da Serra (assinada em 30 de janeiro de 2002 pelo Conselho Presidencial Andino) a qual destaca a crescente importância estratégica da temática energética” [6].

Por fim, cumpre acompanhar o processo recente de internacionalização da ELETROBRAS [7] que está associado a um projeto de integração energética que a empresa pretende promover na América Latina.

Via Eletricidade

As indústrias de eletricidade, assim como de gás natural possuem características de indústrias de redes que favorecem o processo de integração entre as regiões [8]. No caso da integração via eletricidade, as interconexões elétricas podem ser motivadas pela implantação de hidroelétricas binacionais, por intercâmbios que aproveitam as diferenças de custos marginais entre dois sistemas interconectados e por comercialização de energia firme entre países.

É importante registrar três empreendimentos hidroelétricos binacionais no continente que marcam o processo de integração via eletricidade, são eles: (i) a UHE de Salto Grande entre a Argentina e o Uruguai que teve o início da construção em 1973, no rio Uruguai entre Concórdia, na Argentina e Salto, no Uruguai. A usina opera desde 1979, apesar de sua conclusão ter ocorrido apenas em 1982, com potência total instalada para 1.890 MW; (ii) a UHE de Itaipu, entre Brasil e Paraguai, cujo início da construção ao longo do rio Paraná ocorreu em 1974 e foi concluída em 1982. A capacidade instalada de geração da usina é de 14 GW, com 20 unidades geradoras fornecendo 700 MW cada; e (iii) a UHE Yacyretá entre a Argentina e o Paraguai, construída para aproveitar o potencial do rio Paraná. Em 3 de dezembro de 1973, o tratado de Yacyretá foi assinado entre os governos do Paraguai e da Argentina prevendo o empreendimento, mas as obras de construção foram iniciadas apenas em 1983, tendo o empreendimento começado a gerar em 1994. A usina, com capacidade instalada de 3.100 MW, possui 20 unidades geradoras de 155 MW cada.

Segundo Rudnick *et alli* (2007), em 2004, a comercialização de eletricidade através das interconexões representou, aproximadamente, 0,7% da demanda por energia na América do Sul. Estima-se que em 2010, a comercialização de energia elétrica entre os países da América do Sul chegue a 7% da energia gerada. Para tanto, diversos projetos de sistemas de transmissão foram realizados na América do Sul e outros ainda estão em estudo, conforme Figura 1 abaixo.

Figura 1– Linhas de Transmissão de Energia Elétrica na América do Sul



Fonte: Chipp, Hermes (2009)

Assim, como exemplos de interligações elétricas, podemos citar: (i) as duas interligações elétricas com a Argentina e o Brasil (Uruguaiana e Garabi), sendo ambas feitas através de conversores de frequência do tipo *back-to-back*; (ii) entre o Brasil e o Uruguai, estando uma já em operação (Rivera), realizada, também, através do conversor *back-to-back* e uma outra, a interligação de San Carlos, cujos estudos elaborados por ambos os países foram finalizados em 2007; e (iii) também uma interligação entre o Brasil e a Venezuela que interliga a subestação de Boa Vista no Brasil à subestação Macagua na Venezuela, sendo a capacidade do sistema igual 200 MW.

Vale mencionar que, de acordo com Chipp (2009) [9], “a integração de mercados pressupõe a compatibilização dos mercados de energia elétrica dos países, mitigação de assimetrias comerciais, tributárias, técnicas e regulatórias, devendo-se optar por Tratados Internacionais entre países e Acordos Operativos entre os Entes Operadores do Sistema, tanto para transações firmes de energia como para intercâmbios de otimização.”

Integração via Gás Natural

Considerando especificamente a indústria de gás natural, a cooperação entre os países da América do Sul permite a complementaridade do recurso natural, a capacitação tecnológica e investimentos nos diversos setores da cadeia de gás natural, possibilitando, assim, ganhos reais aos países integrados. Entretanto, apesar de tais vantagens, a comercialização de gás natural ficou restrita, entre as décadas de 60 e 90, à Bolívia e Argentina. Somente a partir de 1996, houve uma expansão do comércio de gás na América do Sul, sendo construídos até 2002, diversos gasodutos entre os quais: Argentina – Chile; Bolívia – Brasil; Argentina – Brasil; e Argentina – Uruguai.

A região denominada Cone Sul apresenta condições bastante favoráveis a integração energética via gás natural. Já existe na região uma espécie de anel, conectando Brasil e Argentina, grandes países consumidores, à Bolívia, um dos maiores produtores de gás da América do Sul. Contudo, a expansão da estrutura

de produção e transporte de gás natural encontra diversas barreiras, entre elas, a distância física entre os centros produtores e consumidores, o que implica na construção de gasodutos longos e caros. O gasoduto entre a Bolívia e o Brasil (Gasbol), tem, por exemplo, aproximadamente, 1.000 km de extensão e projeta-se que o gasoduto entre a Argentina e a Bolívia (GNEA) terá 1,6 mil km de extensão. Os investimentos, como a construção de gasodutos desse porte, são altos e dependem de condições de financiamento de longo prazo e formas de gerenciamento de risco entre os agentes envolvidos. O caráter específico do gasoduto implica num risco ainda maior, uma vez que os custos envolvidos na construção são irrecuperáveis (*sunk cost*). A política de nacionalização, por exemplo, decretada pelo presidente da Bolívia implicou na busca, pelo Brasil, não só de fontes de energia alternativas, como também na diversificação da matriz de fornecedores de gás, apesar do investimento anterior na construção do Gasbol.

Assim, apesar dos avanços, o processo de integração energética, como destacado em Rudnick *et alli* (2007), sofreu alguns desgastes. Esses, por sua vez, foram gerados: (i) pelo aumento significativo do preço internacional do gás natural; e (ii) pela instabilidade política, econômica e institucional de alguns países da América do Sul, principalmente, em relação ao retrocesso do processo de liberalização do mercado (exemplo, Bolívia). Tal situação, em determinados casos, levou à ruptura unilateral de contratos de longo prazo (exemplo, Chile e Bolívia).

Com relação ao preço internacional do gás natural, podemos destacar que sua imprevisibilidade dificulta, não só as decisões de investimento, como também a relação contratual entre comprador e vendedor. O aumento dos preços do gás nos últimos anos contribuiu para uma mudança estrutural no setor: a maior participação dos Estados na receita.

Em adição, a instabilidade do marco institucional do setor pode dificultar o interesse em investimentos em ativos cujo retorno seria a longo prazo.

Desta forma, como destacado por Ghirardi (2008), o gás natural possui um importante papel no processo de integração energética na América do Sul. Contudo, dado que os recursos energéticos, entre eles o gás natural, possuem uma natureza estratégica em relação à segurança nacional, e que a cooperação entre os países depende de um alto grau de integração comercial, o processo de integração energética torna-se mais complexo do que a coordenação entre os países com relação a outros tipos de bens comercializáveis. Com relação ao último item, cabe ainda mencionar que o dilema entre soberania nacional e liberdade (autonomia), certamente, impõe limites ao processo de integração energética.

Sendo assim, a integração via gasoduto, ainda que seja benéfica para a América do Sul, depende da superação, principalmente, desse dilema. Alguns exemplos de realizações da indústria de GN são citados abaixo.

Tabela 1 – Exemplo de Gasodutos em Operação na América dos Sul

Bolívia – Brasil	Gasbol	Com 3.150 Km e capacidade de 30 mcm/d
Bolívia – Argentina	Yabog	Com 441km e capacidade de 6 mcm/d
Argentina – Brasil	Paraná – Uruguaiana	440 Km, com 12 mcm/d
Argentina – Chile	Gasoducto del Pacífico	Com 638 km e capacidade igual a 9,7 mcm/d
Argentina – Uruguai	Gasoducto del Litoral	Com 26 km e capacidade de 0,7 mcm/d

Fonte: IAE (2003)

Considerações Finais.

O presente artigo buscou apresentar considerações sobre a integração energética na América do Sul que vem ocorrendo com avanços e recuos, já que se trata de um complexo processo que envolve questões estratégicas, políticas e econômicas. Apesar das dificuldades apresentadas, vários projetos energéticos via eletricidade e gás natural que vêm ocorrendo ao longo dos últimos anos, levando a um contexto de integração.

Os técnicos do setor energético reconhecem alguns obstáculos e têm propostas para as soluções dos mesmos. No entanto, há lentidão nas aplicações concretas das soluções, pois as decisões dependem, justamente, das esferas políticas que priorizam, muitas vezes, suas convicções ideológicas agindo, assim, contra os interesses da esfera técnica.

Entretanto, observa-se que o momento atual é mais propício em face de um entendimento maior que atinge, não somente a esfera técnica, mas também os dirigentes políticos dos países. Essa compreensão é de que a integração energética é um vetor de desenvolvimento social e econômico e certamente aumentará o poder da região no cenário mundial.

Bibliografia

Alarcón, L. F. (2009). Perspectivas da interconexão dos sistemas elétricos na América Latina. Disponível em: <http://www.sg.cier.org.uy>. Acesso em 27 de abril de 2010.

BEN. (2009). Balanço Energético Nacional. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em: 02 de maio de 2010.

Chipp, H. (2009). Seminário Internacional de Integração Energética Brasil – Peru: Sistemas Elétricos e Integração Energética. Apresentação de trabalho. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em 27 de abril de 2010.

Castro, N; Rosental, R; e Ferreira Gomes, V. (2009). A integração do setor elétrico na América do Sul: características e benefícios. GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Texto de discussão do setor elétrico n.10.

Ghirardi, André. (200). Gás natural na América do Sul: do conflito à integração possível. Le Monde Diplomatique Brasil. Disponível em: <http://diplomatie.uol.com.br>. Acesso em 28 de abril de 2010.

IAE. (2003). South America Gas: daring to reap the Bounty. Disponível em: <http://www.iea.org>. Acesso em 19 de maio de 2010.

INDEC (2009). Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la Republica Argentina. Disponível em: <http://www.indec.gov.ar>. Acesso em: 06 de abril de 2010.

Landau, G. D. (2008). The geopolitics of energy: the view from latin America. CEBRI Dossiê volume 2, ano 7. Disponível em: <http://www.cebri.org.br>. Acesso em: 29 de abril de 2010.

Melo, E. (2009). Especificidades dos Setores Elétricos da América Latina. IV Seminário Internacional do Setor de Energia Elétrica. Apresentação de trabalho. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em 29 de abril de 2010.

Oxilia, V. e Fagá, M. W. (2006). As motivações para a integração energética na América do Sul com base no gás natural. Petro & Química, Ano XXX, nº 289, pp. 70-74.

Rudnick H; Moreno, R.; Tapia, H.; e Torres, C. (2007). Abastecimento de Gás Natural. Pontificia Universidad Católica de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Disponível em: <http://web.ing.puc.cl>. Acesso em: 30 de abril de 2010.

Salomão, L e Malhães, J. (2007). Processo de integração energética: rumos e percalços. Papéis Legislativos, n.3.

