

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Setembro/Outubro de 2011 – Ano 11 – n.4

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados nove artigos:

O futuro dos biocombustíveis IX: A diversidade de estratégias e o futuro da bioeconomia – comparando Shell, Braskem e Amyris, por José Vitor Bomtempo.

Matriz de geração de eletricidade no horizonte 2030: O papel das termelétricas a gás natural, por Luciano Losekann.

Segurança energética e mudança climática: a difícil convergência, por Ronaldo Bicalho.

Setor elétrico brasileiro: mimetismo e fragmentação, por Roberto Pereira d' Araujo.

Regulação ambiental: um entrave para a extração do gás de xisto?, por Edmar de Almeida e Luiz Suárez.

O que queremos fazer com o gás brasileiro?, por Marcelo Colomer.

O vencimento das concessões do setor elétrico brasileiro: a busca de uma solução política e estratégica, por Renato Queiroz.

Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: evolução e tendências II, por Thales Viegas.

Políticas de incentivo para as energias renováveis, por Jacqueline Batista Silva.

Equipe:

Editor: Ronaldo Bicalho

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

Secretária executiva: Jacqueline G. Batista Silva

Contatos: economia.energia@ie.ufrj.br

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.

Jacqueline Batista Silva

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

José Vitor Bomtempo

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

Luciano Losekann

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

Luiz Suárez

Graduando do Instituto de Economia da UFRJ

Marcelo Colomer

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

Renato Queiroz

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

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

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

Roberto Pereira d'Araujo

Mestre em engenharia de sistemas e controles pela PUC/RJ; Pós-Graduado em Power systems Operation & Planning pela Waterloo University, Canada; Graduado em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ.

Foi chefe da assessoria de métodos e modelos, do departamento de estudos energéticos e de mercado e ocupou o cargo de conselheiro de administração de Furnas Centrais Elétricas.

Diretor do ilumina – Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico, professor do curso pós-graduação executiva em petróleo e gás – COPPE; autor e co-autor dos livros: Setor Elétrico Brasileiro – Uma Aventura Mercantil, O Brasil à Luz do Apagão, A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro; colunista do Canal Energia; consultor em energia elétrica – RCM Consultoria e Projetos Ltda, realizou consultorias para CEPEL, COPPE, COPEL, ELETROBRÁS, PETROBRAS, FGV.

Ronaldo Bicalho

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

Thales Viegas

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

O futuro dos biocombustíveis IX: A diversidade de estratégias e o futuro da bioeconomia – comparando Shell, Braskem e Amyris

Por José Vitor Bomtempo

Em artigos anteriores, exploramos as estratégias das empresas de petróleo em biocombustíveis. Em particular, discutimos os movimentos de Shell, BP, Petrobras e Total. A principal conclusão a que se pode chegar a partir dessas análises é a de uma diversidade de visão e de abordagem do negócio “biocombustíveis”.

No artigo de hoje vamos estender a discussão sobre a diversidade de estratégias que podem ser observadas no desenvolvimento da bioeconomia fazendo uma comparação entre Shell, Braskem e Amyris. Essa comparação ilustra a notável variedade de estratégias de inovação e de iniciativas empreendedoras que marca a construção da indústria de bioprodutos.

São centenas de projetos em andamento pelo mundo afora envolvendo *start-ups* de base tecnológica ao lado de empresas estabelecidas em diferentes indústrias tais como petróleo e gás, química, biotecnologia, e agroindústria. Como as empresas estão construindo suas trajetórias na nova indústria? Essas estratégias são convergentes ou divergentes?

Procurar uma tipologia das estratégias e iniciativas pode ajudar na compreensão do processo em curso. Este artigo é uma tentativa inicial de buscar elementos para a construção dessa tipologia.

Vamos então comparar Shell, Braskem e Amyris. Faremos uma breve descrição de cada caso e em seguida uma comparação entre eles.

Shell

O caso Shell já foi desenvolvido no artigo V (1). Para não repetir o desenvolvimento apresentado, apresentamos aqui apenas os tópicos principais que resumem a evolução da presença da Shell:

- Plano estratégico divulgado em 2005 estabeleceu que a Shell não entraria na produção de biocombustíveis de primeira geração. O foco estaria em novas tecnologias e em biocombustíveis avançados. No relatório tecnológico de 2005, as tecnologias para gaseificação (BTL) e etanol celulósico são identificadas como tecnologias centrais para a Shell.
- Cinco projetos inovadores, iniciados por empresas de base tecnológica, são escolhidos pela Shell numa espécie de “experimento” em busca de um design dominante: Iogen (2002, etanol celulósico), Choren (2005, rota

termoquímica para diesel), Codexis (2006, novos biocombustíveis e bioprodutos por processo enzimático a partir de açúcares), Virent (2007, combustíveis e produtos químicos a partir de açúcares por conversão química) e Cellana (2007, uma *joint-venture* Shell/HR Petroleum para produção de algas).

- A partir de 2010, Shell realiza alguns movimentos que redefinem sua estratégia: desliga-se da Choren (2010), forma uma *joint-venture* – Raízen - com a Cosan, líder da indústria brasileira de etanol. Iogen e Codexis são incluídos na *joint-venture*. Em 2011, Shell retira-se da Cellana, abandonando assim o negócio de algas.
- Uma declaração recente (junho 2011) do vice-presidente de Strategy Portfolio and Alternative Energy resume a visão atual da Shell: “*It’s very hard at the moment to say which technologies will win.*” Shell mantém portanto a visão de uma indústria na qual ainda não há definição das tecnologias vencedoras, mas o etanol de primeira geração de cana-de-açúcar torna-se estratégico para a empresa no desenvolvimento dos biocombustíveis avançados e no abastecimento futuro do mercado de combustíveis líquidos.

Braskem

Descrevemos agora o caso Braskem. Braskem é uma petroquímica já de porte e inserção internacional com vendas em 2010 de cerca de US\$ 15 bilhões. Em 2010, Braskem lançou o polietileno (PE) verde ou biopolietileno produzido a partir de etanol. Trata-se de uma inovação de processo baseada numa tecnologia já conhecida: a conversão de etanol em eteno. A Braskem, por meio da Salgema, tinha experiência na utilização dessa tecnologia nos anos 1980 para a produção de monômero de cloreto de vinila para produção de PVC. No começo dos anos 1990 a tecnologia foi abandonada.

O PE verde é exatamente o mesmo PE baseado em gás natural ou nafta. Assim, exceto na produção do etileno, toda a estrutura produtiva é mantida. Todos os ativos complementares são preservados e nenhuma adaptação é necessária na cadeia produtiva. Os custos do desenvolvimento são estimados em cerca de US\$ 5 milhões.

A repercussão do PE verde foi expressiva e certamente muito maior do que o esperado pela empresa. A inovação ganhou prêmios e destaques internacionais. O projeto inicial seria de 100.000 t/a e foi duplicado. A produção comercial, 200.000 t/a, iniciou-se em 2010. A empresa conseguiu desenvolver parcerias com utilizadores finais de peso – Procter & Gamble, Natura, Shizeido, Danone, Johnson & Johnson, Toyota -, que passaram a utilizar o PE verde e em muitos casos a identificar a sua origem renovável e suas qualidades ambientais. No segmento de embalagens, o desenvolvimento desse relacionamento sempre foi raro e praticamente ausente na história da Braskem.

Na expectativa de explorar uma trajetória de inovações em plásticos renováveis, Braskem estabeleceu como objetivo ser líder mundial em química sustentável em 2020. Um novo produto, utilizando uma rota similar já foi desenvolvido: o

polipropileno verde. Uma planta de 50.000 t/a – tamanho pequeno em relação às escalas da petroquímica – está em construção. Esse volume de produção seria destinado a testes de mercado. Da mesma forma que o PE verde, o PP verde seria idêntico ao produto petroquímico.

Na exploração de inovações em química renovável, Braskem tem modificado a sua estrutura de P&D, destinando boa parte dos recursos, cerca de 30 a 40%, para a nova linha de pesquisas. Entretanto, o orçamento atual de P&D, da ordem de US\$ 50 milhões anuais, não é expressivo em relação ao faturamento anual da Braskem e parece modesto em relação às ambições da empresa na linha de química renovável.

Amyris

O terceiro caso é o da Amyris. A empresa é uma *start-up* de biotecnologia que foi lançada em 2003 com vistas à produção de artemisina, uma nova droga para o tratamento da malária. Amyris adaptou os conhecimentos desenvolvidos na biotecnologia farmacêutica para entrar na indústria de biocombustíveis e bioprodutos. Um processo inovador de fermentação foi desenvolvido utilizando conhecimentos de biologia sintética. Uma levedura foi modificada em seu metabolismo para produzir a partir de açúcares moléculas de hidrocarbonetos, no caso isoprenóides. Os isoprenóides podem ter 5, 10 ou 15 carbonos. O mais conhecido até agora é um farneseno, o de 15 carbonos, que hidrogenado produz um diesel de grande qualidade.

Diversas aplicações podem ser desenvolvidas a partir dessa família de isoprenóides, dependendo em cada caso de uma finalização química específica: elastômeros, lubrificantes, produtos para cosméticos, combustível de aviação, fragâncias e outros. Amyris considera os isoprenóides uma espécie de plataforma para a exploração potencial de mercados de commodities (combustíveis) e de especialidades.

Amyris desenvolveu-se inicialmente a partir de recursos de *venture capital* (Vinod Khosla e outros) e dos organismos americanos como DOE. Em 2010, a empresa realizou o IPO, captando US\$ 85 milhões. Em 2011, Total entrou para o capital da empresa com uma participação de 22% que correspondeu à entrada de US\$ 135 milhões.

Amyris foi talvez a primeira de uma série de empresas a vir para o Brasil na busca de condições para o desenvolvimento do seu projeto inovador. Foi construído um centro de pesquisas na região de Campinas onde trabalham cerca de 50 pessoas. O centro de pesquisa participou da construção de uma unidade piloto e de uma unidade de demonstração.

Em 2011, a empresa iniciou a produção em escala semi-comercial, na forma de produção contratada, para o mercado de cosméticos. Duas outras unidades de porte maior estão em preparação para a produção de biodiesel – ou diesel de cana, como tem sido chamado – que deverá ser utilizado experimentalmente nos ônibus urbanos de Rio e São Paulo.

Na tentativa de desenvolver as oportunidades de inovação que vislumbra e de buscar os ativos complementares e competências de que não dispõe, Amyris tem se caracterizado pela experimentação em termos de modelos de negócios. Muitos modelos diferentes têm sido usados tanto na estruturação da produção em escala quanto no relacionamento com os segmentos a jusante da cadeia. Amyris tem demonstrado uma postura ambiciosa visando a construção de uma posição competitiva de pioneira na bioeconomia industrial.

A diversidade

Shell, Braskem e Amyris podem ser comparadas sob diversas perspectivas. Destacamos a seguir algumas delas:

A base de conhecimento da Amyris é uma nova tecnologia baseada em biologia sintética, a da Braskem é o renascimento de uma velha tecnologia e a Shell limita-se a estabelecer uma espécie de busca para identificar as tecnologias mais interessantes para o futuro.

Assim, o estágio de desenvolvimento das trajetórias é bem diverso: apenas a Braskem encontra-se em exploração comercial plena, a Amyris inicia o processo de comercialização ou testes de mercado e a Shell, cujos projetos estão em fase piloto ou demonstração, mantém a posição de acumulação de conhecimento sobre as alternativas que explora.

As ambições estratégicas são também distintas: Amyris tem uma estratégia agressiva de pioneira, Braskem busca uma posição de liderança no futuro, mas com uma abordagem conservadora, enquanto Shell parece adotar uma estratégia mais defensiva e de proteção de seus negócios em combustíveis.