[1] Em janeiro de 2007, transferia 15,6 milhões de metros cúbicos (m³) por dia e, em janeiro de 2008, o suprimento diminuiu para 1,2 milhões de m³/dia. A Argentina vivia uma situação de falta de energia e com o corte de suprimento de GN ao Chile obrigou esse país a aplicar medidas duras para conter a crise energética

[2] Organização não governamental criada em 1964 que congrega cerca de 220 empresas de energia elétrica e gás da América do Sul e Central com o objetivo de apoiar e promover a integração energética entre seus países membros

[3] Fórum que tem como objetivo criar conexões rodoviárias, fluvial, marítima, energética e de comunicação do continente compartilhadas entre os doze países divididas em eixos de desenvolvimento.

[4] A Unasul reúne os doze países da América do Sul e visa aprofundar a integração da região. Busca avançar na integração física, energética, de telecomunicações como também nas áreas científicas e educacionais.

[5] Conselho do Mercado Comum

[6] Suárez, L.; Guerra, S.; e Udaeta, M. (2006). Os fundamentos institucionais na integração energética da América do Sul. In: Anais do V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – Políticas públicas para a Energia: Desafios para o próximo quadriênio

[7] Lei n. 11.651, de 27 de abril 2008 alterou o art. 2.º, deu nova redação ao §1.º do art. 15 da Lei n. 3.890-A, de 25 de abril de 1961, autorizando a União a constituir a Eletrobrás. A empresa fica autorizada diretamente ou por meio de suas controladas a associar-se, para constituição de consórcios empresariais e participação em sociedades no Brasil e no exterior que se destinem direta e indiretamente à exploração da produção e transmissão de energia elétrica.

[8] As indústrias de redes têm, entre outras, características tais como: a oferta de seus produtos está sempre disponível e atende a incrementos de demanda sem previsão; seus produtos têm uma função básica e essencial para a economia da sociedade; são as atividades econômicas que interferem na sociedade como um todo (setores industrial, comercial, residencial, etc.) ; existem importantes economias de escala e escopo.

[9] Chipp, Hermes (2009)

Um panorama sobre os desafios da energia

Por Ronaldo Bicalho

A Associação Brasileira de Estudos em Energia (AB3E) criou o prêmio João Lizardo de Araújo para homenagear aqueles profissionais que contribuíram para o avanço do conhecimento na área de economia da energia no país.

O prêmio será entregue na 33ª Conferência Internacional da Associação Internacional de Economia da Energia, que ocorrerá no Rio de Janeiro de 6 a 9 de Junho, e o primeiro agraciado será o professor Antônio Dias Leite.

O professor João Lizardo de Araujo dedicou mais de quarenta anos ao ensino e à pesquisa no campo da energia, a maior parte na Universidade Federal do Rio de Janeiro – inicialmente na COPPE e depois no Instituto de Economia.

Pouco tempo antes de falecer, já como diretor do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) da Eletrobrás, João Lizardo deu uma longa entrevista ao Jornal da UFRJ, de junho de 2008, na qual traçou um amplo panorama sobre os grandes temas envolvendo a energia no Brasil e no mundo.

O aquecimento global e as energias limpas

É uma questão ampla, mas um dos entraves passa pela razão do custo. Com exceção da hidrelétrica, as energias limpas ainda são caras, embora os preços estejam caindo. Por exemplo, a energia fotovoltaica (solar), que já está bem desenvolvida é, recorrentemente, anunciada pela indústria como futura competidora com as outras. Durante todo o tempo eles dizem que daqui a cinco anos isto vai acontecer, e nunca acontece. Nos Estados Unidos, lugar mais barato para a compra desta energia, se paga cerca de 200 dólares por um Megawatt-hora (MW/hora). Na Europa, este valor gira entre 300 e 700 dólares. Outro ponto, é que se baseou todo um esquema produtivo montado sobre os combustíveis fósseis. É uma acumulação histórica, não será fácil esta conversão para outras fontes. Mesmo na Europa houve uma inversão com o sistema rodoviário predominando sobre o transporte ferroviário.

Biocombustíveis e segurança alimentar

O biocombustível dos Estados Unidos é o responsável pela alta nos preços dos alimentos no mercado mundial. Eles produzem etanol a partir do milho, em uma cadeia intensiva e com a utilização de toneladas e toneladas de uma matéria-prima originalmente destinada ao consumo humano e à ração animal. O que houve foi que o biocombustível brasileiro tornou-se vítima de uma contaminação internacional. Mas, no momento em que misturam indiscriminadamente todos os biocombustíveis, há uma pressão para o favorecimento de combustíveis fósseis. No Brasil, o que pode funcionar são os biocombustíveis, mas para o resto do mundo é complicado. Em nações com pouco território, isto pode significar um erro. Somos um raro caso, pois temos

áreas disponíveis para plantações de cana-de-açúcar, sem forçar a elevação dos preços dos alimentos.

A universidade e as fontes de energia limpa

A universidade pode investigar alternativas com maior liberdade, diferentemente da indústria que quer a implantação de soluções rápidas e de centros como o Cepel, que são intermediários e procuram objetivos em médio prazo. Além disso, há uma série de parcerias, associações e cooperações que podem ser feitas. Muitas, inclusive, já estão em curso com a participação do governo, centros de pesquisa e empresas. Por outro lado, a universidade não pode estar alheia e ficar no “ar”. Pertenci à academia e sinto-me à vontade para dizer que há uma tendência de ficarmos na chamada “torre de marfim”. Precisamos descer de lá e nos interessar pelos problemas reais. Isto é possível. Há mais investimentos em pesquisas e acredito que pela primeira vez no Brasil, exista uma política integrada para a área tecnológica e industrial. No passado, estas políticas caminharam independentes e não resolveram.

O papel da conscientização da população

O mais preocupante é exatamente o problema do aquecimento global. Precisamos atacar este perigo e resolvê-lo. As campanhas podem ser úteis para conscientizar, mas precisam vir junto com políticas de pesquisa e desenvolvimento e de eficiência, ou seja, melhor conservação de energia. Neste ponto, também precisamos caminhar sobre duas pernas, estimulando a introdução de tecnologias mais eficientes junto com a conscientização da população.

A exploração da Amazônia

Este tema me toca, pois sou amazonense, tenho uma relação afetiva com a floresta e a água. O meu pai era diretor de uma escola agrícola a 11 km de Manaus (AM), onde passava férias numa infância idílica, com direito a mergulhos no rio Negro. Vim embora aos 14 anos e nunca mais retornei para guardar as boas memórias, mas o que li em relatórios e no livro de Milton Hatoum Cinzas do Norte, (Companhia das Letras, 2005), que narra o que aconteceu com os arredores de Manaus por conta da implantação da Zona Franca, já me agonizaram e horrorizaram o suficiente. Agora, assusta-me a concepção de preservação como uma redoma. Por esta idéia é como se fossemos manter na pobreza uma enorme parte da população. Acredito em sustentabilidade, que pode ser equacionada com muita vontade e trabalho, além de enorme esforço de pensamento e ação.

Sustentabilidade e exploração irracional de recursos

Toda palavra pode ser mal usada e qualquer termo, por mais bonito que seja, pode esconder uma prática diferente do discurso. É o caso da responsabilidade social que se tornou um jargão na linguagem empresarial, mas que se encontra longe de ser uma ampla realidade. Apesar disso tudo, sustentabilidade ainda permanece como um conceito importante e não se pode perdê-lo do horizonte.

As hidrelétricas da Amazônia

Vai haver impacto sempre, seja qual for o tipo de fonte de energia. Na Amazônia é viável a construção de hidrelétricas que, com melhores desenhos (arquitetura), podem oferecer menos danos. Hoje, elas podem ser bem planejadas e geridas com a adoção de medidas para oferecer o mínimo impacto. Nos Estados Unidos, há pesquisas para desenho, em usinas de baixa queda, das chamadas “turbinas amigáveis” que não colocam em risco a vida dos peixes, pois não são de alta rotação. As hidrelétricas são fonte mais barata de energia. No Brasil, 1 MW/h custa entre 25 e 45 dólares e quem tem o maior potencial dessa fonte são países em desenvolvimento. Nosso país, por exemplo, aproveitou apenas 28% desta capacidade e o continente africano 7%, somente.

As resistências à construção das novas hidrelétricas

Se o Brasil não construir essas hidrelétricas, teremos mais centrais térmicas a carvão, que são mais poluentes, e ainda pagaremos muito mais caro pela energia. Não vejo riscos de um novo apagão, o que há hoje é uma enorme dificuldade para se tocar projetos de energia. A questão do licenciamento vem melhorando, porém, ainda faltam critérios mais claros. Além disto, qualquer obra pode ser embargada indefinidamente pela Justiça. Principalmente o Ministério Público deveria ter um sistema mais criterioso para fazer estes pedidos. Não sei o que há, mas as pessoas estão açodadas por uma febre de embargos, alguns inclusive sem base técnica. Chegou a um ponto que queriam impedir até um parque de energia eólica (ventos) no Ceará, felizmente, a justiça negou o pedido. A impressão é que param tudo e depois se lembram de pedir os laudos. Afinal, em regra, antes de se iniciar uma obra já foram feitos muitos estudos e análises. Quanto à questão indígena, é preciso uma compensação. Há uma experiência no Canadá, onde os índios recebem parte da receita gerada pelas hidrelétricas. Em nenhum lugar do mundo, o território é tão exclusivo como aqui no Brasil.

A diversidade energética brasileira

No momento, o país não pode descartar nenhuma fonte de energia. O ideal é que se atue em um sistema. No litoral do Nordeste, há os ventos alísios que são constantes e oferecem um padrão fora-de-série à energia eólica. No chamado Polígono das Secas, existe um fantástico potencial para energia solar. Na Região Norte, as hidrelétricas de baixa queda. No Centro-oeste, os biocombustíveis. No Sudeste, o petróleo enquanto existir. No Sul, as termelétricas de carvão, que não deveríamos usar por emitirem CO₂, e a eólica que nesta área está sujeita a surtos e paradas repentinas dos ventos, mas ainda assim são importantes como capacidade complementar em um sistema. Enfim, temos condições naturais favoráveis, mas enormes desafios tecnológicos pela frente. Um deles, a criação de métodos mais eficazes para a previsão de ventos. Esta é uma área que ainda engatinha em todo o mundo.

A energia nuclear

Não pode ser prioritária, mas também é uma opção útil e não pode ser descartada, especialmente porque temos muito urânio disponível. Os

argumentos técnicos apresentados em favor da energia nuclear apresentam fundamentos. Os novos desenhos procuram ser mais seguros e eficientes. Contudo, a questão dos resíduos ainda “pega” e a operação dessas usinas necessita de equipes muito bem preparadas. Foi por um erro operacional que aconteceu a tragédia de Chernobyl (acidente nuclear, em 1986, na antiga União Soviética que expôs mais de oito milhões de pessoas à radiação). Por outro lado a França, que possui diversas usinas, nunca teve qualquer problema. É preciso ter um leque de opções e a nuclear também está entre as energias que poderão funcionar complementarmente.

Os Estados Unidos e o aquecimento global

Nesta luta contra o aquecimento global, ainda falta o engajamento dos Estados Unidos. O atual presidente, George W. Bush, simplesmente não quis saber da questão do meio ambiente. Como o mandato dele está terminando, quem sabe isso não vá se reverter no futuro. Numa possível eleição de Barack Obama, talvez as chances de mudança sejam maiores. Eles deveriam acabar com o etanol baseado no milho, passando a produzir biocombustível a partir de resíduos de celulose.

As metas de redução das emissões

Estamos longe de alcançá-las e, além de fontes limpas e renováveis, precisamos resolver dois pontos-chaves: reduzir o consumo de energia e investir na captura e armazenamento do carbono através de filtros que retenham os gases que provocam o efeito estufa, levando-os para depósitos subterrâneos. As usinas de carvão precisam adotar estes mecanismos. A China, por exemplo, consome carvão em larga escala e está ambientalmente uma “droga”, inclusive já ultrapassou os EUA como maior poluidor mundial. O seu caso é até compreensível, porque existe uma enorme parte da população na pobreza e o país precisa crescer. Agora, se os EUA adotam medidas para reduzir os gases do efeito estufa, os chineses vão se sentir constrangidos e talvez possam participar desta luta global. Mais difícil do que investir e desenvolver tecnologia é conter a expansão de carros e caminhões. Não podemos caminhar mais para o modelo tradicional de um automóvel para cada habitante do mundo. Se a gente continuar nesse crescimento, e com este estilo de vida, não sei se haverá saída. Não há solução geral. Quando se fala, na área de energia, em médio prazo, isso representa várias décadas.

O futuro

A Terra recebe uma radiação solar que equivale dez mil vezes ao atual consumo de energia da humanidade. Há potencial energético e, mais à frente, daqui a um século, vislumbro a expansão da energia solar como fonte predominante, com todos os veículos sendo movidos a hidrogênio. Podemos ter esperança desde que não aconteçam políticas equivocadas pelo meio do caminho.

A cobrança pela mudança no marco legal do petróleo

A descoberta do pré-sal mudou totalmente a posição da Petrobras. O valor da empresa saltou da 14^a colocação para as primeiras posições no mercado. O cenário era diferente do atual e vejo esta cobrança como legítima.

As agências reguladoras

Elas funcionam razoavelmente e necessitam de constante supervisão para atuarem direito. Essa idéia de que elas precisam ser totalmente independentes é uma concepção neoliberal, lá do Consenso de Washington (conjunto de medidas econômicas ditadas, em 1989, pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) e pelo Banco Mundial). As agências podem ter autonomia, mas não podem se desvincular da política energética de governo. No setor elétrico, de vez em quando surgem denúncias de influência governamental, mas se observarmos de perto, percebe-se que, na maioria das vezes, são ações para baixar tarifas que haviam sido aumentadas em excesso.

A dependência dos Royalties

Não garantem vida longa, embora o petróleo ainda deva existir por décadas. Se os municípios não se prepararem para as “vacas magras”, vai acontecer o que ocorreu no século XIX, com as cidades do Vale do Paraíba, no Sul fluminense, quando o ciclo econômico do café ruiu e junto com ele inúmeras cidades.

As pesquisas do Cepel

O Cepel é o maior centro de pesquisas elétricas da América Latina. É mantido basicamente pelo Sistema Eletrobrás e dá atenção às suas necessidades. Mas seus trabalhos beneficiam todo o setor elétrico brasileiro. Há várias pesquisas em andamento. Um exemplo são os medidores eletrônicos centralizados, com patente internacional do Cepel, fabricados pela Siemens sob licença e adotados pela Ampla Energia e Serviços S.A. Quanto às pesquisas em desenvolvimento, estamos implantando um Laboratório de Ultra-altas Tensões, com financiamento da Agência Financiadora de Projetos (Finep) e da Eletrobrás, para o desenho das linhas de transmissão da Amazônia, em que deveremos ter várias colaborações com a universidade. Ainda em hardware, participamos de uma pesquisa cooperativa acerca de células a combustível usando etanol. Em software, há três destaques: planejamento (energético de longo prazo, operação energética em médio e curto prazo), operação elétrica e controle do sistema. Em planejamento de longo prazo há o MELP (Modelo da Expansão da Geração de Energia Elétrica em Longo Prazo), utilizado pela EPE (Empresa de Planejamento Energético) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME) na elaboração do Plano 2030. No planejamento da operação há a família Newave, hoje em sua 13^a versão, todas validadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e usada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pelo MME. Esta se mantém na fronteira do conhecimento graças a constantes interações com as universidades, nacionais e internacionais. Na operação elétrica, o Brasil pode orgulhar-se de ser o único país em desenvolvimento a ter uma cadeia completa de software para operação, análise da estabilidade e recomposição do sistema de nível internacional, inclusive com vendas e licenciamentos para países do Primeiro Mundo; aqui, também, mantemos constante colaboração com a universidade. Finalmente, no que diz respeito ao

controle, o Cepel desenvolveu o Sage (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), que permitiu ao setor elétrico brasileiro libertar-se dos pacotes de vendedores de equipamentos; trata-se de um sistema aberto, flexível e modular que está em permanente evolução.

Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2019: trajetórias principais

Por Luciano Losekann

No início de maio, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgou o [Plano Decenal de Expansão de Energia no horizonte 2019 \(PDE 2019\)](#). Esse documento descreve o planejamento do setor energético brasileiro, sendo possível identificar as principais trajetórias da oferta e demanda de energia e as diretrizes de política energética do país.

Como não poderia ser diferente, o principal destaque do PDE 2019 é o incremento da produção de petróleo e gás natural, decorrente do aproveitamento das reservas do pré-sal. Esse fator irá transformar o segmento de energia no Brasil. Também são destaques, (i) o forte crescimento do consumo de energia no país, (ii) a concentração da expansão do parque de geração em hidrelétricas e fontes alternativas; (iii) a redução de expectativas quanto à produção e exportação de etanol.

As premissas macroeconômicas contidas no PDE 2019 resultam em crescimento do PIB na taxa de 5,1% ao ano, um ponto percentual acima da projeção do PIB mundial. Como considera uma elasticidade renda superior a um, o PDE 2019 projeta que o consumo final de energia irá crescer a uma taxa de 5,9% a.a.

Nos primeiros cinco anos de projeção (2010-2014), a elasticidade alcança 1,36, o que representaria uma inflexão na trajetória de redução da elasticidade renda do consumo de energia no Brasil, que foi unitária nos últimos cinco anos[1]. O documento justifica essa evolução pelo aquecimento da atividade econômica em segmentos da indústria fortemente intensivos em energia (siderurgia, alumínio, papel e celulose, refino de petróleo e fertilizantes).

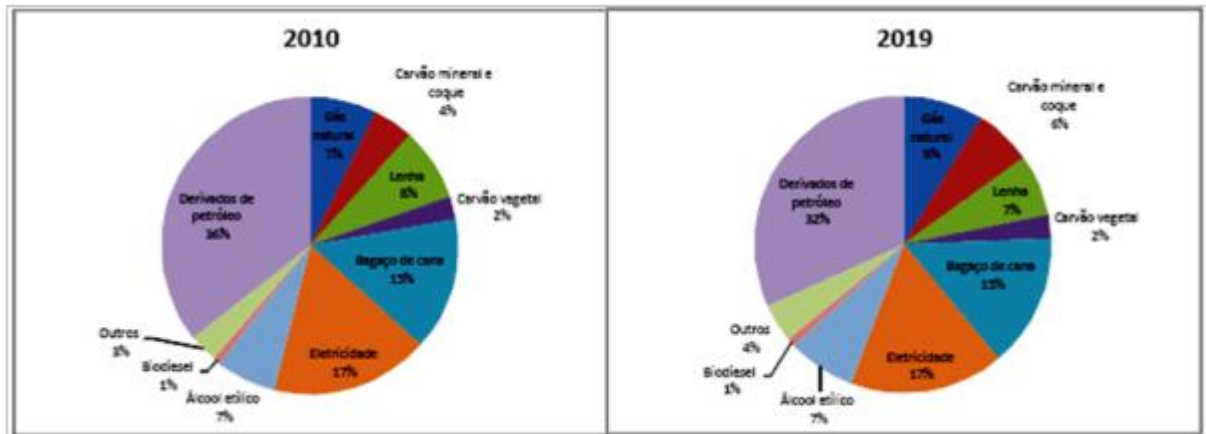
Para efeitos de comparação, o panorama de longo prazo do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) para os dados mundiais de energia (IEO 2010), que também foi divulgado em maio, projeta uma taxa de crescimento anual do consumo de energia de 1,4% (0,3% a.a. para países da OCDE e 2,3% a.a. para países não pertencentes a OCDE) em período semelhante (2008-2020). Ou seja, o consumo brasileiro de energia crescerá em taxas muito superiores ao resto do mundo.

A participação das fontes fósseis de energia no total consumido praticamente não se altera no período. É projetado um forte crescimento do consumo de gás natural (10,1% a.a.) e de carvão mineral e coque (10,2% a.a.). Entre as fontes renováveis, álcool etílico e biodiesel apresentam altas taxas de crescimento, 8,8% a.a. e 9,8% a.a. respectivamente.

Ainda que os derivados de petróleo tenham sua participação reduzida no período, a taxa de crescimento (4,3% a.a.) é significativa. A projeção do DOE para o crescimento do consumo de derivados do petróleo é de apenas 0,5% a.a. (-0,4% a.a. para países da OCDE e 1,6% a.a. para o resto do mundo).

Entre os derivados, é previsto crescimento acentuado do consumo de diesel e óleo combustível, 6% e 5,1% a.a. respectivamente. Como o PDE 2019 considera que o álcool será mais competitivo para abastecer automóveis bicompostíveis, o consumo de gasolina sofre redução (-1,9%).

Figura 1 – Evolução da Estrutura do Consumo Final de Energia 2010-2019 (%)

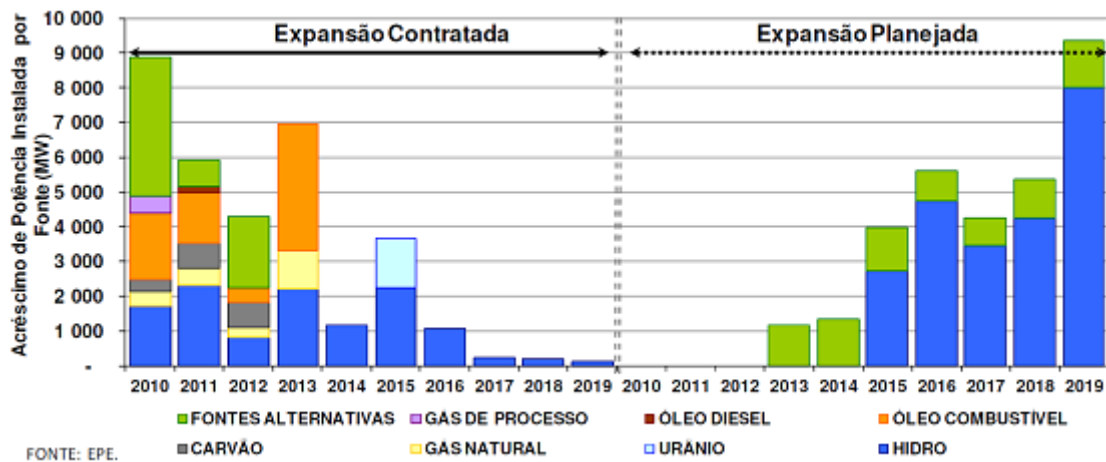


Fonte: EPE, PDE 2019.