Na busca de garantia de suprimento de matéria prima, no caso cana-de-açúcar, Amyris estabeleceu alianças com algumas usinas. Braskem tem a proteção da ETH, do mesmo grupo, embora até agora o suprimento de etanol tenha sido feito a partir do mercado. De qualquer forma, identifica-se uma segurança de suprimento pela existência da ETH. Shell, por sua vez, apostou na *joint-venture* com a Cosan para assegurar o acesso ao etanol e à matéria prima.

A natureza e extensão das parcerias são bastante distintas. Amyris multiplica e acelera as parcerias de formatos os mais diversos com fornecedores de matéria prima, produtores de etanol, utilizadores industriais e finais de diversas indústrias que poderiam vir a ser consumidoras de um dos produtos da família de isoprenóides.

Braskem tem um foco preciso nas parcerias: as indústrias utilizadoras das resinas que têm interesse em dar um caráter mais verde a seus produtos e por isso se dispõem a valorizar as resinas renováveis. Shell estabeleceu dois tipos de parcerias, todas na forma de participação no capital: com as empresas de base tecnológica que pareciam promissoras (duas já foram abandonadas pela Shell) e com um grande produtor de etanol, Cosan, na forma de *joint venture*.

Quanto aos modelos de negócios, o contraste é nítido. Enquanto Amyris adota uma abordagem experimental com muitos modelos diferentes, o que pode vir a

trazer uma complexidade gerencial de tratamento difícil, Braskem protege o seu modelo atual com produtos que mantém intocada a cadeia produtiva. Shell não apresenta definições nesse aspecto.

Em termos dos desafios e limitações que as três estratégias apresentam, deve-se observar no caso da Amyris a busca de ativos complementares e competências em produção em escala e o desenvolvimento de produtos em mercados muito diferentes dos quais a empresa não tem experiência ou conhecimento. A necessidade de recursos para concretizar as ambições de crescimento da empresa é também um desafio de peso no futuro da Amyris.

Quanto à Braskem, para atingir a posição ambiciosa de liderança mundial que almeja será imperativo ampliar sua base tecnológica e ser capaz de fazer mais do que eteno de etanol. A imitação pelos competidores não é difícil e até provável, como sugere o anúncio de um projeto de PE verde da Dow/Mitsui.

O desafio da Shell, como colocado pela empresa na sequência de projetos a que se associou (e saiu) nos últimos anos, é o de escolher a rota e o modelo de negócio vencedor. A empresa afirma que a escolha ainda é prematura. Naturalmente os poderosos ativos complementares em biocombustíveis serão sempre uma arma poderosa para o posicionamento futuro.

Conclusão

Em conclusão, os casos de Amyris, Braskem e Shell sugerem que a diversidade estratégica é grande. Os três casos parecem ser três estilos de empreendimento na nova indústria. Seria interessante identificar outros projetos semelhantes e eventualmente outros estilos para estabelecermos uma tipologia das estratégias de inovação na indústria de biocombustíveis e bioprodutos do futuro.

Um ponto que merece ser registrado é o da presença dos três projetos no Brasil. Diversos outros projetos têm buscado associações no Brasil no que poderíamos chamar de “corrida do açúcar”. As formas de entrada e o papel que as empresas e instituições locais têm exercido nesse original processo de inovação a partir de tecnologias iniciadas no exterior merecem ser estudadas em profundidade. Assunto para próximos artigos.

(*) Este artigo deriva da apresentação Braskem, Amyris and Shell: comparative cases in the new biobased industry, desenvolvida por Bomtempo, J.V., Alves F., Lage F. e Pereira F., IE e EQ/UFRJ, para a Summer School do RRI (Réseau de Recherche sur l’Innovation), Dunkerque, França, 31/08 a 03/09/2011.

Referências:

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

Matriz de geração de eletricidade no horizonte 2030: O papel das termelétricas a gás natural

Por Luciano Losekann

Em artigo anterior foram analisados os determinantes e as implicações do regime complementar (*) de operação das termelétricas a gás natural no Brasil. Nesse artigo, será explorado um cenário de longo prazo para o papel das termelétricas a gás natural no Brasil. Para tanto, serão apresentadas as projeções da matriz de geração e do despacho de centrais termelétricas no horizonte 2030 construídas a partir de modelos desenvolvidos pelo Grupo de Economia da Energia (GEE).

Para projetar a evolução da capacidade instalada, foi considerado o balanço entre carga de eletricidade e garantia física das usinas. Partindo de um cenário de crescimento do PIB de 4,5% a.a., a análise econométrica indica que a demanda de eletricidade teria um aumento médio de 4,8% a.a.. Para compor a expansão de capacidade de geração que atenderia com segurança essa evolução do consumo[1], assumimos que as centrais incluídas no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2020 serão implementadas e utilizamos algumas hipóteses sobre as fontes de geração de eletricidade.

A hipótese central desse exercício é que a diretriz de política energética será a de privilegiar as fontes de geração renováveis e as usinas termelétricas servirão como ajuste para atender a necessidade de entrada de capacidade.

Nesse contexto, o potencial hidrelétrico remanescente é a variável determinante para definir a matriz de geração até 2030. Foi considerado um cenário que contempla apenas os aproveitamentos hidrelétricos que não apresentam interferência direta em parques e florestas nacionais e/ou com terras indígenas. Segundo o Plano 2030 da EPE, o potencial hidrelétrico remanescente que respeita essas restrições corresponde a 77 GW.

Consideramos que, após o acidente de Fukushima, a expansão da capacidade de geração nuclear será limitada à construção de três novas centrais até 2030, de 1300 MW cada uma[2]. Esse é o cenário de menor adição de nucleares do Plano 2030.

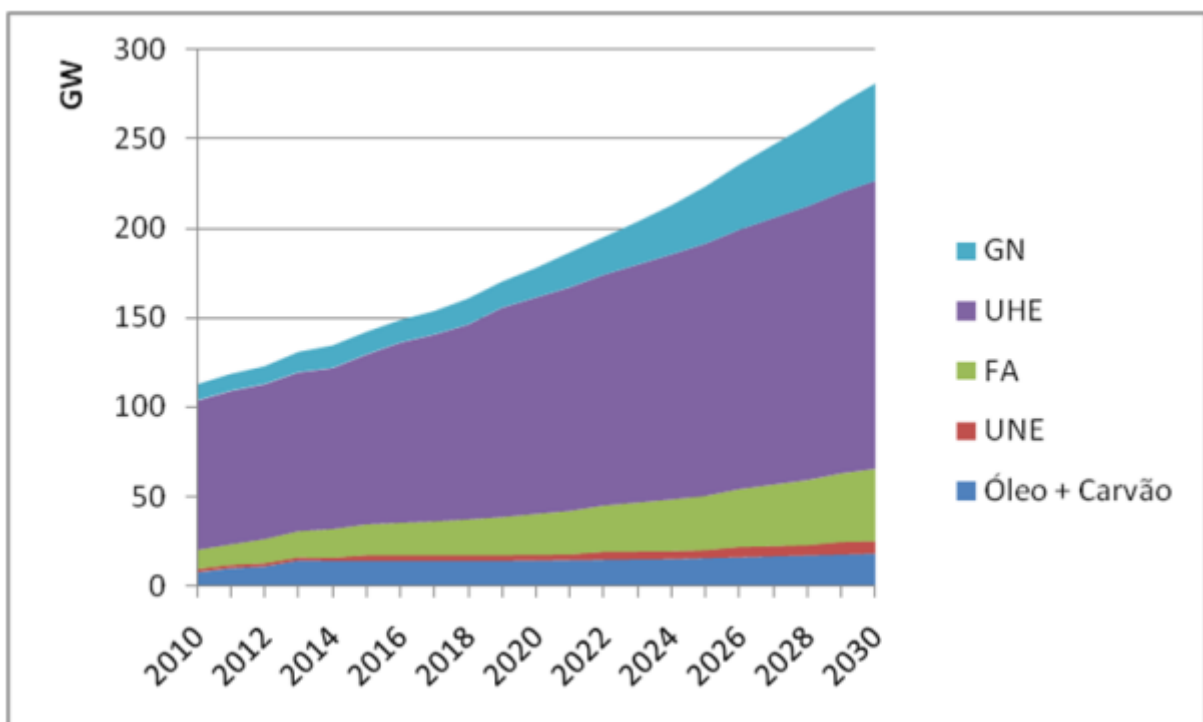
Conforme indicam os últimos leilões de expansão, as fontes alternativas, principalmente a eólica, terão participação crescente na matriz de geração brasileira. No entanto, a expansão de fontes alternativas (bagaço, eólica e pequenas centrais hidrelétricas) encontra um limite em sua intermitência. Até 2030, a expansão de capacidade dessas fontes somaria 21,5 GW.

Apesar da elevada participação nos primeiros leilões de energia nova, assumimos que termelétricas a carvão e a óleo devem ter papel limitado nos leilões futuros. Essas fontes foram vitoriosas nos momentos em que as fontes mais competitivas enfrentavam restrições devido ao atraso no licenciamento

ambiental (hidrelétricas) e de disponibilidade de combustível (termelétricas a gás natural). Na medida em que essas restrições são superadas, consideramos que somente 4 GW de termelétricas a carvão e óleo serão implantados entre 2020 e 2030.

A tendência de maior disponibilidade de gás natural no Brasil a partir das recentes descobertas no pré-sal justifica o papel do energético para preencher o intervalo entre crescimento da carga de eletricidade e expansão das fontes renováveis. Ainda que o PDE não considere expansão significativa dessas centrais até 2020, nossas projeções apontam que a situação deve se alterar nos 10 anos seguintes. Entre 2020 e 2030, 41,5 GW de capacidade termelétrica a gás natural entrariam em operação. Assim, a capacidade termelétrica a gás natural saltaria de 9 GW atuais para 55 GW em 2030, quando representaria 19% da capacidade instalada total.

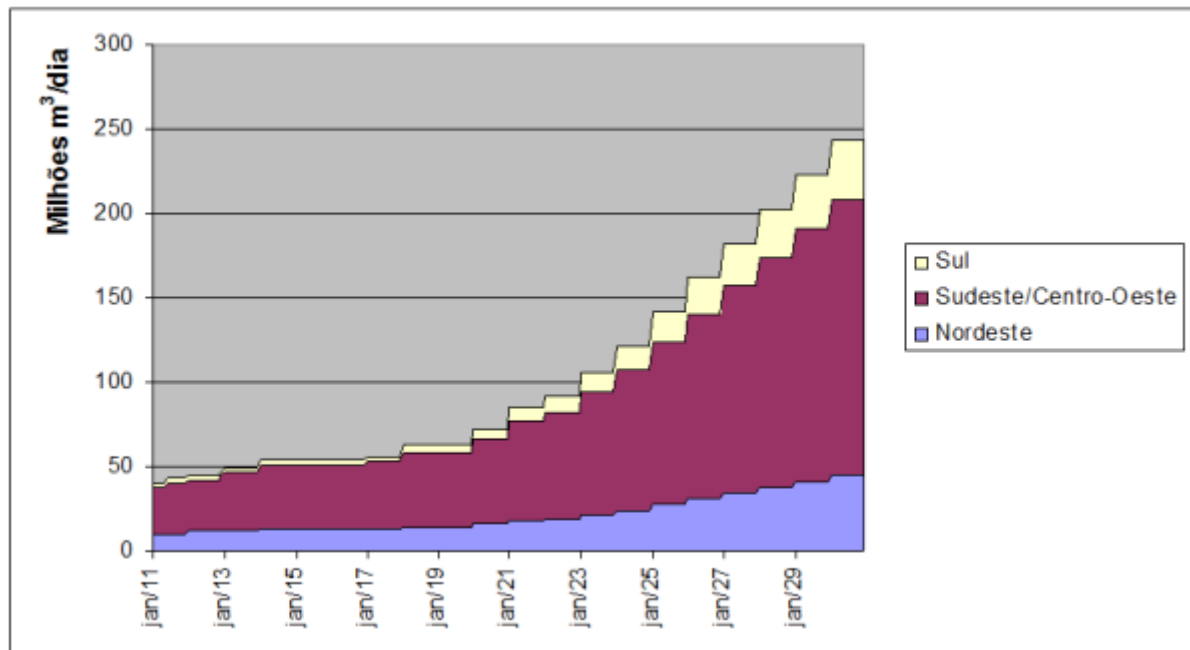
Figura 1 – Projeção da Capacidade Instalada no Sistema Elétrico brasileiro 2010-2030



Fonte: Elaboração própria

Se as termelétricas são utilizadas em plena capacidade, o consumo de gás natural corresponderia a 72 MM m³/dia no final de 2020 e 243 MM m³/dia em 2030 (figura 2). Assim, a infraestrutura de suprimento de gás natural deveria se ampliar fortemente até 2030 para permitir a expansão de capacidade de geração dessas centrais.