É interessante destacar que o consumo de eletricidade apresenta ritmo de crescimento (5,1% a.a.) menos intenso que o total das fontes energéticas. Essa tendência contrasta com o esperado, já que em economias mais desenvolvidas a eletricidade deve ampliar sua participação no total de energia consumida.

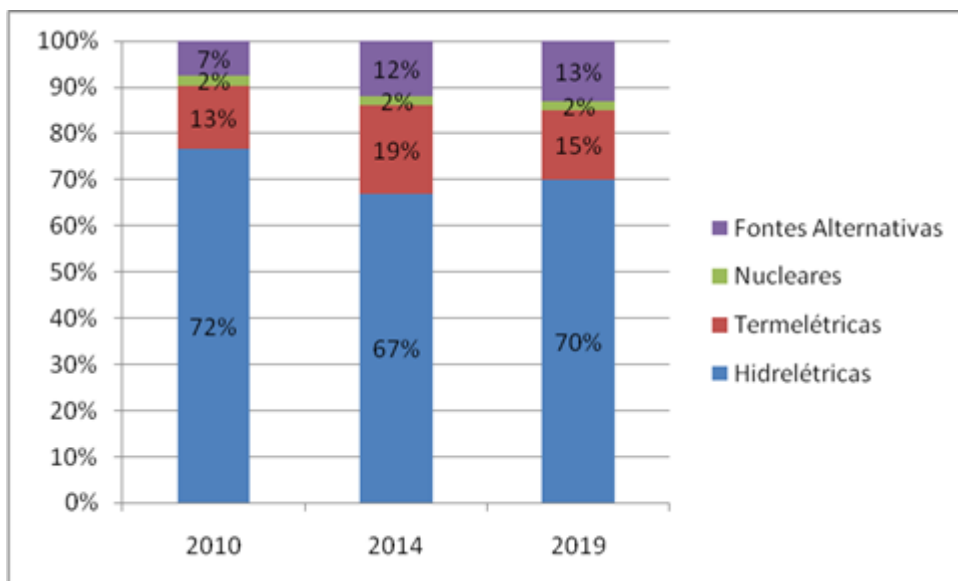
Na geração de eletricidade, é possível perceber um componente claro da política energética brasileira para os próximos anos: a preferência pela expansão hidrelétrica. Até 2013, a expansão da geração de eletricidade é determinada pelos resultados dos leilões de energia nova que já foram realizados. Assim, a capacidade de geração termelétrica cresce nesse período, sendo que as centrais a óleo combustível apresentam forte incremento de capacidade. A partir desse horizonte, somente centrais hidrelétricas e de fontes alternativas são contempladas no planejamento. A expansão da geração nuclear se resume à construção de Angra III. A política de diversificação da matriz de geração, que foi um objetivo de política energética nas duas últimas décadas, não orienta mais o planejamento setorial. Assim, a participação da capacidade de geração hidrelétrica voltará a crescer a partir de 2014.

Figura 2 – Projeção da Expansão do Parque Gerador de Eletricidade 2010-2019



Fonte: EPE, PDE 2019.

Figura 3 – Composição do Parque Gerador de Eletricidade (2010, 2014 e 2019)



Fonte: EPE, PDE 2019.

Como o potencial hidrelétrico remanescente se localiza na região Amazônica, o PDE 2019 indica a construção de um conjunto de centrais na região. Além das centrais já leiloadas, nos Rios Madeira (Santo Antônio e Jirau) e Xingu (Belo Monte), são planejadas centrais de grande porte nos Rios Tapajós, Teles Pires e Jamanxim. Podemos considerar que os esforços do governo brasileiro para viabilizar o leilão de Belo Monte decorreram da necessidade de garantir que o processo de utilização dos aproveitamentos hidrelétricos na Amazônia não seria descontinuado.

Conforme destacado no documento, a efetivação da expansão planejada dependerá do sucesso no licenciamento ambiental desses projetos. Em caso de insucesso ou atraso, centrais termelétricas serão necessárias para atender à demanda projetada. É interessante salientar que as centrais alimentadas a óleo que participaram dos leilões nos últimos anos não estavam presentes no planejamento.

Outro ponto relevante a destacar é que as usinas da Região Norte, para evitar impactos ambientais, não contarão com reservatórios expressivos. Assim, a capacidade de armazenagem de energia em reservatórios em relação à demanda de eletricidade diminuirá nos próximos anos. Isso significa que, mesmo com a redução de participação, as usinas termelétricas terão papel crescente na complementação da geração hidrelétrica em períodos secos.

O crescimento da produção de petróleo e gás natural, como resultado do aproveitamento dos recursos do pré-sal, é o grande destaque do PDE 2019. No período, a produção de petróleo crescerá a uma taxa de 10% a.a. Em 2019, segundo as projeções, o Brasil produzirá 5,1 milhões de barris por dia, metade proveniente de campos do pré-sal. Considerando o cenário de referência do DOE para a produção de petróleo em 2020, o Brasil seria 4º maior produtor de petróleo do mundo (após Arábia Saudita, Rússia e EUA) [2].

A produção de gás natural apresentará ritmo semelhante, crescendo a uma taxa de 12% a.a. e alcançando 231 milhões de m³ diários em 2019 (40% proveniente de campos do pré-sal). A maior parte da produção de gás será de gás associado ao petróleo. Hoje esse representa metade da produção total de gás natural e representará 80% em 2019. Como a construção de infraestrutura para aproveitar o gás natural em campos do pré-sal é muito custosa, a produção não associada não é viável.

Nessas projeções, o Brasil seria um exportador relevante de petróleo em 2019. O excedente líquido de petróleo seria de 2,2 milhões de barris por dia. Um debate recorrente nos últimos anos abordou o que fazer com o excedente de petróleo, exportar o petróleo cru ou refinar e exportar derivados.

O PDE 2019 considera dois cenários para o parque de refino brasileiro coerentes com essas possibilidades. No cenário base, somente os projetos já programados são considerados. A capacidade de processamento alcança 2,4 milhões de barris por dia em 2019. Como esse valor é inferior ao consumo projetado de derivados, o Brasil seria um exportador de petróleo cru e importador de derivados.

No cenário Premium, duas refinarias Premium (voltadas para derivados de maior valor de mercado) são construídas. A capacidade de processamento salta para 3,3 milhões de barris por dia em 2019. O Brasil não só atenderia a demanda doméstica como exportaria derivados.

É importante destacar que os dois cenários implicam em exportações significativas de petróleo cru. Mesmo no cenário Premium, a exportação de cru seria de 2,2 milhões de barris por dia (contra 2,9 Mbd no cenário base). A diferença entre os dois cenários é comercial. No cenário Premium, o parque é

adequado para refinar a produção de petróleo pesado e o petróleo mais leve é exportado, maximizando as receitas de exportação.

O PDE 2019 destaca os obstáculos para colocar montantes significativos de derivados no mercado externo. Esses mercados contam com menor liquidez, o custo de transporte é maior, os países consumidores contam com infraestrutura de refino e o acesso à logística não é livre. Por essas razões, o parque de refino geralmente se encontra nos centros consumidores e não nos produtores.

O planejamento da produção brasileira de etanol, ainda que considere expansão significativa, reflete os acontecimentos recentes, apontando para frustração de expectativas apresentadas no plano anterior (PDE 2008-2017). A crise internacional levou ao adiamento de projetos de novas usinas e o aumento do preço do açúcar no mercado internacional deslocou a produção de etanol em 2009. A produção de etanol em 2009 (26,1 bilhões de litros) foi 7% inferior ao valor projetado. A metodologia de projeção de oferta no médio e longo prazo é passiva, a projeção se ajusta para atender o mercado doméstico e importações. Até 2019, a produção de etanol cresce a uma taxa de 7,4% a.a., alcançando 64 bilhões de litros. No entanto, comparando com a trajetória do PDE 2008-2017, há uma redução de 11% na produção projetada.

[1] No último Plano Decenal, foi considerada uma elasticidade renda de 0,94.

[2] A projeção do DOE considera que a produção brasileira alcançará 3,6 milhões de barris diários em 2020 (6º maior produtor).

.

Modelos de demanda por combustível no Brasil

Por Thaís Vilela

1 – Introdução

A matriz brasileira de combustíveis automotivos passou, e continua passando, por diversas mudanças, ora introduzidas pelo Governo Federal, ora pelas condições de mercado. Neste cenário, a predominância de um combustível em relação a outro mudou ao longo das últimas quatro décadas, tendo sido a falta de um planejamento estratégico bem definido, em relação a essa matriz, a principal responsável pelos diversos processos de substituição entre os combustíveis. Dentro deste contexto, o interesse em avaliar a dinâmica do consumo dos combustíveis automotivos no Brasil é grande, uma vez que o estudo sobre o comportamento do mercado de combustíveis, principalmente com relação à análise de sensibilidade da demanda a variações no preço e na renda, tende a ser uma importante ferramenta de orientação de política para o setor, já que este tema insere-se num contexto mais amplo envolvendo as esferas energéticas, ambientais e de infraestrutura.

De fato, o interesse em avaliar a demanda brasileira por combustíveis automotivos aumentou a partir do Primeiro Choque de Petróleo em 1973, quando os preços do petróleo no mercado internacional quadruplicaram em apenas três meses. O repasse desse aumento rápido dos preços na inflação preocupava o Governo Federal, que repassou o aumento apenas para os preços da gasolina, subsidiando, assim, o consumo do diesel. Consequentemente, as vendas de veículos a diesel aumentaram significativamente, resultando na “dieselização” da frota nacional. Vale mencionar, que o consumo do diesel segue uma trajetória ascendente desde o início da década de 70. A expansão do agronegócio juntamente com o deslocamento de pólos de produção e comerciais para o interior do Brasil correspondem a uma das explicações possíveis para tal tendência de alta.

Cabe lembrar, no entanto, que, assim como a gasolina, o diesel é também um combustível derivado de petróleo, cujo preço havia quadruplicado em apenas três meses. Ao contrário dos demais países, o governo brasileiro optou por evitar a recessão econômica e com o objetivo de reduzir ainda mais a dependência e vulnerabilidade brasileira aos preços internacionais do petróleo, o Governo Federal instituiu, em 14 de Novembro de 1975, o Programa Nacional do Álcool, o ProÁlcool.

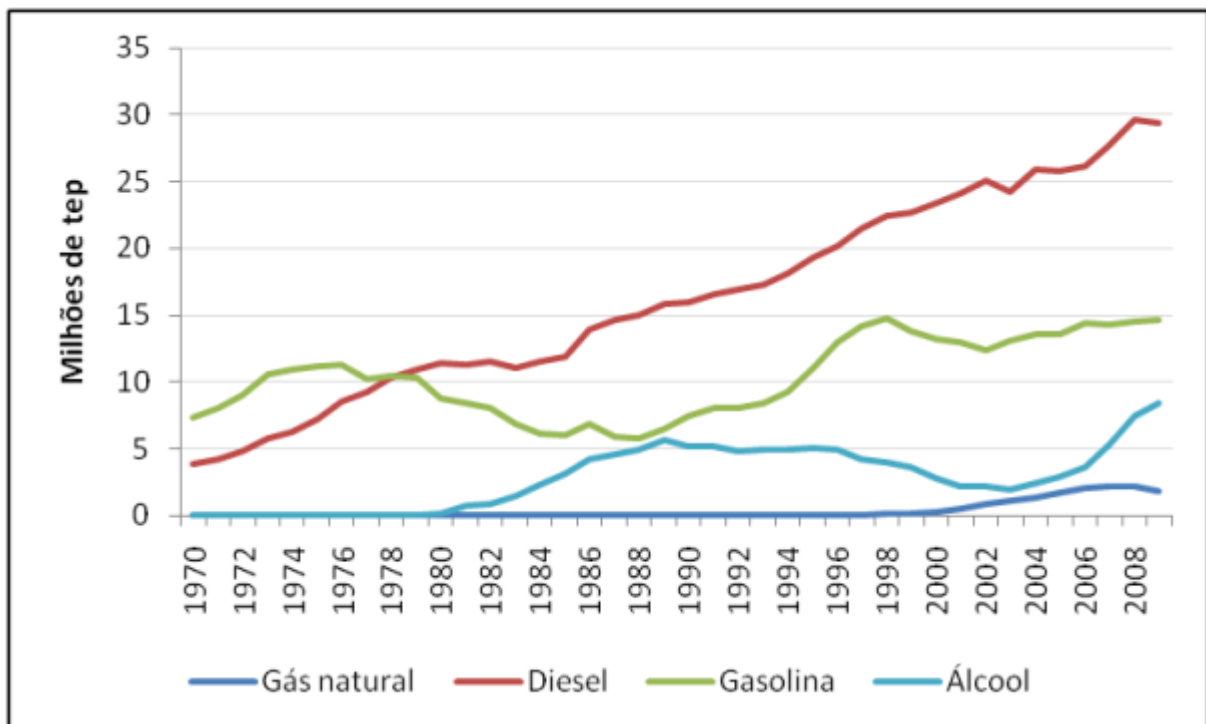
Inicialmente, o Programa visava a adição de álcool anidro à gasolina, porém com o Segundo Choque do Petróleo e com o novo patamar de US\$ 30 o barril do petróleo em 1980, os gastos com a importação de petróleo e de seus derivados aumentaram consideravelmente. Diante desta situação, o Governo Federal passou a incentivar, através de políticas fiscais e tributárias, o uso do álcool etílico hidratado carburante como combustível substituto à gasolina.

Contudo, no final da década de 80, os preços do petróleo no mercado internacional reduziram à metade, de US\$ 30 para US\$ 15 o barril, período denominado Contra-Choque do Petróleo. Neste cenário, tornou-se custoso para o Governo financiar a produção de álcool carburante, especialmente, o álcool hidratado. Os subsídios foram eliminados e uma crise de abastecimento instalou-se. Dentro deste contexto, a maior parte dos consumidores voltou a utilizar a gasolina como combustível.

Já na década de 90, o Governo Federal incentivou o uso do gás natural como combustível substituto da gasolina. A descoberta de reservas na Bacia de Campos e o avanço das negociações, a partir de 1994, para a importação de gás boliviano aumentaram a disponibilidade de gás natural no mercado brasileiro. Com isso, além do apoio governamental e o preço baixo do produto devido ao aumento da oferta, muitos consumidores fizeram as conversões necessárias em seus veículos para usarem gás natural.

Finalmente, em março de 2003, os carros com tecnologia flex-fuel foram introduzidos no mercado de automóveis no Brasil, permitindo uma recuperação das vendas de álcool hidratado até então em tendência decrescente. Os impactos, porém, da introdução dos automóveis bicombustíveis são difíceis de serem mensurados. Antes da introdução desta tecnologia, a preferência do consumidor por determinado combustível era revelada na escolha do carro, porém os automóveis bicombustíveis não permitem mais traçar uma relação direta entre automóvel e combustível, sendo a avaliação de preferências um trabalho mais difícil.

Gráfico 1 – Consumo de Combustíveis: Setor Rodoviário



Fonte: BEN (2009)

Cabe mencionar que além da própria dinâmica do mercado de combustíveis, a estimação, assim como a projeção da demanda por combustível não só no Brasil, como também no mundo é justificada também pela necessidade em se avaliar as emissões de dióxido de carbono geradas pelo setor de transporte, mais especificamente, pelo setor rodoviário e, também, pela necessidade em avaliar e planejar a infraestrutura, desde a produção até a distribuição, necessária para garantir que a demanda por combustível seja atendida. Sendo assim, dada a crescente importância da avaliação da sensibilidade do consumo de combustíveis a variações no preço e na renda, o objetivo deste trabalho é o de apresentar e discutir os principais modelos econométricos utilizados no Brasil para estimar a demanda por combustíveis automotivos, avaliando as vantagens e desvantagens de cada.

2 – Modelos de Demanda por Combustível no Brasil

A metodologia escolhida para avaliar as respostas do consumo de combustível a mudanças no preço ou na renda depende do tipo de dados que se utiliza, assim como das características das variáveis dependente e independentes adotadas. Portanto, é sempre difícil generalizar este tipo de análise. Contudo, com base nos trabalhos nacionais avaliados aqui, parece haver um consenso quanto ao uso de séries temporais e ao modelo de correção de erro para estimar as elasticidades preço e renda da demanda. O mecanismo de correção de erro, inicialmente usado por Sargan (1984)[1] e utilizado em Burnquist e Bacchi (2002), Alves e Bueno (2003), Nappo (2007), Schünemann (2007) e Gomez (2010) faz uma correção do possível desequilíbrio que há no curto prazo.

A ideia é que as séries de tempo analisadas como, por exemplo, o consumo de determinado combustível, os preços desse e dos combustíveis alternativos e a renda são cointegradas, sugerindo, assim, a existência de uma relação de longo prazo, ou de equilíbrio, entre elas. No entanto, pode haver, no curto prazo, um desequilíbrio em relação à trajetória de longo prazo. Neste sentido, este método possibilita ligar o comportamento de curto com o de longo prazo através do termo de erro de equilíbrio. Segundo Gujarati (2006), quando o termo de erro é diferente de zero, então o modelo está fora do equilíbrio, o que implica que existe um período de ajuste entre as séries.

Esta metodologia é bastante encontrada na literatura de análise da sensibilidade da demanda por combustíveis no Brasil por ser de simples aplicação e, também, pelas características das séries de tempo analisadas. De acordo com a análise do correlograma e dos testes de raiz unitária, as séries de consumo, por exemplo, de gasolina e diesel, as séries referentes aos preços dos combustíveis e da renda (PIB) são não-estacionárias, o que não permite, portanto, utilizar a análise de regressão tradicional, assim como os testes clássicos como, por exemplo, t e F. Em modelos multivariados, como é o caso da demanda por combustíveis, é preciso avaliar ainda a existência de cointegração. De acordo com a literatura nacional analisada aqui, as séries consumo, preço e renda são cointegradas, de modo que o mecanismo de correção de erro parece ser, de fato, o mais apropriado para a investigação da sensibilidade da demanda a variações no preço e na renda.

O grande problema desta metodologia consiste no desconhecimento, em amostras pequenas, do comportamento de muito dos testes necessários para avaliar as características das séries individual e conjuntamente. Este fato é bastante relevante já que as séries históricas existentes no Brasil de consumo (venda) de combustíveis, por exemplo, são pequenas, principalmente ao analisar dados anuais. Outro problema é gerado pelas possíveis quebras estruturais, o que contribui para diminuir ainda mais a amostra.

Neste sentido, os dados em painel, que combinam séries temporais com observações em cortes transversais, podem ser mais vantajosos, pois aumentam o tamanho da amostra. Outras vantagens podem ser destacadas como, por exemplo, a possibilidade de estudar modelos mais complexos e a redução do possível viés gerado pela agregação dos consumidores. O trabalho de Pinto Jr *et alli* (2006), por exemplo, que avalia em que medida a introdução de tecnologias de uso *flex* e o avanço do gás natural veicular (GNV) vêm alterando a estrutura da demanda por gasolina e diesel no Brasil, utiliza dados em painel para tal análise. Os dados são mensais, de julho de 2001 a agosto de 2006, dos estados brasileiros.

O teste de Chow, aplicado a fim de verificar a existência de quebras estruturais, sugere a presença de instabilidade na estimação do consumo de gasolina. Segundo os autores, há uma nítida alteração na estabilidade entre 2002 e 2004, período de introdução efetiva dos automóveis *flex-fuel*. Este resultado indicaria a necessidade de rodar duas regressões, jul/01 a dez/03 e jan/04 a ago/06. Contudo, sendo o tamanho da amostra pequena, dividi-la resultaria em amostras ainda menores prejudicando a confiabilidade dos parâmetros estimados. Os autores optaram, ao invés, por incluir uma *dummy* temporal.

A equação de demanda definida considerou, no caso da gasolina, o consumo da gasolina como função do preço da gasolina, do álcool hidratado, do GNV e da renda, medida a partir do consumo de energia elétrica por região, o que implicou na imposição de um efeito fixo ao modelo. Para a estimação utilizou-se o método de painel dinâmico, sendo os parâmetros obtidos via Arellano e Bond.

De acordo com Gujarati (2006), apesar das vantagens, os dados em painel apresentam vários problemas de estimação e inferência. “Como esses dados envolvem tanto dimensões transversais quanto temporais, os problemas que afetam os dados de corte transversal (como a heterocedasticidade) e as séries temporais (como a autocorrelação) precisam ser enfrentados. E há problemas adicionais, como a correlação cruzada de unidades individuais no mesmo ponto do tempo” [2].

Dado, portanto, que ambos os métodos apresentam benefícios e desvantagens, a escolha de qual modelo escolher para estimar demanda por combustíveis não é uma tarefa simples. Neste caso, porém, o teste de Hausman pode ser aplicado para decidir entre o uso do modelo de efeitos fixos e do modelo de correção de erros.

Tabela 1 – Comparação dos Modelos Econométricos de Demanda por Combustível

	Tipo de Dados	Período de Análise	Método Econométrico	Variável Dependente	Variáveis Independentes
Burnquist e Bacchi (2002)	Dados Anuais	1973 – 1998	Co-Integração e MCE	Consumo de gasolina <i>per capita</i>	Preço real da gasolina e a renda agregada (produto interno bruto) real <i>per capita</i>
Alves e Bueno (2003)	Dados Anuais	1974 – 1999	Co-Integração e MCE	Consumo de gasolina	Preços reais da gasolina e do álcool hidratado e da renda real (PIB) <i>per capita</i>
Pinto et al. (2006) (1)	Dados Mensais	Jul/01 – Ago/06	Painel Dinâmico – Arellano e Bond	Consumo de gasolina	Preço real da gasolina, do álcool hidratado, do GNV e da renda real (consumo de energia elétrica por região)
Pinto et al. (2006) (2)	Dados Mensais	Jul/01 – Ago/06	Painel Dinâmico – Arellano e Bond	Consumo do diesel	Preço real do diesel e a renda real (consumo de energia elétrica por região)
Nappo (2007) (1)	Dados Mensais	Ago/94 – Jul/06	Co-Integração e MCE	Consumo de gasolina	Preço real da gasolina, do preço real do álcool hidratado e da renda real do consumidor (PIB)
Nappo (2007) (2)	Dados Mensais	Ago/94 – Jul/06	Co-Integração e MCE	Consumo de gasolina	Preço real da gasolina, renda real do consumidor (PIB) e uma variável binária[3]

Schüneman n (2007) (1)	Dados Mensais	Jan/91 – Fev/07 ; e Jul/94 – Fev/07 ;	Co-Integração e MCE	Consumo de gasolina <i>Cper capita</i>	A produção industrial física mensal; os preços médios mensais da gasolina C e do álcool hidratado
Schüneman n (2007) (2)	Dados Mensais	Jul/01 – Fev/07	Co-Integração e MCE	Consumo de gasolina <i>Cper capita</i>	A produção industrial física mensal; os preços médios mensais da gasolina C, do GNV e do álcool hidratado
Gomez (2010)	-	-	Co-Integração e MCE	Consumo de Gasolina; do álcool hidratado; e do GNV	Preço real da gasolina, do álcool hidratado, do GNV, a renda (massa salarial), e uma variável binária
Gomez (2010)	-	-	Co-Integração e MCE	Consumo de Gasolina; do álcool hidratado; e do GNV	Frota de veículos leves a gasolina, a álcool, a gás natural e flex-fuel

3 – Conclusão

A evolução da matriz brasileira de combustíveis, assim como as questões ambientais e de infraestrutura instigam os pesquisadores da área a estimar o impacto na demanda por combustíveis de mudanças, principalmente, nos preços e na renda dos consumidores. A estimação da sensibilidade do mercado automotivo a variações nas variáveis de interesse é feita através de modelos econométricos.