Figura 2 – Consumo de gás natural decorrente do despacho pleno das centrais termelétricas 2010-2030 (milhões de m³/dia)

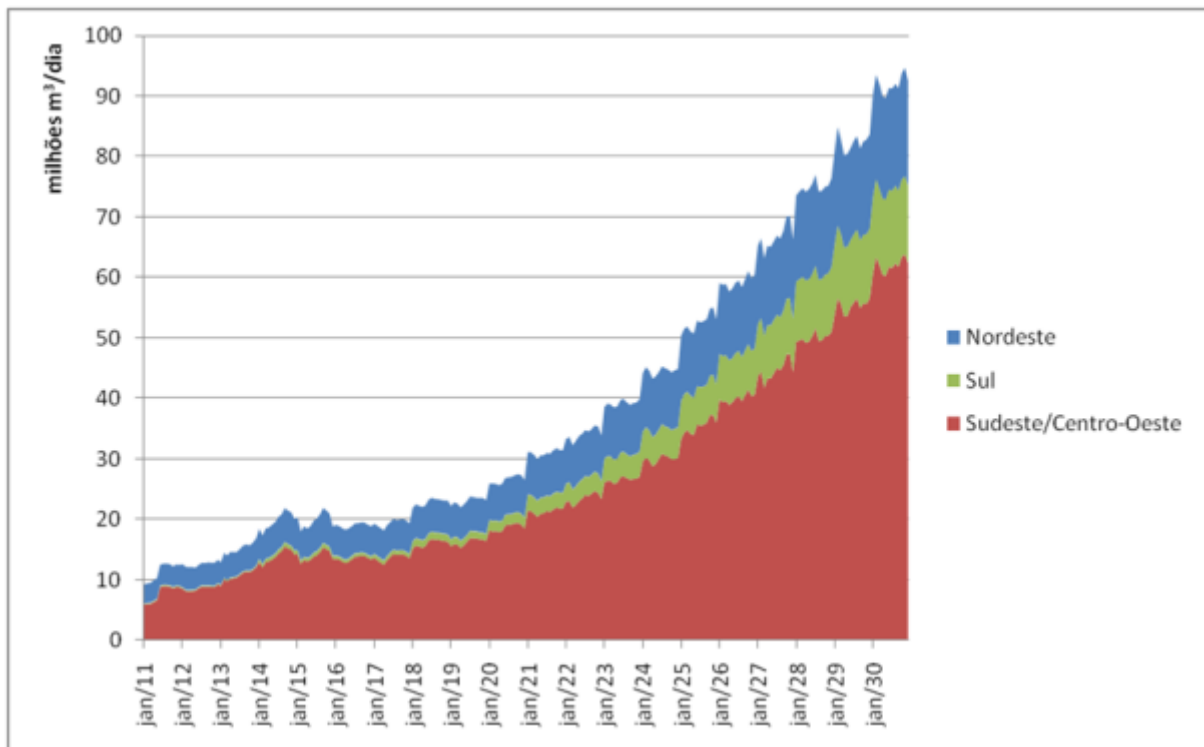


Fonte: Elaboração própria

A operação não frequente das centrais termelétricas a gás foi uma barreira para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. A taxa histórica de utilização das termelétricas a gás no Brasil é de 25%, sendo insuficiente para remunerar a infraestrutura de suprimento de gás natural. A taxa de utilização deve ser ampliada no futuro em função da diminuição da capacidade de armazenagem de energia nos reservatórios[3], fruto das novas hidrelétricas brasileiras não contarem com reservatórios significativos.

No entanto, as simulações do GEE, que consideram o regime vigente de despacho do sistema elétrico brasileiro (figura 3), indicam que o fator de utilização das termelétricas continuará baixo, cerca de 40%. Em 2030, o consumo esperado de gás natural seria de 95 milhões de m³/dia. Dessa forma, o intervalo entre consumo máximo, que define a necessidade de infraestrutura, e médio, que define a utilização esperada de gás, seria de 148 milhões de m³/dia.

Figura 3 – Consumo termelétrico esperado de gás natural 2010-2030 (milhões de m³/dia)



Fonte: Elaboração própria

Atualmente, a forma de conferir flexibilidade de oferta de gás para atender as termelétricas é através da implantação de terminais de GNL[4]. No entanto, não é factível que esse volume de flexibilidade projetado para 2030 seja atendido através de importação de GNL. Tampouco parece adequada a possibilidade de implantar plantas de segmentos que consomem intensamente gás natural, como o de fertilizantes, para orientar o combustível que não é consumido pelas termelétricas. Assim, seriam desenvolvidas atividades muito intensivas em capital que funcionariam complementarmente em um contexto de taxa de desconto elevada, combinação que compromete qualquer fluxo de caixa.

A opção mais vantajosa para o desenvolvimento da indústria de gás natural seria a utilização de gás natural doméstico, produzido no pré-sal, nas termelétricas, ancorando a implantação de infraestrutura e estimulando outros usos. No entanto, para essa alternativa se viabilizar é fundamental que o regime de operação das centrais termelétricas seja modificado, ampliando seu fator de utilização.

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

[1] Foi considerada uma folga de 5% entre garantia física e carga.

[2] Angra III já é contemplada no PDE 2020 e, portanto, não faz parte desse cálculo.

[3] A razão entre capacidade de armazenagem de água e carga mensal no sistema integrado nacional (SIN) caiu de seis para cinco nos últimos dez anos e deve cair para quatro até o final da década.

[4] Uma das opções para o escoamento do gás do pré-sal é através de terminais de liquefação offshore (floating LNG). Nesse caso, a utilização GNL para atender a demanda de termelétricas teria outra racionalidade e seria bastante adequada.

Segurança energética e mudança climática: a difícil convergência

Por Ronaldo Bicalho

Duas questões fundamentais dominam o debate contemporâneo sobre energia: mudança climática e segurança energética.

A princípio, essas questões pertencem a áreas de políticas públicas diferentes, contudo, a evolução recente dos acontecimentos, tanto no âmbito energético quanto no ambiental, fez com que a interdependência entre elas crescesse de forma significativa.

Face a isto, a peculiaridade do atual momento não se encontra simplesmente na presença do tema ambiental – mudança climática – no debate sobre energia, mas no protagonismo adquirido por esse tema na evolução do quadro energético atual. Em consequência, não basta reconhecer a necessidade de incorporar a variável ambiental no debate, mas reconhecer a necessidade de incorporá-la como uma questão de primeira ordem, em igualdade de condições com o tema energético por excelência que é a segurança energética.

A necessidade de se colocar as dimensões ambiental e energética no mesmo patamar na discussão sobre energia é fruto da presença marcante dos combustíveis fósseis tanto na mudança climática quanto na segurança energética.

Para a área de meio ambiente, os combustíveis fósseis constituem a principal causa da mudança climática, em função do aumento da temperatura gerado pela concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera; em particular, do CO₂ emitido pela queima desses combustíveis.

Para a área de energia, os combustíveis fósseis desempenham um papel fundamental na garantia do suprimento de energia necessário ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar social; graças a um conjunto de atributos – estocabilidade, densidade, disponibilidade e controle – que permite a utilização desses combustíveis em níveis de escala e custo extremamente favoráveis.

Dessa maneira, se os combustíveis fósseis representam um grande problema para o meio ambiente, para a energia eles representam uma grande solução. Se para enfrentar a mudança climática é necessário se livrar deles, para assegurar o suprimento energético é preciso recorrer a eles.

É desse antagonismo presente nos distintos papéis desempenhados pelos combustíveis fósseis nas questões ambiental e energética que nasce, em um primeiro momento, o conflito entre os objetivos – mitigação da mudança climática e garantia da segurança energética – e, por conseguinte, entre as políticas ambiental e energética.

Conflito este que se deve ao fato de que alcançar o objetivo principal da política ambiental significa dificultar a realização do objetivo da política energética. Em outras palavras, atenuar a mudança climática por intermédio da redução das emissões de CO₂, mediante a restrição do uso de combustíveis fósseis, tem como contrapartida a diminuição do volume de recursos, em quantidade, qualidade e preço, disponíveis para a garantia da segurança do suprimento energético.

É evidente que o contrário também é verdadeiro. Visto que o atendimento do imperativo de segurança energética, por intermédio do uso intensivo dos combustíveis fósseis, acelera o processo de mudança climática; fruto do aumento das emissões advindo justamente do maior uso desses combustíveis.

Assim, o benefício alcançado por uma política impinge um custo à outra.

Em virtude desse conflito entre as duas políticas, intrínseco à dualidade do papel representado pelos combustíveis fósseis, a convergência entre elas tem que ser construída. Ou seja, a convergência não nasce espontaneamente, mas é fruto de um processo intencional de construção tecnológica, econômica e institucional.

Dito de outra forma, a convergência não é natural, não é dada, não está disponível; pelo contrário, ela precisa ser criada, gerada, construída, técnica, econômica e institucionalmente.

Essa construção envolve uma mobilização significativa de recursos que demanda uma participação crucial do Estado; face às grandes externalidades presentes nas questões envolvendo a mudança climática e a segurança energética, tanto individualmente quanto em conjunto.

Em função disto, o Estado se torna o principal protagonista na gestão do trade-off entre segurança energética e mudança climática. Protagonismo este que coloca as decisões políticas como sendo um dos elementos-chave da evolução do setor de energia nas próximas décadas.

Essas decisões irão configurar as estratégias que serão adotadas pelos Estados Nacionais para enfrentar os problemas relativos a esse trade-off; no entanto, a forte interdependência existente entre os dois pratos dessa balança introduz um conjunto de dificuldades relevantes nesse processo decisório.

Dada a interdependência entre os dois problemas, as estratégias escolhidas precisam contemplar o seu enfrentamento conjunto. Essa abordagem demanda algum tipo de hierarquização de objetivos no interior desse conjunto, que implica na subordinação de uma política em relação à outra, explicitando as prioridades contempladas pelas políticas públicas.

Nesse processo de definição de prioridades, a percepção do conjunto de problemas em sua extensão e gravidade joga um papel fundamental; contudo, a interdependência torna a solução estratégica desse conjunto de problemas extremamente complexa. Complexidade essa que abre a possibilidade de diferentes estratégias nacionais, nascidas de diferentes percepções acerca dos

dois problemas e das suas soluções, articuladas ou não; o que dificulta sobremaneira a convergência das políticas em torno de uma abordagem comum que sirva de referência e possa ser replicada tanto no âmbito nacional quanto internacional.

Desse modo, pensar a transição da atual economia de alto carbono para uma economia futura de baixo carbono como um processo definido com uma única trajetória, com um timing único, com um conteúdo único, é uma simplificação que não ajuda no entendimento da natureza dessa transição, de suas possibilidades e de suas dificuldades.

A transição, de fato, é um processo indefinido e aberto, com várias trajetórias, conteúdos e tempos de duração possíveis.

Em outras palavras, não há uma transição única, mas, várias transições.

Se são várias as percepções sobre as transições possíveis, várias também serão as estratégias dos Estados frente ao trade-off mudança climática e segurança energética e as políticas públicas implementadas para reduzi-lo.

Nesse sentido, se a política energética voltou ao centro do dinamismo energético, a complexidade do contexto gerou uma multiplicidade de percepções, de políticas e de possibilidades de futuro.

Convergir percepções, estratégias e políticas em um quadro como este não é uma tarefa fácil. Reconhecer esta dificuldade ajuda a criar as condições necessárias para esta convergência. Em contrapartida, ignorar esta dificuldade não ajuda em nada na resolução do problema.

Desse modo, tanto aqueles que ignoram o problema quanto aqueles que subestimam os custos de resolvê-lo prestam um enorme desserviço ao enfrentamento daquela que é a questão crucial da evolução energética atual: a redução do trade-off entre segurança energética e mudança climática

Setor elétrico brasileiro: mimetismo e fragmentação

Por Roberto Pereira d'Araujo

Olhado sob uma perspectiva de dez ou até vinte anos, não se pode dizer que, atualmente, o setor elétrico brasileiro esteja estagnado ou ameaçado de um novo racionamento. Percebe-se um aumento de interrupções de grande porte, mas elas são muito mais um problema de coordenação e gestão do que de falta de investimento em geração. Também parece ser evidente que existem falhas graves na fiscalização das empresas distribuidoras que mostram um aumento do seu índice de desligamentos, além de outros defeitos ameaçadores à segurança dos cidadãos.

Mas, o que parece ser indiscutível e surpreendente é que, por alguns motivos, perdemos a vantagem comparativa da energia a preços módicos. Confrontos com sistemas de matriz energética semelhante são tão díspares, que não resistem nem às possíveis dúvidas sobre câmbios ou impostos. Ao mesmo tempo, passamos a ter uma estrutura extremamente complexa, tornando um setor de tecnologia bastante conhecida num grande mistério para a maioria das pessoas. A razão está ligada ao fato do Brasil ter passado por uma mudança profunda de paradigma em tempo recorde.

A nossa experiência não foi uma simples aplicação de uma fórmula de sucesso em outros países. A transposição exigiu uma complexa, subjetiva e ainda incompleta adaptação. Consequência direta, o ambiente de regulação e comercial apresenta sintomas de inquietude e instabilidade. Sendo a energia elétrica brasileira advinda de uma riqueza natural e renovável, é preocupante o surgimento de indícios de que essa complexidade possa estar ocultando a captura de vantagens não isonômicas entre consumidores. Num país com tantas carências sociais, essa é uma questão relevante. O presente artigo procura esclarecer essas polêmicas.

2. A singularidade evidente.

Segundo dados de 2009[1], o Brasil produziu 2% da eletricidade no mundo, numa lista onde os Estados Unidos responderam por mais de 20%. Apesar dessa participação quase marginal, a renovabilidade da nossa matriz nos coloca como um dos líderes na produção de energia advinda de fonte não fóssil, uma raridade no mundo.

Considerando apenas a hidroeletricidade, a forma renovável mais importante, o Brasil ocupa a segunda colocação (12%) com a China em primeiro (15%). O dado impressionante é que apenas seis países (China, Brasil, Canadá, Estados Unidos, Rússia e Noruega) detêm quase 60% dessa forma de produção. Mesmo nesse "clube", há outras características que nos diferenciam ainda mais. A primeira é a predominância da hidroeletricidade na matriz. Enquanto a Noruega tem 99% de sua energia de origem hídrica, o Brasil tem 82%, o Canadá 60%, a Rússia 20% e

os Estados Unidos apenas 8%[2]. Essas proporções também mostram que, mesmo entre os líderes da energia hidroelétrica, há diferenças marcantes entre esses sistemas.

Afunilando ainda mais a seleção acima, há sistemas capazes de armazenar a energia primária produtora da eletricidade, a água, em quantidades significativas em relação ao consumo. Com esse filtro, sobram apenas dois sistemas: o canadense e o brasileiro. O Canadá possui reservatórios capazes de guardar quase 700 km³. O Brasil figura em segundo lugar com 500 km³. O Canadá não tem seu sistema completamente integrado, mas a província de Quebec é capaz de armazenar o equivalente a três meses da sua carga. O Brasil, com seu sistema interligado guarda cinco meses de carga. Se essas características recordes não são fatores importantes para determinar o modelo de exploração comercial dessa vantagem, o que mais seria?

3. **Mimetismo.**

Apesar das similitudes no mundo físico, o Brasil não foi buscar no Canadá sua inspiração. Escolheu a Inglaterra como o seu espelho para o setor elétrico, inclusive com a contratação de consultores daquele país[3]. Afinal, a década de 90 foi pródiga em aplicar receitas genéricas a qualquer sistema, independente das características físicas. Foi uma espécie de “One size fits all” no mundo comercial. Claro que a adoção de um modelo competitivo sobre o sistema brasileiro exigiu uma considerável adaptação. Essa é a questão menosprezada pelos analistas e pela sociedade, até porque bastante desconhecida.

Só a informação de que, no nosso atual modelo de mercado, uma usina não comercializa a sua própria energia, mas sim uma fração da energia total do sistema, já é uma frase repleta de significado. Essa “parcela” é determinada por uma complexa metodologia que “emite” um certificado que procura avaliar a importância da usina para o sistema. Independente dos problemas desse método, é claro que há um “todo” que se sobrepõe ao individual. Isso se dá em sistemas com características de monopólio natural[4]. A razão física não é difícil de entender, já que se trata de um sistema que lida com um estoque compartilhado de reserva energética. É compartilhado porque qualquer usina tem influência sobre ele. Como é nacional, a transmissão é parte ativa desse sistema, aumentando a oferta de energia segura[5]. A diversidade hidrológica e a variabilidade das afluições exigem um operador nacional, que despacha as usinas sob ótica monopolística, com liberdade de decidir quem, quando e onde gerar. As decisões são independentes de contratos comerciais e se baseiam em estimativas sobre o futuro.

O processo é um excelente exemplo de aplicação de uma *teoria de utilidade subjetiva esperada*[6], pois, como se verá, a decisão é tomada com base em diversas expectativas e sujeita a parâmetros subjetivos. Raros sistemas no mundo têm uma variável matemática como o Custo Marginal de Operação (CMO) no núcleo do seu modelo comercial. Trata-se de um valor em R\$/MWh que espelha o valor da energia reservada no sistema perante um futuro esperado sob a ótica de um operador de todo o sistema alheio a questões comerciais. O CMO é a variável chave para a decisão da operação e dependente de variáveis aleatórias. Tanto a carga do sistema quanto a energia afluyente são grandezas

estimadas probabilisticamente. Com base nesse valor, o operador despacha a energia das usinas térmicas e, assim, gere a reserva energética que pode equivaler a quase meio ano de consumo. Dado o tamanho comparativo à carga, o horizonte afeto ao processo atinge cinco anos. Aqui, ao contrário de outros sistemas mercantis, decisões do passado afetam o presente que, por sua vez, interfere no futuro. Estimativas de futuro condicionam o presente.

4. Um modelo mercantil, mas dependente de parâmetros subjetivos.

À primeira vista, poderia parecer que um setor gerido por leis do mercado estivesse livre de parâmetros e valores que dependem de uma visão de política de governo. Antes da reforma mercantil iniciada em 1995, o setor foi expandido e operado adotando-se um critério de garantia fixo (risco de racionamento < 5%) que era uma escolha estudada, mas como toda escolha, bastante subjetiva. A mudança de modelo exigiu que qualquer critério fosse traduzido ou justificado através de um custo. Assim, a filosofia do mercado, da concorrência e da competitividade se “ajustaria” mais suavemente ao sistema brasileiro. Entretanto, a singularidade brasileira torna essa pretensão uma mitologia.

Na realidade, a subjetividade ficou apenas mais “oclusa”, mas permanece a mesma. Ao invés de uma taxa de risco fixada de acordo com uma visão de política energética, agora temos um critério de igualdade de custos marginais[7], onde tudo parece fluir sob a lógica mercantil. Muitas vezes, nos debates do setor, é possível ver que muitos se esquecem que os valores em Reais, que parecem tão concretos, também dependem de uma escolha altamente subjetiva.

Dada a variabilidade dos cenários futuros, decorrente da grande dispersão das afluências, ocorrência de déficits de suprimento é um evento bastante possível. Portanto, um valor para o custo do déficit de energia (CD) tem que ser arbitrado. Esse valor permeia todas as relações comerciais, porque, na realidade ele é o próprio risco de déficit. Mesmo admitindo que um “custo social” faça tal representação, os estudos envolvem modelos econométricos bastante subjetivos, pois “simplificam” uma realidade altamente complexa[8]. Uma taxa de desconto futuro (TD) também é necessária para trazer a valor presente todas as ocorrências econômicas futuras. Esses dois parâmetros, além de serem valores dependentes de visões subjetivas, são grandezas que, por sua natureza, ultrapassam o âmbito do setor elétrico. Apesar disso, atualmente, são parâmetros tão definidores de política quanto as velhas taxas de risco, mas, hoje, tornaram-se números internos ao setor fixados sem uma ampla discussão sobre suas consequências[9].

Mas, por força da modelagem, o setor é obrigado a assumir o risco de seu cálculo. O tema ganha consequência mais sérias, quando esses parâmetros são assumidos como imutáveis, numa metodologia alheia às consequências comerciais e de políticas energéticas, até porque ela se origina de uma visão meramente operativa. Entre as mudanças ocorridas na mercantilização do setor, uma delas é a ascensão da importância de uma técnica matemática usada apenas para operar a reserva energética. Mesmo agora, num novo contexto, os princípios dessa metodologia são os mesmos do passado.

5. O virtual e o real

Como uma usina não vende a sua própria energia, diferenças entre o comercializado e o gerado têm que ser “liquidado” numa câmara de compensação. Isso se faz através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que compara mensalmente os dados de geração e os contratos fazendo uma espécie de operação débito-crédito, ressarcindo quem gerou acima de suas obrigações contratuais e cobrando de quem ficou abaixo. Como a decisão de gerar não é tomada pelo agente, mas sim pelo operador, como se definem os preços de troca? Optou-se por um preço denominado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) totalmente baseado no Custo Marginal de Operação (CMO)[10]. Esse é o aspecto mais bizarro do atual modelo, pois coloca no centro de interesses comerciais o modelo de operação, justamente aquele que é isento de influências do mercado.

Apesar da intenção inicial da modelagem, a distância do paradigma inglês é enorme. Lá a geração física está ligada à competição por mercados. O despacho diário é feito com “leilões” a cada meia hora, numa correspondência quase biunívoca entre o lado mercantil e o lado físico. Além disso, a experiência inglesa não foi isenta de problemas[11].