Existe, aparentemente, no Brasil uma convergência ao uso de séries de tempo e ao mecanismo de correção de erro. A grande dificuldade de aplicação de tal metodologia consiste no tamanho da amostra, em geral, pequeno. Neste sentido, dados em painel podem ser uma melhor opção para avaliar a dinâmica do mercado de combustíveis no Brasil.

4 – Referências Bibliográficas

ALVES, D. C. O.; BUENO, R. D. L. S. Short-Run, Long-Run and Cross Elasticities of Gasoline Demand in Brazil. *Energy Economics*, n.25, p. 191 – 199, 2003

BURNQUIST, H. L.; BACCHI, M. R. P. A Demanda por Gasolina no Brasil: Uma Análise Utilizando Técnicas de Co-integração. In: XL Congresso Brasileiro de Economia e Sociologia Rural, 2002, Passo Fundo, RS. Equidade e Eficiência na Agricultura Brasileira, 2002

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, Balanço Energético Nacional 2008. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>

GOMEZ, JOSÉ M. A. Fuels demand by light vehicles and motorcycles in Brazil. In: IAEE's Rio 2010 International Conference. Disponível em: <http://www.ab3e.org.br/rio2010>

GUJARATI, DAMODAR N. *Econometria Básica*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006 – 3ª reimpressão

NAPPO, M. A Demanda por Gasolina no Brasil: Uma avaliação de suas elasticidades após a introdução dos carros bicomcombustível. 2007. 61 f. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Industrial) – Fundação Getúlio Vargas, Escola de Economia de São Paulo, São Paulo

PINTO JR. et al. [Matriz Brasileira de Combustíveis](#). [S.L]: Grupo de Economia de Energia – Instituto de Economia/UFRJ e Centro de Gestão de Estudos Estratégicos – Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, 2006.

S

CHÜNEMANN, L. A Demanda de Gasolina Automotiva no Brasil: O Impacto nas Elasticidades de Curto e Longo Prazo da Expansão do GNV e dos Carros Flex. 2007. 91 f. Dissertação de Mestrado Profissionalizante em Economia – Faculdade de Economia e Finanças IBMEC, Rio de Janeiro

VILELA, T. Análise de Sensibilidade do Consumo de Gasolina C a Mudanças no Preço nos Estados Brasileiros: Elasticidade-Imposto da Demanda por Gasolina C. 2009. 170f. Dissertação de Mestrado em Economia – Instituto de Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro

[1] Sargan, J.D. “Wages and Prices in the United Kingdom: A Study in Econometric Methodology”. In: Wallis, K.F. e Hendry, D. F. (Eds.). *Quantitative Economics and Econometric Analysis*. Oxford, Reino Unido: Basil Blackwell, 1984.

[2] Gujarati (2006). Página 525.

[3] O preço do álcool hidratado é substituído por uma variável binária cujo objetivo é capturar os impactos da introdução dos automóveis *flex-fuel* sobre a curva de demanda por gasolina a partir de março de 2003

.

Acidente em plataforma operada pela BP e iniciativas de contenção do vazamento

Por Thales Viegas

No dia 20 de abril de 2010, a explosão em uma plataforma de petróleo no Golfo do México (EUA) matou 11 pessoas. Desde então, o vazamento de hidrocarbonetos da formação rochosa não foi controlado. Os 1.500 metros de profundidade do poço em relação à lâmina d'água dificultam o controle do derramamento de petróleo. A plataforma Deep Horizon era de propriedade da empresa Transocean, mas estava sendo operada pela BP – formalmente conhecida como British Petroleum. A princípio a BP estimou o vazamento em mil barris de petróleo por dia. Dias depois ela já admitia que a vazão pudesse ser de pelo menos 5 mil barris/dia, o equivalente a 800 mil litros. Valor que também foi adotado pelas autoridades americanas. À época outros cálculos indicavam valores para a vazão que variavam entre 12 mil e 95 mil barris/dia.

Diante de tantas estimativas o governo americano constituiu um grupo (Flow Rate Technical Group) que se encarregaria de padronizar as estimativas do fluxo do derramamento de petróleo no Golfo do México. Entretanto, membros desse grupo vinham apontando a impossibilidade de realizar cálculos sem dispor de vídeos de alta resolução e diante da falta de qualquer forma de medida do fluxo. Nesse contexto, a BP informou que no pior cenário o oleoduto poderia estar expelindo cerca de 100 mil barris/dia do poço. No dia 11 de junho o Flow Rate Technical Group publicou que o derramamento poderia estar entre 20 e 40 mil barris/dia. Na semana seguinte um grupo de cientistas liderado pelo Secretário de Energia Steven Chu já estimava o vazamento entre 35 e 60 mil barris/dia. A Woods Hole Oceanographic Institution estimou que fossem 50 mil. Já a Universidade do Texas de Austin estimou que o fluxo pudesse variar de 22 mil e 30 mil barris/dia. Se a referência utilizada para os cálculos for de 40 mil barris/dia, o vazamento já teria derramado cerca de 2,2 milhões de barris desde o acidente até o dia 14/06/10. Independente da exata magnitude da vazão, este já é considerado o maior desastre ambiental da história da indústria petrolífera. Se o valor de 40 mil barris/dia estiver correto o volume de petróleo derramado pelo Exxon Valdez pode estar vazando a cada 8-10 dias no Golfo do México. Pelo menos quatro Estados americanos foram atingidos pela mancha de petróleo: Alabama, Florida, Louisiana e Mississipi.

Chama a atenção o fato de que em 31 de março de 2010, Obama havia anunciado que abriria milhões de quilômetros quadrados para a exploração no Golfo do México e no norte do Alasca. Até o acidente vinham operando no Golfo do México 3.858 plataformas de perfuração submarina. Juntas elas produziam cerca de 1,6 milhão de barris/dia, um terço da produção do país. De acordo com a Agência Nacional de Energia, esta região é essencial para assegurar a oferta futura do planeta: deveria fornecer meio milhão de barris/dia acima de sua produção atual até 2014. O fato é que a fronteira de produção denominada *offshore* profundo representou metade do aumento da oferta mundial de petróleo cru ao longo da última década – cerca de 4,3 milhões de barris/dia. Já a oferta de petróleo convencional não experimenta um crescimento líquido desde 2005. Estimativas da CERA apontam que a produção

de petróleo de águas profundas deverá dobrar de 6% para 12% nos próximos 20 anos. Dentre as últimas dez maiores descobertas de reservas realizadas nos últimos dois anos, seis delas estão situadas em águas profundas.

Possíveis Causas do Acidente

Ainda não há conclusão sobre a causa do acidente com a plataforma. As investigações sobre a causa estão centradas basicamente em duas hipóteses: i) problemas no processo de cimentação e; ii) falha do Blowout Preventer (BOP). Inúmeros problemas incomuns foram identificados no BOP, o que torna o caso permeado de mistério, deixando margem para especulações de diversas naturezas. Segundo inquérito interno da BP a explosão ocorreu porque a tampa do poço teria falhado devido a uma bolha de metano que escapou do poço, foi lançada pela coluna de perfuração e se expandiu rapidamente, porque rompeu várias barreiras de segurança e lacres de cimento até explodir. Tudo isso teria ocorrido ao longo da cimentação. De fato a fase de cimentação envolve um elevado risco de blowout. De acordo com um estudo de 2007 da Minerals Management Service, o cimento foi um fator relevante em 18 das 39 rupturas em plataforma ocorridas no Golfo do México, entre 1992 e 2006.

Depois da explosão, o BOP deveria ter sido ativado automaticamente para evitar o derramamento de petróleo. Em caso de falha, também poderia ser ativado manualmente pelo operador de perfuração. Representantes da BP também sugerem que pode ter ocorrido um vazamento hidráulico. Imagens de raios-X mostraram que as válvulas internas de prevenção estavam parcialmente fechadas e estava restringindo o fluxo de petróleo. Ainda não se sabe se elas se fecharam automaticamente ou manualmente por meio de veículo operado remotamente.

Esse acidente alerta para o fato de que os procedimentos de segurança podem falhar, incluindo o BOP (blowout preventer). Trata-se de um sistema de segurança na saída para o solo oceânico. Por causa do acidente, o tubo que liga o poço à plataforma foi danificado sendo impossível acessá-lo. Os BOPs constituem a mais moderna resposta da indústria para o blowout e não haviam falhado desta forma antes. O evento aumenta as exigências de segurança e tendem a reduzir a probabilidade de algo semelhante se repetir. A BP alertou que ocorreu um número inédito de falhas e muitos detalhes ainda não foram esclarecidos. Há também relatos de possíveis problemas na própria construção da plataforma Deepwater Horizon, no ano de 2001, nos estaleiros coreanos da Hyundai. Este tipo de plataforma semi-submersível utiliza um sistema de geoposicionamento dinâmico que lhe permite permanecer fixa em relação a um ponto no fundo do mar. São utilizados sensores de correntes e ventos para ativar os motores e mantê-la fixa. Esta tecnologia corresponde ao que tem de mais moderno no segmento *offshore* da indústria.

No dia 29 de maio o New York Times divulgou que há um ano a BP tinha informações quanto aos riscos naquela plataforma. No dia 22 de junho de 2009, em documentos internos à companhia, um engenheiro de perfuração sênior chamado Mark E. Hafle alertou que o revestimento de metal que a empresa queria usar no poço poderia sofrer um colapso sob altas pressões. No entanto, ele relativizou afirmando que a ocorrência do problema estaria associada a um

cenário pessimista – raro, mas possível. Depois de outros acidentes envolvendo a empresa, especialmente desde 2007, a BP vinha tentando reverter sua política (ineficiente) de cortes de custos, a qual também estava sendo associada aos incidentes ocorridos.