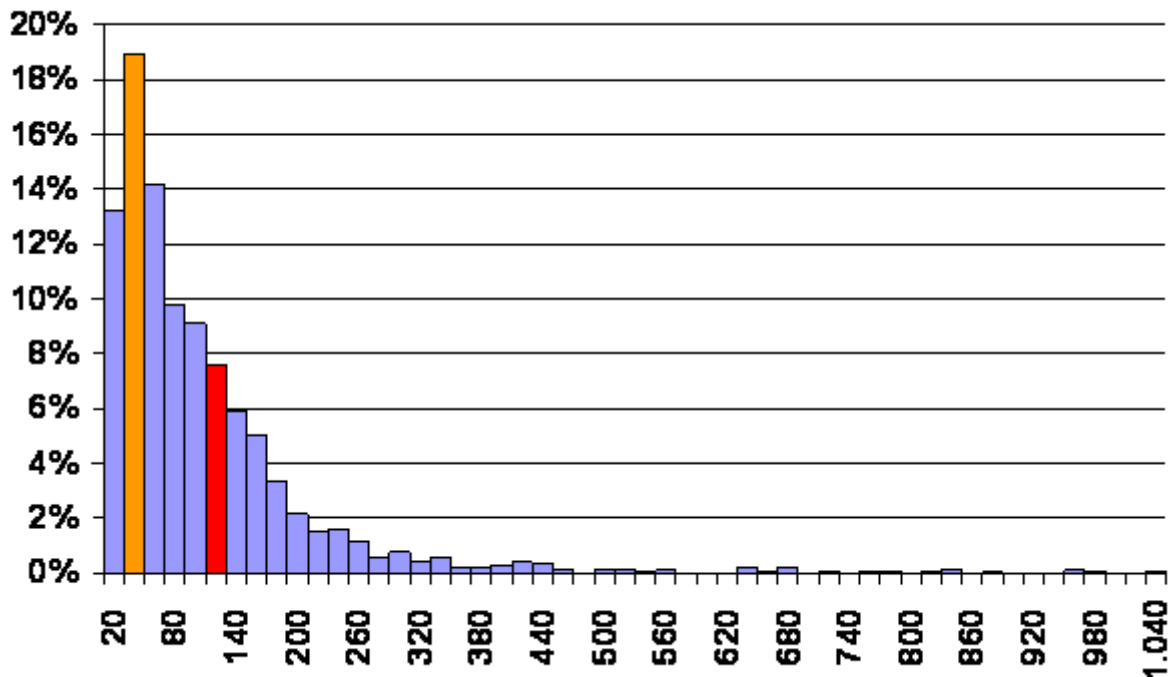
Os certificados de energia assegurada, fixos apesar da variabilidade do mundo real, são calculados na fase de planejamento pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e, para isso, a metodologia e a singularidade brasileira exigem uma operação representada no futuro. O certificado é obtido por uma simulação da operação real no computador para uma configuração futura, portanto, com usinas que ainda estão no papel. Assim são feitos os leilões e definidos os preços. Apesar do risco embutido em qualquer visão do porvir, alguém poderia argumentar que, pelo menos, estamos antevendo a operação desse sistema. A pergunta que surge é: Os critérios usados pelo planejamento e operação são os mesmos? Infelizmente a resposta é negativa. Uma série de efeitos pode resultar dessa inconsistência[12], sendo alguns deles:

- A metodologia adotada na definição das garantias físicas (ou energia asseguradas) na etapa de planejamento pode resultar em superavaliação da “carga crítica” do sistema interligado. Ou seja, o planejamento pode estar sendo muito otimista em relação à garantia.
- A metodologia adotada na definição das garantias físicas (ou energias asseguradas) na etapa de planejamento pode resultar proporções distintas das reais participações das hidráulicas e térmicas. Portanto, aqui, uma fragmentação: Organismos distintos com metodologias não consistentes para gerir um sistema que, de diversas formas, evidencia seu caráter holístico. Os temas salientados aqui são, por sua natureza, a própria política energética[13].

6. Uma variável matemática da operação no centro do modelo.

Dada a inusitada importância de um custo avaliado sobre a ótica do operador no modelo, é preciso esclarecer que essa variável é uma “resposta” a variáveis aleatórias. Como tal, é também um valor com características de aleatoriedade.

Analisado como uma variável, o CMO tem grande assimetria e volatilidade[14], que podem ser percebidos pela distribuição de probabilidades no gráfico a seguir. Os parâmetros “skewness” e “kurtosis” [15] são elevados (5,97 e 44,7 respectivamente) e denotam o aspecto incomum desse custo. A média do CMO é aproximadamente R\$ 125/MWh (barra laranja), que deve coincidir com o custo marginal de expansão para que, segundo o atual critério, o sistema esteja em equilíbrio. O valor mais provável, ou moda, é R\$ 40/MWh.



A distribuição mostra um comportamento muito estranho para um valor que, entre outras funções, é o responsável pelo acerto entre o gerado e o certificado. Apesar da volatilidade, há um forte viés de preços muito inferiores ao valor de produção de qualquer forma de geração. Portanto, seria imprescindível que o mercado de curto prazo fosse completamente transparente para monitorar quem pode adquirir MWh's por preços baixos e como essa vantagem beneficia o consumidor. Hoje, essa contabilidade é cercada de conceitos de estratégias comerciais que transformam esse mercado num sistema obscuro e complexo, sendo, inclusive admitidas “alavancagens”[16], o que, em última instância significa vender energia sem lastro físico.

Não bastasse essa singularidade, apenas considerando a insegurança estatística do parâmetro custo do déficit CD, a série de CMO's já poderia ser distinta da do gráfico. Os certificados de energia assegurada associados a cada usina dependem de uma média ponderada das gerações. Os ponderadores são os CMO's numa operação simulada do futuro. Assim, o mercado de energia, feito a partir desses certificados é totalmente dependente da distribuição dessa variável. Atualmente o valor adotado para o custo do déficit é de R\$ 2950/MWh[17]. Pode-se conjecturar o que ocorreria com a distribuição do gráfico acima, para variações nesse valor.

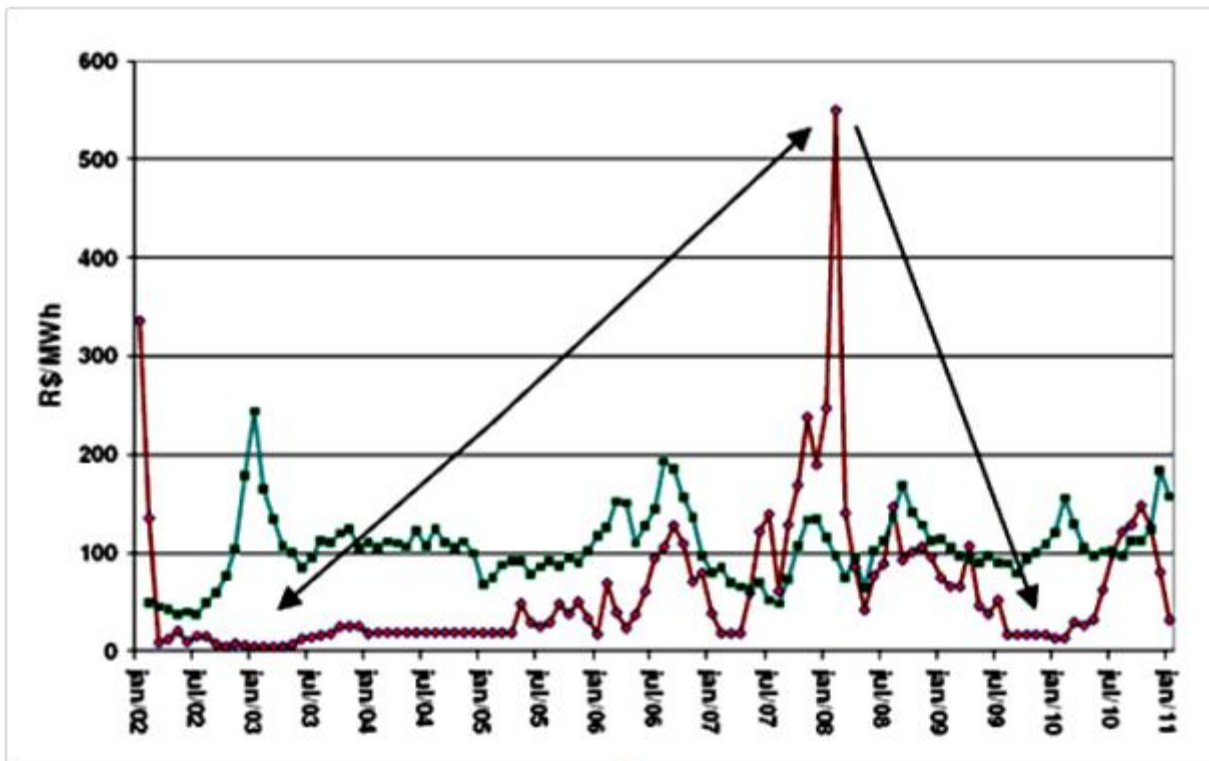
Supondo que o CD seja significativamente maior do que R\$ 2950/MWh, as térmicas seriam despachadas mais frequentemente e a distribuição se deslocaria para direita. As contribuições das hidráulicas e térmicas seriam diferentes das atuais e a estrutura de mercado seria distinta de hoje. Pode-se dizer mesmo que a política energética do setor seria distinta da atual[18].

Evidentemente, o problema da adoção de um valor para o custo do déficit existiria de qualquer maneira, mas o que é grave é que, na atual modelagem, ele passou a estar no centro do mundo comercial, definindo contratos e influenciando valores praticados no mercado livre. Assim o modelo mercantil do setor, por exigências do mundo físico, vive sob uma “crise existencial”. É mercado, mas, opera sob uma ótica monopolística. É competitivo, mas atua sobre um sistema físico cooperativo. Negocia valores fixos de energia, mas o despacho físico é muito variável. Os valores negociados “no mercado”, na realidade, ocultam parâmetros dotados de alta dose de subjetividade e de definição de política pública.

7. Uma comparação com outros mercados de curto prazo.

O NORDPOOL é um mercado de curto prazo existente entre Suécia, Noruega, Dinamarca e Finlândia, excelente exemplo por ser baseado em significativa parcela de energia hidroelétrica. Uma simples comparação mostra diferenças preocupantes (o spot brasileiro é a curva vermelha).

- A enorme volatilidade do spot brasileiro.
- Predominância de preços baixos, atingindo valores irrisórios por meses seguidos.
- Subidas repentinas atingindo valores altíssimos[19].



Toda essa complicada estrutura, mantida por uma institucionalidade fragmentada e cuja regulação se mostra instável e incompleta, tangencia o nosso problema secular, a distribuição de renda. Aqui, se percebe que a apropriação de riquezas nacionais pode se dar em detrimento da isonomia entre consumidores. O mais impressionante é que, essa captura se dá legitimamente, já que baseada numa modelagem mimetizada, mas legislada. Portanto, não se pode falar em estratégias ilegítimas ou ilegais. Mas, é minimamente estranho que até hoje não tenha havido uma análise bastante profunda da “trajetória” desses MWh baratos até a tomada do consumidor. Relatórios da CCEE dão conta de que mais de 10% da carga total é “liquidada a PLD”.

O esquema dos certificados fixos agrava o aspecto bizarro do mercado de curto prazo quando, por exemplo, térmicas com ordem de despacho, por algum motivo, não cumprem a geração física esperada. A reavaliação dos certificados, quando feita, será sempre posterior à falta, impactando o custo marginal de operação e o PLD. Como esse preço é um parâmetro básico do mercado, as expectativas dos agentes se alteram. Nesse momento, uma seqüência de protestos de comercializadores evidencia que, na realidade, uma parte significativa da carga “pegava carona” na exuberância das aflúncias sem contrato ou atendida por contratos de curtíssimo prazo[20]. A pergunta óbvia é: Quem constrói usinas para atender um mercado de contratos de 1 ou 2 meses?