Ademais, segundo memorando dos representantes da Comissão de Energia e Comércio dos EUA que investiga o caso, antes da explosão os operadores da plataforma receberam três alarmes sobre problemas de fluxo no poço. A BP teria informado que o primeiro alarme teria ocorrido 51 minutos antes da explosão, quando o fluxo superou o padrão de bombeamento. O segundo aviso teria ocorrido aos 41 minutos antes da explosão, quando houve um inesperado aumento de pressão. O último alerta veio 18 minutos antes da explosão, “diante de pressões anormais e da presença de lodo, quando o bombeamento foi interrompido abruptamente”. Também há indícios de que os operários da plataforma tentaram controlar a pressão antes da explosão. Imagens oferecidas pela BP mostram como o petróleo estava saindo pelas quatro válvulas da estrutura instalada. De acordo com o memorando os dados sugerem que a tripulação pode ter tentado intervenções mecânicas nesse ponto para controlar a pressão, mas logo depois, o fluxo saiu do controle, a pressão aumentou dramaticamente e ocorreu a explosão. Mesmo diante das informações que vão surgindo ao longo das investigações ainda não foi possível identificar a causa que está na raiz do acidente. Por isso, não se pode presumir a priori que tenha havido problemas técnicos, falha humana, ou mesmo negligência de alguma das empresas envolvidas nas atividades, seja ela a operadora ou as prestadoras de serviço. Diante da magnitude das consequências desse evento é razoável esperar que as investigações sejam conduzidas com eficiência e celeridade, a fim de que seja identificada a causa para evitar outras ocorrências dessa natureza.

Iniciativas de Contenção do Vazamento

- 1) Estrutura de Contenção em forma de funil (Tampa ou Cúpula): sucesso parcial
- 2) Operação “*Top Kill*”: abandonada em definitivo
- 3) “Mangueira” gigante: não absorve grandes quantidades do petróleo
- 4) Dispositivo em forma de funil – Lower Marine Riser Package (LMRP) Cap: bem sucedido
- 5) Queimada controlada: poliu o ar (proibida no Brasil)
- 6) Dispersantes: desperta controvérsias quanto ao seu efeito líquido para o meio ambiente

A BP vem utilizando diferentes mecanismos para tentar conter o vazamento. Ela aplicou a técnica *top kill*, que consiste em tentar selar o vazamento com injeção de grande quantidade de um fluido de alta densidade – um híbrido de lama e concreto. A empresa chegou a injetar mais 2,4 milhões de litros de lama. O objetivo era equilibrar a pressão exercida pelo fluxo que tenta sair do poço com o peso da lama injetada – processo de hidrostática. A estratégia *top kill* se mostrou mal sucedida, sendo abandonada em definitivo. A empresa falhou depois de estimar uma probabilidade de sucesso da operação em cerca de 60-70%. Trata-se de um procedimento difícil de ser executado, altamente delicado e sem precedentes a esta profundidade. A empresa também adotou a operação “*junk shot*”, que consiste em introduzir uma variedade de materiais a alta

temperatura, composto por uma mistura de água, argila e químicos. Ela também usou misturas de uma variedade de materiais a alta temperatura como bolas de golfe velhas, pedaços de pneus e de borracha para bloquear o vazamento. Este também seria um processo complexo. É provável que os insucessos nessas operações estejam associados ao fato de que a BP subestimou a taxa de vazão e superestimou a sua capacidade de conter aquela taxa com o procedimento de *top kil*.

Outra tentativa foi a de posicionar uma tampa (em formato de funil) sobre o poço. Ela foi colocada sobre o oleoduto contra a pressão provocada pelo vazamento. A estrutura pesava cem toneladas e tinha 12 metros de altura. A caixa tinha uma cúpula na parte superior, de onde saía um encanamento por meio do qual o petróleo seria bombeado para um navio na superfície. Sua capacidade de armazenamento era de 128 mil barris (20,4 milhões de litros). Após uma longa operação a caixa foi posicionada, mas teve de ser removida depois que foi detectado que, devido às baixas temperaturas, estavam se formando cristais de gelo que tapavam a cúpula. A técnica envolve muitos desafios. Ela nunca havia sido tentada antes. A BP chegou a utilizar 12 robôs-submarinos (ROV's) simultaneamente nessas iniciativas.

Por fim, no dia 3 de junho a BP instalou um funil de contenção sobre o poço com quatro aberturas para que o petróleo fluísse via duto para um navio-tanque na superfície. Ele começou a capturar um volume crescente de petróleo, embora não deva alcançar a totalidade do vazamento. Trata-se de uma versão modificada dos esforços precedentes realizados pela BP. Este “funil” foi reprojetoado com válvulas que podem fechar-se lentamente, ajudando a evitar a concentração de hidratos gasosos, que fizeram a primeira tentativa fracassar. Contudo, ainda era necessário instalar equipamentos e sistemas para assegurar que o petróleo e o gás que flui possa ser recuperado e levado a um lugar seguro. Inicialmente o dispositivo capturava cerca de mil barris/dia. No dia 11 de junho a captura já alcançava a capacidade máxima de 18 mil barris/dia. Por isso, a BP instalaria um segundo dispositivo do tipo, denominado Q4000, que poderia conter entre 20 e 28 mil barris/dia. Em meados de junho o governo americano requisitou à BP um plano de contenção do petróleo. Ela desenvolveu uma estratégia que previa expandir a capacidade de captura de petróleo para entre 40 e 53 mil barris/dia no final de junho e de 60 a 80 mil barris/dia até meados de julho. Até o dia 14 de junho a empresa teria atingido uma recuperação acumulada de 150 mil barris de petróleo

Todavia, o funil é uma solução parcial e temporária. A solução definitiva poderá levar dois meses. No início de maio a BP começou a construção de outros dois poços (de alívio) no local para tentar aliviar a pressão até estancar o vazamento em definitivo, mas as obras só devem ser concluídas em agosto. A empresa não acredita que resolverá o problema antes disso. O fato é que a tecnologia para encontrar petróleo a estas profundidades existe e está avançada, mas a tecnologia para administrar um desastre a esta distância não.

Cálculos preliminares realizados por um painel de cientistas indicam que o poço aberto já teria deixado fluir entre 71 e 147 milhões de litros de petróleo. Todavia, engenheiros afirmam que o tipo de petróleo que sai daquele poço é de um grau API mais leve. Ele evapora com mais rapidez pela superfície e é mais fácil de

queimar. Também aparenta responder melhor ao uso de dispersantes, que ajudam a reduzi-lo. A BP vem lançando milhões de litros de diluentes no oceano. Biodegradáveis, apesar de considerados tóxicos, os produtos fragmentam a napa e facilitam a eliminação pelas bactérias. A BP em nenhum momento considerou a hipótese de usar explosivos nucleares no poço como alguns sugeriram. Outra técnica de limpeza utilizando cabelos também foi aventada, mas não havia sido adotada ainda. Os EUA decidiram construir barreiras de contenção (“ilhas” de areia) para dificultar o aumento da mancha de petróleo no Golfo do México. O governo deve enviar a conta de US\$ 360 milhões para a BP pagar a obra.

O início da temporada de tempestades tropicais, compostas por ventos fortes e furacões pode complicar os trabalhos. Um furacão dificultaria as operações de limpeza, das quais participavam mais de 20 mil pessoas e 1.700 navios no início de junho. Mais de US\$ 6 milhões diários vêm sendo gastos com os trabalhos. A BP já teria gastado mais de US\$ 1,6 bilhão nas operações de limpeza da área, cinquenta dias depois do acidente. A empresa calcula que os custos para reparar todo o problema podem chegar a US\$ 5 bilhões. Outras analistas apontam valores muito superiores, mas ainda é cedo para se saber o custo total do acidente.

De acordo com o jornal Financial Times, as principais petroleiras se distanciarão da BP. O discurso corrente das empresas é que se forem seguidas as “melhores práticas” do setor é possível evitar acidentes ecológicos como esse. As petroleiras asseguram que planos de perfuração contam com sistemas redundantes que permitem acompanhar bem as pressões nos poços e que também seguem as operações em tempo real de terra para detectar qualquer problema que possa surgir. Os poços têm também inúmeras barreiras para o caso de ocorrer qualquer acidente, mas não está ainda claro se a BP vinha aplicando todas essas salvaguardas.

Desdobramentos

Um evento dessa natureza e magnitude produz diversos efeitos. Estão entre as principais implicações do acidente: os impactos ambientais; as mudanças regulatórias; a adoção de novos procedimentos pelas empresas; a alteração na estrutura de custos da indústria; as possíveis mudanças nas condições de oferta e demanda dos insumos e produtos finais da indústria e; os desdobramentos relativos ao fluxo de caixa e a sobrevivência da BP. Foi apresentada aqui uma primeira aproximação das formas de manifestação dessas implicações.

O vazamento de petróleo põe em risco pântanos nos EUA, que são difíceis de limpar. Ele ameaça um ecossistema rico, com muitos manguezais e estuários, que já havia sido afetado pelo furacão Katrina (2005). O acidente vem causando graves prejuízos ao setor da pesca e do turismo, colocando em xeque a capacidade de gestão de crises do governo Obama. A região afetada concentra 40% dos pântanos costeiros americanos e um setor pesqueiro ativo. A atividade pesqueira deve permanecer proibida em parte da região.

No dia 27 de maio o Presidente Barack Obama ordenou a suspensão das atividades em 33 poços em águas profundas e ampliou moratória sobre novas

perfurações na região para o período de seis meses. Também foram adiados vários projetos petrolíferos em frente à costa do Alasca. Assim, o crescimento da produção ficou praticamente congelado no país. Entretanto, as consequências da catástrofe para o abastecimento devem ir muito além dessas restrições. A incerteza sobre o futuro das perfurações petrolíferas em águas profundas é agora considerável nos Estados Unidos e em outros lugares. O vazamento também levou a Noruega, que há 40 anos foi pioneira em exploração marítima, a suspender novos licenciamentos no Mar do Norte, pelo menos no curto prazo. Já a Inglaterra não seguiu essa tendência e permitiu a manutenção das atividades *offshore*. A indústria teme que as autoridades decidam ampliar a moratória em seus países.

Muito se especula sobre o futuro da indústria, em especial sobre a exploração em águas profundas e ultraprofundas. Há analistas como Jeff Rubin que comparam este acidente com o acidente de Chernobyl, sugerindo uma possível estagnação nessa modalidade de exploração como teria ocorrido com a energia nuclear. No entanto, grande parte dos analistas percebe as mudanças relativas ao ambiente regulatório e aos custos não devem tolher o crescimento da exploração nessa fronteira de produção num horizonte temporal maior. Não há evidências de correlação positiva entre a profundidade e a probabilidade de ocorrência desse tipo de evento.

Diante das cifras desse acidente, a princípio, a multa do governo norte-americano não deverá ser o maior desembolso, pois a multa máxima prevista para esses casos é de US\$ 75 milhões. O governo debate um aumento significativo deste teto. A BP comprometeu a pagar US\$ 500 milhões para estudo sobre impacto ambiental do acidente. A BP chegou a informar que estaria gastando US\$ 33 milhões por dia. Segundo a empresa os custos são cinco vezes maiores que os estimados originalmente para conter o desastre. Analistas de JPMorgan projetam um custo total de US\$ 29 bilhões. Para o editor de negócios da BBC Robert Peston estes custos poderiam chegar a US\$ 24 bilhões (ou vinte bilhões de euros). Apesar de os gastos serem grandes, a BP pode arcar com eles. Os US\$ 33 milhões gastos diariamente pela empresa britânica com as operações no golfo do México representam 13% dos lucros diários da BP do ano de 2009.

Mesmo assim, diante dos sucessivos fracassos nas tentativas de conter o vazamento e da grande mácula causada na imagem da empresa, as agências de risco rebaixaram recorrentemente o *rating* da empresa no mercado financeiro. Até o dia 11/06 o preço da ação da BP atingiu US\$ 33,97. Cinquenta e um dias depois do acidente, a empresa havia perdido mais de 40% de seu valor de mercado, o equivalente a US\$ 84 bilhões. A empresa pode correr riscos de sofrer *take over* hostil caso suas ações continuem se desvalorizando ainda mais, ou seja, a BP pode ser comprada por outra companhia. O fato relevante a se destacar aqui é que o patrimônio da BP cotado em bolsa de valores ficou menor, o que não corresponde à perda de fluxo de caixa. São as operações de contenção de petróleo que oferecem ameaça à liquidez da empresa e não as variações de preços de suas ações no mercado financeiro. A BP arrecadou mais de US\$ 16 bilhões no ano passado e cerca de US\$ 6 bilhões no primeiro trimestre de 2010. Em 2009, a empresa pagou cerca de US\$ 10,5 bilhões em dividendos. A BP chegou a declarar que pagaria dividendos relativos ao primeiro trimestre de

2010, mas foi bastante contestada. No dia 14 de junho ela anunciou que vai atrasar o pagamento de US\$ 2,6 bilhões em dividendos até que a sua crise esteja equacionada. Neste dia suas ações caíram para US\$ 31,3 (8%) e atingiram o menor valor dos últimos 14 anos. Comparando com 2009 a empresa havia perdido 50% de seu valor.

Concluindo, a região do Golfo do México e seus arredores estão sofrendo fortes danos, que tendem a ser minorados apenas com o passar dos anos. Este acidente pode provocar mudanças significativas nas exigências mínimas dos Estados Nacionais quanto aos procedimentos de exploração em águas profundas. Todavia, o incidente não parece suficiente para inviabilizar as atividades dessa natureza. Os custos da exploração *offshore* podem se elevar como já ocorre com os prêmios de seguro. Por fim, a BP deverá sofrer um impacto muito grande não só no seu fluxo de caixa, mas no seu patrimônio. Ela tende a se reduzir vendendo ativos para não desaparecer.

Referências

AFP. Will risky offshore oil exploration be tamed by spill? 6 de junho de 2010
Alejandro Nadal. British Petroleum: la sombra de Chernobyl. La Jornada. Carta Maior.

Benwen Gao, Ruoming Chen, Zhaohui Song, Xiaojun Li, and Zongjie Mu, Drilling Technology Research Institute, Karamay of Xinjiang, China. A Downhole Blowout Preventer with the Equipment of Pressure Measurement. Society of Petroleum Engineers. 2010

BLOOMBERG. BP's Rating Cut by Fitch to Two Levels Above 'Junk' (Update3). 15 Junho de 2010

BP. Deepwater Horizon – BP Oil Spill Response. Dispersant Use FACT SHEET. 14 de junho de 2010.

BP. Deepwater Horizon Interim Incident Investigation. 24 de maio de 2010.
BP. Technical Briefing. 10 de junho de 2010.

BP. Three Gulf Research Institutions to Receive First Round of \$500 Million Funding. 15 de junho de 2010.

B
p. Top kill procedure. 23 de maio de 2010.

BP. Update on Gulf of Mexico Oil Spill Response. 14 de junho de 2010.

CNN. Oil estimate raised to 35,000-60,000 barrels a day. 16 de Junho de 2010.

DRILLING CONTRACTOR. Absence of fatalities in blowouts encouraging in MMS study of OCS incidents 1992-2006. Junho/Agosto de 2007.

F.M. Chapman and R.L. Brown, Ashford Technical Software. Deepwater BOP Control Monitoring – Improving BOP Preventive Maintenance with Control Function Monitoring. Offshore Technology Conference. 2009

FOLHA. Obama diz que BP vai pagar todos os danos e defende energia limpa. 15 de junho de 2010.

[Guardian Environment Network](#). Did Deepwater methane hydrates cause the BP Gulf explosion? 20 May 2010

Jeff Rubin. [What are the consequences of another Three Mile Island?](#) 5 de maio de 2010.

Jeff Sattler, SPE, WEST Engineering Services, and Frank Gallander, Chevron. Just How Reliable Is Your BOP Today? Results From a JIP, US GOM 2004–2006. Society of Petroleum Engineers. 2010

Majid Davoudi, SPE; John Rogers Smith, SPE; Bhavin M. Patel, SPE and Jose E. Chirinos, SPE, Louisiana State University Evaluation of Alternative Initial Responses to Kicks Taken During Managed Pressure Drilling. Society of Petroleum Engineers. 2010

MARKET WATCH. BP says oil clean-up costs \$10 million per day. May 9, 2010
NEW YORK TIMES. Amount of Spill Could Escalate, Company Admits. 5 de maio de 2010

NEW YORK TIMES. BP seeks truce on oil spill. 12 de junho de 2010.

NEW YORK TIMES. Documents Show Early Worries About Safety of Rig. 29 de maio de 2010.

NEW YORK TIMES. For BP, Toll Likely to Extend Past Cleanup. 14 de junho de 2010

NEW YORK TIMES. In Case of Storm, Spill Containment and Relief Drilling Could Be Suspended. 13 de Junho de 2010.

NEW YORK TIMES. New Estimates Double Rate of Oil Flowing Into Gulf. Published: June 10, 2010

NEWSWEEK. A ‘Three Mile Island for Offshore Oil’? How the Deep Horizon accident seriously hampers offshore drilling. 30 de abril de 2010.

O ESTADO DE SÃO PAULO. Efeitos do Desastre. 13 de junho de 2010

REUTERS. BP had warning signs before Gulf blast: panel. 26 de maio de 2010.

REUTERS. BP’s crisis is no Three Mile Island. 11 de junho de 2010.

REUTERS. Gulf spill trickier than Valdez and Three Mile Island. 4 de junho de 2010.

Santos, O.L.A. A Study on Blowouts in Ultra Deep Waters. Society of Petroleum Engineers. 2001.

THE WALL STREET JOURNAL. BP: Cause and Effect. 13 de maio de 2010.

THE WALL STREET JOURNAL. Scientists to Back Dispersant Use, Despite Concerns . 1 de junho de 2010.

VOICE OF AMERICA NEWS. British, US Leaders Discuss Latest Oil Spill Developments. 13 de junho de 2010

WASHINGTON TIMES. Obama cancels Gulf drilling projects. 27 de maio de 2010.

O contrato de partilha da produção no Pré-sal: o perigo está nos detalhes!

Por Edmar de Almeida

O projeto de lei sobre a introdução da partilha da produção na área do Pré-sal foi recentemente aprovado pelo Senado, e está de volta à Câmara depois de alterado pelos senadores. Espera-se que este projeto seja aprovado na Câmara na próxima semana e sancionado ainda em julho. O grande volume de petróleo descoberto nessa área motivou uma redefinição dos termos da repartição da renda petrolífera entre o Estado Brasileiro e as empresas de petróleo. Com a criação da PETROSAL e a adoção dos contratos de partilha, o Estado não transfere a propriedade dos recursos petrolíferos para a PETROBRAS e seus parceiros. Também não transfere os direitos de decisão quanto às atividades de exploração e produção. Ou seja, o estado passará a deter um maior controle sobre o processo de investimento e produção de petróleo no Pré-sal. A PETROBRAS e seus parceiros receberão uma compensação em óleo pela operação dos campos descobertos.

Com a adoção do contrato de partilha, o Estado é solidário quanto aos riscos da atividade. Isto ocorre porque o contrato de partilha garante às empresas o direito de recuperar todos os investimentos realizados antes da divisão do lucro. Ou seja, as empresas realizam investimentos como se estivessem gastando dinheiro do Governo. Gastando bem ou mal, o contrato garante a recuperação destes gastos. Ao reduzir o risco relativo à recuperação dos investimentos, o Governo pretende aumentar sua parcela na divisão dos lucros. Entretanto, o dever do Governo é acompanhar e fiscalizar estes gastos para evitar desperdício e/ou desvios.

Em princípio, o contrato de partilha é muito simples; entretanto, sua implementação coloca dois grandes desafios para o Governo. O primeiro é adequar a atual legislação fiscal ao contexto dos contratos de partilha. O segundo é se capacitar para acompanhar a aplicação destes contratos.

Com relação ao primeiro desafio vale ressaltar que a lei que foi aprovada no Senado não incluiu mudanças na legislação tributária para viabilizar a implementação deste tipo de contrato no Brasil. Ou seja, caso a atual legislação tributária não se adéqüe aos contratos de partilha será necessário realizar um esforço legislativo nesta questão. Os contratos de partilha da produção permitem a recuperação de todos os custos classificados como '*óleo custo*'. A partilha se aplica sobre o *óleo lucro*. No entanto, muitas dúvidas começam a pairar sobre as formas de implementação dos contratos de partilha. O problema geral é como recuperar os impostos indiretos pagos pela operadora? Estes impostos são gerados no ato da venda do petróleo, mas o cálculo do *óleo custo* deve acontecer antes da venda. Os Estados e Municípios irão taxar o *óleo* transferido para a PETROSAL na forma de *óleo lucro*?

Uma questão específica muito importante é: como aplicar a atual legislação do REPETRO nos contratos de partilha? Esta regra tributária foi criada para permitir as empresas não pagarem impostos sobre os produtos associados ao

investimento na cadeia do petróleo. Para isto, os produtos são internalizados através da admissão temporária. No caso dos equipamentos produzidos no Brasil, ocorre uma exportação seguida da admissão temporária. Como não há compra do equipamento, mas uma espécie de *leasing*, as empresas petroleiras não pagam impostos (IPI, ICMS e impostos de importação). O mecanismo da admissão temporária pressupõe que a propriedade do equipamento não seja transferida para uma empresa localizada no Brasil. A rigor, a utilização deste mecanismo nos contratos de partilha enfrentará problemas jurídicos, pois o contrato prevê a transferência da propriedade do ativo das empresas operadoras para a PETROSAL ao fim do contrato.

Pelo que foi apontado acima, pode-se concluir que uma vez sancionado o projeto de lei sobre a partilha, o governo deverá realizar um importante esforço legislativo para viabilizar licitações de novas áreas no Pré-sal e a assinatura dos novos contratos. Neste sentido, será muito importante a criação da PETROSAL e a rápida contratação e qualificação de um quadro técnico competente. Este quadro técnico será responsável pela elaboração, assinatura e acompanhamento dos contratos de partilha que são de longo-prazo. Em outras palavras, um trabalho mal feito agora pode jogar por terra o esforço político e legislativo dos últimos três anos. Para evitar isto é fundamental que este trabalho seja feito de forma planejada e sem atropelo. Ou seja, antes de realizar licitações na área do Pré-sal é preciso discutir com os agentes o novo contrato de partilha, rever a legislação fiscal aplicável a este contrato, criar a PETROSAL e dotá-la dos recursos necessários à realização da sua missão. Respeitar os detalhes é ter consciência da importância do Pré-sal para o futuro do Brasil.