Tudo isso mostra que, modelado por certificados de energia fixos, o sistema brasileiro, com grande probabilidade, gera um *surplus* que, valorado sob a ótica do operador, é um atrativo para comportamentos especulativos. O que é surpreendente é que a agência reguladora, ao invés de inibir tal comportamento, emite nota técnica onde propõe a admissão e até regulamentação de uma “alavancagem” energética[21].

8. Mais fragmentação

Hoje parece ser óbvio que o Brasil não vai poder aproveitar todo o seu potencial hidroelétrico. Em parte porque ele pode estar superestimado, em parte porque novas usinas se aproximam da região amazônica e os conflitos se estendem desde a não aceitação de intervenções na natureza até conflitos de natureza regional e social. Enganam-se os que imaginam que esses conflitos podem ser tratados apenas com ações mitigadoras de impactos.

É interessante observar que a Agência Internacional de Energia, ao comparar impactos ambientais de diversas fontes, faz uma observação interessante sobre as hidroelétricas nesse contexto mercantil[22].

“A maioria das hidrelétricas no mundo pertencem a estados. Outras são de investidores, como algumas dos EUA. Quase todas foram construídas sob um sistema que garantia estáveis contratos de longo prazo. Isso assegurava uma taxa de retorno aceitável a esses investimentos. Num mercado competitivo, a estabilidade de receita não é totalmente garantida. Dado que hidrelétricas requerem vários anos de planejamento e construção, a flutuação de preços, típica desse sistema, acaba por favorecer outras formas de geração. Porque então, sob um ponto de vista econômico, construir hidroelétricas sob mercados competitivos? A razão é o excepcional baixo custo de operação, além

da imbatível flexibilidade técnica. Sob a pura lógica de competição de mercado, apesar desse diferencial, novas hidroelétricas estão em desvantagem como uma opção de suprimento.”

Portanto, seguindo a mesma linha de raciocínio, é preciso lembrar que uma usina hidroelétrica não é apenas uma “fábrica de kWh’s” como são térmicas, eólicas e solares. Usinas hidroelétricas são objetos geográficos capazes de serem avistados por satélites, têm uma vida útil muito superior às outras formas de geração de eletricidade e, principalmente, podem prestar muitos outros serviços às regiões onde são construídas. Portanto, qual o sentido de se adotar um modelo mercantil onde elas entram em pé de igualdade com outras fontes? Como uma hidroelétrica na Amazônia pode competir com uma térmica em São Paulo?

Essa visão mimetizada de sistemas térmicos acabou por implantar um sistema de competição virtual onde se pretendeu comparar fontes energéticas de natureza totalmente distintas. Criou-se um mecanismo de leilões onde, para tentar atender as singularidades do sistema, vence o leilão quem tem o melhor Índice Custo Benefício (ICB). O resultado é que um grande número de usinas a óleo combustível venceu o leilão de 2008. Na realidade, como o ICB padece de subjetividades da adaptação mimetizada, tal resultado poderia ocorrer. Mas a ideologia de ter um esquema onde se possa afirmar que a decisão foi “do mercado” é tão forte que ninguém notou o viés do modelo.

O planejamento de uma nova usina, ainda mais em regiões isoladas, é uma enorme oportunidade de se pensar a integração de vários serviços. Portanto, não se trata de mitigar impactos e sim de integrar o planejamento da usina a uma visão de região. Assim, não há sentido de se construir uma usina sem a participação de outros ministérios, tais como agricultura, transportes, integração regional, e até reforma agrária.

O que se faz hoje no Brasil é o contrário. Desintegram-se ações, fragmentam-se planos e, principalmente, percebe-se a realidade sob a lente distorcida da mercantilização da energia. Mesmo empresas públicas que poderiam ter uma ação diferenciada nesses aproveitamentos, são hoje dirigidas ou sob o mesmo espírito financista da competição, ou sob a política da parceria coadjuvante com o capital privado.

9. O fim das concessões

A nossa constituição de 88, que muitos bradaram ser “estatizante”, plantou a semente do que viria a ser o atual modelo do nosso setor elétrico. Infelizmente, tratando a singular exploração de potenciais hidráulicos com uma concessão como qualquer outra, tornou obrigatória a concessão por licitação das usinas. Tal arcabouço jurídico não é comum em sistemas de base hidroelétrica, pois uma usina pode não ser apenas uma fábrica de kWhs, e, em consequência, outros atributos ficariam de fora de uma concorrência por preço. Canadá e Estados Unidos mantêm os mesmos concessionários justamente para poder se aproveitar da possibilidade de amortização do capital investido em prazos compatíveis com a extensa vida útil das hidráulicas. No Brasil, o conceito de “justa remuneração do capital”, constante da carta de 1946, foi substituído pela

sacralizada “licitação”. A tarifa, livre do princípio anterior e com a ajuda do que veio a ser estabelecido depois, passou a ser “do mercado”.

O mito sobre o consumidor “já ter pago” usinas precisa ser esmiuçado. Para citar uma recente manipulação do antigo princípio da justa remuneração[23], desde 2003, o preço da energia é dado pelo mercado e não pela contabilidade que teoricamente conduziria a quitação do investimento. Desde então, continuando o que foi planejado no modelo do governo anterior, contratos das estatais foram interrompidos para que o mercado decidisse qual seria o preço através de leilões. Com uma sobra de mais de 15% da carga, herança do racionamento, as estatais foram obrigadas a fazer uma “liquidação”. Portanto, os preços se desacoplaram definitivamente do paradigma anterior, se reduziram drasticamente e, mesmo assim, a tarifa não interrompeu sua ascensão. São esses os contratos de mercado que vencem proximamente.

Toda a questão das concessões está sendo discutida com apenas um objetivo obsessivo, a queda das tarifas, como se o único fator do encarecimento fossem os preços “abusivos” cobrados por empresas estatais que “já receberam o que deviam”. Entretanto, a carga tributária sobre a energia também deveria estar na mesa. O mesmo valeria para as incríveis falhas regulatórias da ANEEL que não reconheceu custos fixos nas distribuidoras, tendo corrigido apenas a partir de uma data. O custo da transmissão só subiu desde a implantação do modelo, mas também esse assunto não é examinado.

O que é mais estranho é que preços obtidos em leilões de usinas que ainda não operam, tais como Teles Pires, Belo Monte e as usinas do Madeira, são usados como exemplo de que as usinas antigas estão caríssimas. Na realidade, não se pode afirmar que o Brasil tenha um paradigma de preços “de mercado” para usinas. Todas essas têm um componente significativo de intervencionismo que, sem ele, esses preços “exemplares” viram um sonho. Financiamento a juros subsidiados, parcerias obscuras com estatais, vendas para o mercado livre que ainda não se viabilizaram.

Um olhar mais atento no planeta mostraria que o “canto da sereia” do mercado não foi tão amplo. Dos 50 estados americanos, apenas 15 estão sob a égide mercantil. A lei anterior, de 1935[24], continua válida na maioria dos estados e um concessionário só perde a concessão se incidir numa falha grave no seu contrato. No Canadá, as províncias que adotaram a mercantilização são as mais caras, mas mesmo assim, bem mais baratas que o Brasil. Na realidade, nunca existiu essa receita de bolo global. Cada país adotou um sistema específico da sua própria realidade. Nesse quadro, o Brasil parece ser uma lamentável exceção.

[1] http://www.iea.org/Textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf

[2] Energy International Agency (dados de 2007)

[3] Na década de 90, a empresa inglesa Coopers&Lybrand foi consultora das reformas implantadas.

[4] Para uma discussão mais detalhada consultar: Leslie Terry: Monopólio Natural na geração e transmissão no sistema elétrico brasileiro. A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro – Paz e Terra – 2003

[5] Esse é um efeito que não se observa em nenhum outro sistema no mundo, nas proporções brasileiras. Avaliações podem ser encontradas em Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em consideração o uso múltiplo da água. Jerson Kelman – ANA – Nov-2002

[6] Zanetti – Utilidade Esperada Subjetiva com Descrição Imperfeita das Consequências. USP (2008)

[7] O atual critério de garantia procura a igualdade entre o Custo Marginal de Operação e o Custo Marginal de Expansão. Assim, teoricamente, estaríamos garantindo que a expansão só se faz necessária a partir de um certo nível de custos de operação.

[8] É importante salientar que o custo de déficit é apenas outra forma mais sofisticada de definir o risco de déficit, já que há uma dependência inversa entre os dois. Quanto mais alto o custo de déficit, menor o risco e vice-versa.

[9] Para uma ampla discussão sobre a questão do Custo do Déficit consultar Relatório: Seminário COPPE – UFRJ sobre política energética do setor elétrico – Março 2011 – <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/coppe1.pdf>

[10] As diferenças básicas são limites superiores e inferiores.

[11] Theo MacGregor – Electricity Restructuring in Britain: Not a Model to Follow – Spectrum – IEEE May 2001

[12] Relatório sobre Seminário COPPE – UFRJ sobre política energética do setor elétrico. <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/coppe1.pdf>

[13] Vítima dessa mimetização de sistemas realmente competitivos, o governo foi surpreendido com o resultado do leilão de 2008, quando mais de 6GW de térmicas a óleo combustível venceram um leilão baseado num índice custo-benefício que, supostamente, daria conta da singularidade brasileira.

[14] Além disso, a distribuição, que se estende para além do número R\$ 1040/MWh do eixo horizontal, mostra que, apesar de mais raros, CMO's superam custos da usina mais cara, denotando a influência do custo do déficit e, evidenciando que essa variável nem deve ser entendida como um custo marginal no sentido estrito.

[15] Skewness e Kurtosis são, respectivamente, o terceiro e quarto momento de uma distribuição a média é o primeiro, o desvio padrão o segundo. Skewness é a assimetria de uma distribuição face à média. Kurtosis é a acumulação de probabilidade de ocorrência nos extremos (caudas) da distribuição. A

distribuição mostra um baixo risco de ocorrência de valores acima da média e maior incidência abaixo da média.

[16] Nota Técnica no 123/2010–SEM/ANEEL, de 08 / 12 / 2010

[17] Atualização do valor para patamar único de custo de déficit – 2011 – nº EPE-DEE-RE-021 /201 – 12 de abril de 2011

[18] Outros impactos na distribuição seriam obtidos com curvas de custo de déficit, ao invés de um parâmetro único. Essa hipótese é muito mais realista do que a utilizada atualmente, pois é óbvio que um déficit de 1 MWh não pode fazer o mesmo “estrago” que um outro de 10.000 MWh.

[19] Na realidade, o PLD é basicamente o CMO limitado ao custo da térmica mais cara. Uma decisão tão subjetiva como qualquer outra. Os valores baixos também estão limitados por um valor arbitrado a partir de custos de operação de uma usina.

[20] Para onde foram estes milhões? Artigo de Walter Froes e Daniel Luz publicado no Canal Energia em 2 de agosto de 2010 que revela que em junho e julho cerca de 7.000 MW médios estavam “descontratados” e se surpreenderam com mudanças no PLD, justificadas por frustrações na entrada em operação de térmicas no futuro.

[21] Nota Técnica 123/2010 –SEM/ANEEL de 8/12/2010

[22] International Energy Agency: Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action IHA May 2000

[23] Na realidade, as tarifas das empresas públicas sempre foram utilizadas em detrimento do princípio da justa remuneração. Na época das altas taxas inflacionárias, as tarifas eram utilizadas como freio.

[24] PUHCA (the Public Utility Holding Company Act of 1935) é uma das leis que regulam empresas que exploram serviços públicos nos Estados Unidos.

Regulação ambiental: um entrave para a extração do gás de xisto?

Por Edmar de Almeida e Luiz Suárez

O shale gas ou gás de xisto é um tipo de gás natural não convencional que se encontra em formações sedimentares de baixa permeabilidade. Diferentemente do gás convencional, que migra das rochas onde foi formado para rochas reservatórios, este gás não convencional fica aprisionado, pois a baixa permeabilidade dificulta o seu escape. Esta característica inviabilizou por muito tempo a extração deste tipo de gás, visto que não havia tecnologias capazes de promover a retirada do mesmo de dentro das formações de xisto.

Com a perfuração horizontal dos poços e o advento do fraturamento hidráulico este paradigma foi superado. Este processo consiste em bombear, sob alta pressão, um composto de água e areia junto com outros produtos químicos no poço a fim de fraturar as formações de xisto através de fendas abertas inicialmente por um instrumento conhecido com “perforating gun”, permitindo a liberação do gás das formações sedimentares para o poço.

Esta técnica foi responsável por aumentar enormemente os recursos mundiais de gás natural recuperáveis. Nos EUA, por exemplo, dos 71 trilhões de metros cúbicos de reservas totais recuperáveis, 24 trilhões são referentes às reservas de gás de xisto, segundo a Agência internacional de energia (IEA). A mudança de cenário foi tal que os EUA passaram de importadores de GNL para potenciais exportadores de gás natural.

Com a constatação de que era possível extrair gás das formações de xisto, o gás natural que já figurava como um combustível de transição para fontes energéticas mais limpas teve esse papel reafirmado. Mas como nem tudo é um mar de rosas, esta nova oportunidade de obtenção de gás natural veio acompanhada de algumas questões sobre os impactos negativos que o fraturamento hidráulico pode causar sobre o meio ambiente.

As maiores preocupações são a grande quantidade de água utilizada em todo processo, e a possível contaminação do lençol freático pelo próprio gás e pelos produtos químicos que estão presentes na água utilizada na atividade. Por fim, há ainda a preocupação com o vazamento e a emissão de metano oriundo da exploração dos poços.

O documentário “Gasland”, do produtor Josh Fox, ilustra bem as questões levantadas pelos grupos ambientalistas que pressionam as autoridades contra as atividades de fraturamento hidráulico. No documentário o próprio Fox viaja por alguns estados americanos entrevistando proprietários que alugaram suas terras para companhias de extração de gás de xisto. Os relatos mais comuns desses proprietários são contaminações nas águas que utilizam para beber, principalmente por benzeno, ocorrência de combustão da água que sai das

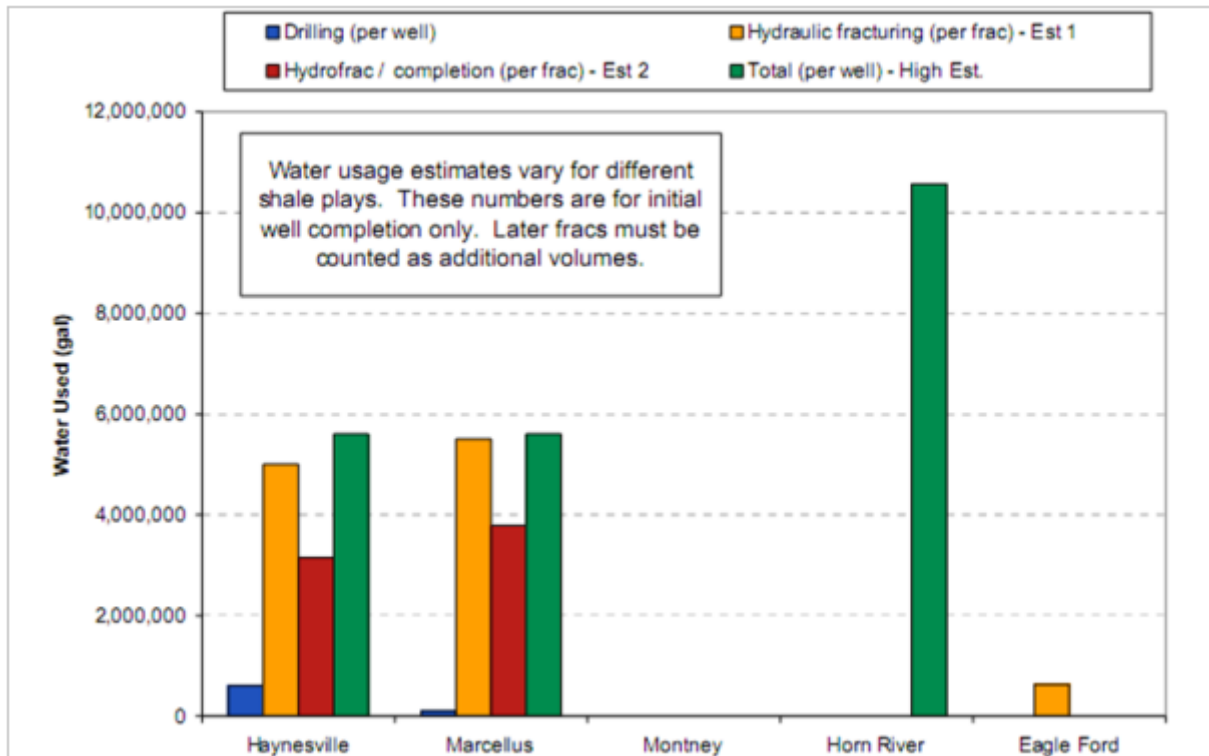
torneiras, além de problemas de saúde decorrentes dos impactos causados pelo fraturamento.

Mesmo com as inúmeras denúncias de impactos ambientais, as companhias de extração alegam que nunca houve um caso comprovado de contaminação da água pelas atividades de fraturamento hidráulico. Apesar da negação das empresas, alguns estados americanos e países europeus se mostram reticentes quanto ao desenvolvimento da extração de gás de xisto por conta das questões ambientais. A França, que detém juntamente com a Polônia a maior reserva de gás não convencional da Europa, depois de promover no início do ano a concessão de licenças para exploração de gás de xisto sem consulta pública, proibiu no final de junho o fraturamento hidráulico em todo o país. Segundo analistas esta decisão foi tomada por conta da posição contrária da opinião pública ao fraturamento, tendo em vista a proximidade das eleições para o parlamento e para a presidência. A Alemanha, através do Escritório Federal para o Meio Ambiente, também vem buscando impedir a exploração do gás de xisto, mas não através do banimento e sim de alterações na legislação que tornem as explorações não rentáveis.

Na contramão desses países, na América do sul, a Argentina, e na Europa, Polônia e Bulgária mostram-se muito favoráveis ao desenvolvimento do gás de xisto. Na Argentina, onde está localizada a terceira maior reserva mundial de gás de xisto, o desenvolvimento da extração vem sendo capitaneado pela YPF, empresa pertencente à espanhola Repsol. A YPF já começou a trabalhar na perfuração de um poço na província de Neuquen, o que fará da Argentina o primeiro país da América do Sul a extrair gás de xisto. Na Polônia, diversas licenças foram concedidas a empresas para perfurações de testes das áreas, essas licenças já abrangem quase toda região onde essa formação sedimentar está localizada. Assim como os poloneses, os búlgaros também estão entusiasmados com o desenvolvimento deste novo recurso, e uma das razões parece ser a mesma, a independência em relação ao gás russo.

Apesar das concessões à exploração em alguns países, em geral, a opinião pública europeia, que se caracteriza por ter uma preocupação maior com o meio ambiente do que a população americana, se mostra contrária ao fraturamento hidráulico por conta da possível contaminação dos lençóis freáticos e pelo volume expressivo de água utilizado.

Abaixo podemos observar um gráfico com estimativas dos volumes de água utilizados nos campos exploratórios dos EUA.



Volume utilizado de água por poço de gás de xisto (em galões)*

* 1 galão = 3,78 litros.

Est 1 e Est 2 se referem a duas diferentes estimativas obtidas na literatura industrial.

Fonte: Growing Shale Resources (Black & Veatch Management Consulting)

A água é utilizada não só no fraturamento mas também na perfuração, contudo como pode ser observado no gráfico o volume mais expressivo fica por conta do fraturamento.

Segundo uma estimativa da EPA, a agência americana de proteção do meio ambiente, o volume anual de água utilizado nos EUA para a extração de gás de xisto varia entre 265 a 530 bilhões de litros, o que daria para abastecer 40 a 80 cidades de 50 mil habitantes ou 1 a 2 cidades de 2,5 milhões de habitantes.

Mesmo esta questão sendo de grande relevância, ela não é a principal. O que mais preocupa os ambientalistas é a possível contaminação que o lençol freático dos EUA pode estar sofrendo por conta dos produtos químicos utilizados no fraturamento. A questão é polêmica e alimentada pelo fato de que até a pouco tempo não havia nenhuma lei que obrigasse as empresas a revelar os produtos químicos utilizados no fraturamento hidráulico.

A ausência de leis e regulamentações para extração de gás de xisto se deve a este ser um fenômeno novo, mas este cenário vem se modificando. No estado do Texas, por exemplo, onde se localiza uma das principais áreas de extração, foi sancionada uma lei que obriga as empresas a divulgarem o volume de água e os

produtos químicos utilizados. Em West Virginia as novas exigências sobre a perfuração horizontal são maiores. As empresas devem desenvolver planos de controle de erosão; a construção das bases de perfuração deve ser certificada por um engenheiro registrado pelo estado; e as companhias que utilizarem mais que 795.000 litros de água por mês devem apresentar um plano de gestão, indicando entre outras coisas, a fonte da água utilizada e o tratamento da água residual. Já em New Jersey, foi aprovada no senado estadual uma medida drástica, a proibição permanente do fraturamento hidráulico, que foi vetada pelo Governador Chris Christie que optou pela proibição de apenas 1 ano para que a agência de proteção estadual do meio ambiente tenha tempo para estudar o caso mais cuidadosamente.

Na esfera federal, a EPA irá realizar um grande estudo, onde pretende gastar 12 milhões de dólares para avaliar os possíveis impactos do fraturamento hidráulico nas fontes de água potável. Essa pesquisa foi solicitada pelo Congresso Federal e deve ter resultados preliminares em 2012, sendo concluída apenas em 2014. O estudo pretende analisar todo o ciclo da água durante o processo do fraturamento hidráulico, incluindo a aquisição, a mistura com outros produtos químicos, a injeção no poço e por fim o tratamento e a dispersão da mesma. Os dados coletados irão permitir determinar a relação entre os impactos ambientais relatados e as atividades de fraturamento.

O estudo se dará em duas frentes, uma através do monitoramento de áreas onde já houve fraturamento, buscando relacionar os impactos relatados e os dados obtidos pela pesquisa na área, e a outra irá monitorar áreas onde ainda ocorrerá o fraturamento, permitindo o desenvolvimento de amostragens e a caracterização das áreas antes, durante e depois da extração da água, da perfuração dos poços e da injeção dos fluidos nos mesmos.

As áreas selecionadas para o estudo onde já houve fraturamento são:

- Bakken Shale – Kildeer and Dunn Counties, North Dakota.
- Barnett Shale – Wise and Denton Countries, Texas.
- Marcellus Shale, Bradford and Susquehannah Counties, Pennsylvania.
- Marcellus Shale, Washington County, Pennsylvania
- Raton Basin, Las Animas County, Colorado

As áreas selecionadas onde ainda ocorrerá a perfuração são:

- Haynesville Shale – DeSoto Parish, Los Angeles.
- Marcellus Shale – Washington Country, Pennsylvania.

O estudo permitirá determinar se o fraturamento hidráulico impacta as fontes de água potável e qual a extensão dos danos. Irá ajudar ainda a determinar práticas que deverão ser usadas para impedir ou mitigar esses impactos. Vale ressaltar que apesar de muitas regulações se darem no âmbito estadual, a EPA tem autoridade de impor regras ao fraturamento no plano nacional se baseando na proteção dos recursos hídricos. Um fato que aumenta ainda mais a importância desse estudo é que o resto do mundo observa a experiência americana para decidir sobre seus próprios rumos quanto ao desenvolvimento da extração de gás de xisto.

Segundo um trabalho feito para o estado do Alaska por uma consultoria americana, a Black and Veatch Consulting, a aquisição e o tratamento da água podem elevar significativamente o custo da extração. Este mesmo trabalho aponta que hoje o custo da água para a extração de gás de xisto de um poço com retorno esperado de 3,5 bilhões de pés cúbicos está por volta de \$0.25/Mcf e que em um possível cenário com condições adversas ele pode se elevar para \$1.38/Mcf. Este cenário desfavorável seria caracterizado por regulações mais severas, como limitação do volume de água e dos produtos químicos a serem utilizados no fraturamento hidráulico, além de maiores exigências sobre o tratamento da água que sobra de todo processo.

O que é certo é que hoje o gás de xisto é um fenômeno global. Além dos EUA, pioneiros na área, o processo para extração desse tipo de gás já foi iniciado na Austrália, na Europa, na África (África do Sul), na América do Sul (Argentina) e na Ásia. O último plano quinquenal da China (2011-2015) prevê grandes investimentos para esta atividade. E mesmo este fenômeno tendo se alastrado pelo mundo, o seu futuro passará pelos resultados do estudo que está sendo realizado pela EPA, pois este trará muitas respostas sobre os impactos ambientais do fraturamento hidráulico. Desta forma as futuras regulamentações sobre esta atividade não só nos EUA mas no mundo todo deverão ser influenciadas pelas conclusões da agência americana, que provavelmente constituirão o ponto final sobre o debate dos impactos da extração do gás xisto sobre o meio ambiente.

Referências bibliográficas:

Aol Energy EPA's Draft Hydraulic Fracturing Study Plan, Junho de 2011.

Bill Text: TX House Bill 3328 – 82nd Legislature Regular Session.

Black and Veatch Consulting Growing Shale Resources: Understanding Implications for North American Natural Gas Prices, Novembro de 2010.

Bloomberg New Jersey Lawmakers Send Christie Ban on Hydraulic Fracturing, Junho de 2011.

Centre For Eastern Studies Will Germany restrict the possibilities for the development of shale gas fields? Agosto de 2011.

EPA Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, Fevereiro de 2011.

European Energy Review France's "green votes" kills shale gas – and targets nuclear power as well, Julho de 2011.

European Energy Review Shale gas: controversy and resources, Setembro de 2011.

European Energy Review Shale gas doesn't make Poland the Norway yet, Junho de 2011.

European Energy Review Shale gas battle in Bulgaria – high stakes for Europe, Setembro 2011

E&P Examining Texas' Hydraulic Fracturing, Agosto de 2011.

Institute for Energy Research China Plans to Exploit its Shale Gas Resources, Abril de 2011.

Latin American Herald Tribune YPF Invests in Unconventional Gas in Argentina, Setembro de 2011.

Natural Gas For Europe Will Germany Be Next to Shut the Door to Shale Gas.

Oil and Gas Journal NJ governor rejects permanent frac prohibition, Agosto de 2011.

Oil and Gas Journal West Virginia issues emergency horizontal drilling rule, Agosto de 2011.

Oil and Gas Law Brief West Virginia DEP Announces Regulations for Hydraulic Fracturing, Agosto de 2011.

Reuters Analysis: Australia shale gas heats up, but output still far off, Julho de 2011.

Seeking Alpha Shale Gas Exploration Goes Global With Drilling in Argentina, Fevereiro de 2011.

Well Servicing Magazine Hydraulic Fracturing Debate Rages On, Julho de 2011.

O que queremos fazer com o gás brasileiro?

Por Marcelo Colomer

Segundo estimativas da Empresa de Planejamento Energético (EPE), a produção líquida de gás natural no Brasil deverá passar dos atuais 100 para cerca de 150 MMm³/dia em 2025 (PNE 2030). Tais estimativas ainda podem ser revistas para cima em consequência dos recentes investimentos realizados na área do pré-sal, principalmente em campos com gás associado. Nesse novo contexto de oferta surgem duas questões: a) Existe internamente demanda para o gás nacional? e; Qual será o papel do gás natural na matriz energética brasileira?

Pesquisas realizadas pelo Grupo de Economia da Energia da UFRJ mostram que, no Brasil, a demanda potencial de gás natural em 2025 deverá oscilar entre 146 e 161 MMm³/d. O elevado valor das estimativas acima explica-se, em grande parte, pelo aumento do consumo de gás natural no segmento termelétrico. Tal elevação no consumo térmico tem como explicação o crescimento da demanda por eletricidade fruto do crescimento econômico e o novo perfil do sistema hidroelétrico brasileiro, em que se projeta um aumento da participação das hidroelétricas a fio d'água ou de pequeno reservatório. Dessa forma, acredita-se tanto num aumento dos despachos térmicos na base quanto em um aumento da frequência e dos volumes dos despachos sazonais.

Além das especificidades do sistema de geração elétrica brasileiro, a expansão do consumo de gás no segmento termelétrico está de acordo com as características técnicas e econômicas da indústria de gás natural. As elevadas economias de escala e as especificidades de ativos associadas ao transporte do energético exigem que os investimentos em novos gasodutos ocorram de forma simultânea ao desenvolvimento de um mercado com demanda suficientemente grande para justificar a construção da infraestrutura de transporte. Nesse sentido, de forma geral, o segmento industrial mostra-se incapaz de ancorar a construção de um gasoduto para um novo mercado uma vez que, individualmente, o consumo de uma indústria não justifica as escalas mínimas eficientes dos investimentos em ativos de transporte de gás natural. É por esse motivo que, na maior parte dos países, o setor termelétrico tem sido utilizado como âncora do desenvolvimento e da expansão da indústria de gás natural, principalmente em novos mercados regionais.

Contudo, uma vez que o gás natural chegue a uma determinada região, a sua elevada competitividade em relação a outras fontes de combustível impulsiona o consumo em outros segmentos que não o de geração de eletricidade. Assim, embora seja o segmento termelétrico que viabilize e justifique inicialmente a construção da infraestrutura de transporte, a disponibilidade e oferta de gás natural estimulam naturalmente a expansão do consumo para diferentes segmentos. De fato, a disponibilidade de gás natural tem sido um forte fator de

atração de investimentos produtivos em determinados municípios, promovendo assim, o desenvolvimento econômico e social da região.

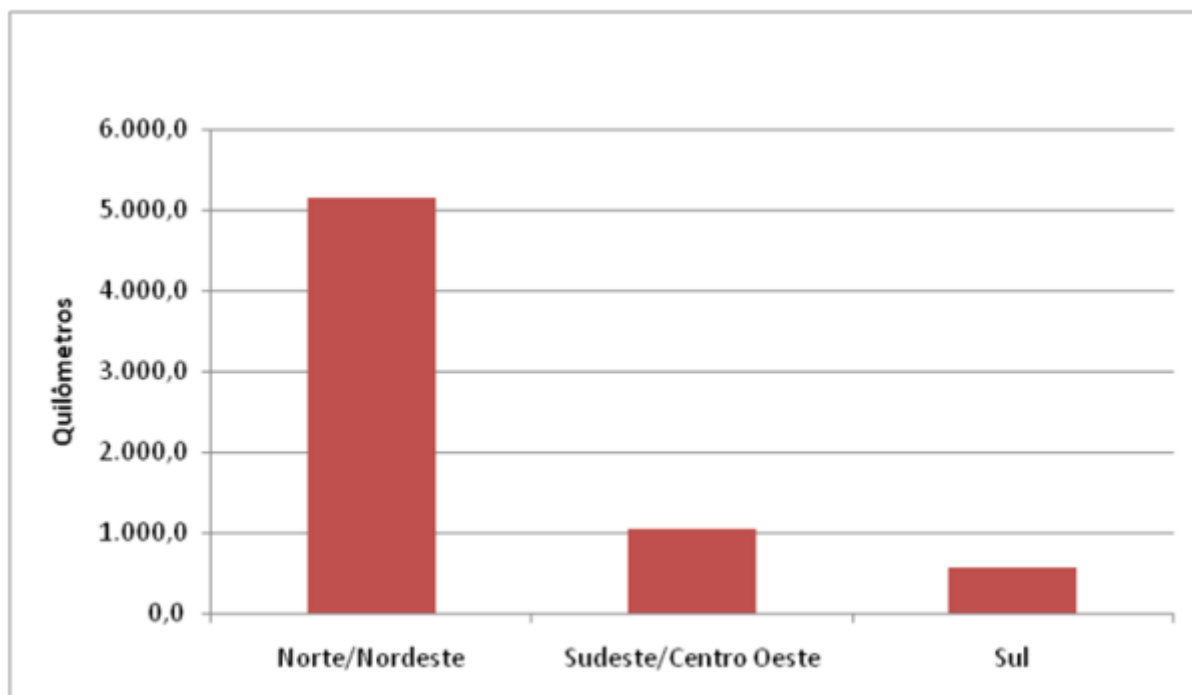
Recentemente, contudo, vem se verificando com uma frequência cada vez maior a escolha de projetos térmicos integrados (integrando produção, escoamento, processamento e geração térmica) localizados próximos as regiões de produção. Embora tais projetos mostrem-se uma solução extremamente interessante para a monetização das reservas de gás natural, a sua proximidade em relação a áreas de produção atua como barreira a utilização do gás natural como instrumento de desenvolvimento econômico e social.

Uma das explicações para a construção de projetos térmicos próximos as áreas produtoras no Brasil é o reduzido tamanho da malha e o controle da capacidade de transporte existente pela Petrobras. Atualmente, a malha brasileira de transporte de gás natural é composta por 45 gasodutos totalizando cerca de 9.500 km. Em algumas regiões, contudo, a capacidade de transporte já esta sendo plenamente utilizada de forma que a expansão do consumo e o desenvolvimento de novos mercados dependem do investimento em novos ativos de transporte. Na região Sul do país, por exemplo, estima-se uma demanda futura dos três estados de 34,5 MMm³/d para o ano de 2030 enquanto que a capacidade atual máxima de transporte para a região é de 12 MMm³/d (Paraná), 4 MMm³/d (Santa Catarina) e 2,8 (Rio Grande do Sul).

Além dos gasodutos já em operação, outros três (trecho II do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, Gasoduto Meio Norte e Gasoduto Urucu-Porto Velho) já possuem autorização e 10 gasodutos aguardam o processo de licenciamento ambiental. Considerando estes projetos, há um potencial de expansão da malha de 6.745,3 quilômetros o que equivale a um crescimento de 70% da rede atual. Contudo, os projetos de expansão já existentes não são suficientes para reduzir os gargalos do sistema de transporte de gás natural no Brasil. Isto fica mais claro quando analisamos a localização geográfica dos projetos já autorizados ou em processo de licenciamento ambiental.

O gráfico abaixo mostra que os projetos em andamento concentram-se nas regiões Norte e Nordeste não resolvendo, assim, os gargalos da região Sul do país. De fato, a expansão dos mercados de gás natural nos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul já vem sendo comprometida pela falta de capacidade de transporte para a região uma vez que muitas solicitações de fornecimento feitas junto às companhias distribuidoras locais não podem ser atendidas por falta de gás.

Figura 1 – Gasodutos em Licenciamento ambiental ou já autorizados mas não construídos



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011

Outro problema associado ao sistema de transporte de gás natural no Sul do país é o elevado risco de abastecimento. Por ter uma característica de final de linha e por não haver rotas alternativas de abastecimento, qualquer problema ocorrido ao longo do Gasbol deixa as cidades a jusante do ponto de interrupção sem gás natural. Em 2008, por exemplo, o fornecimento de gás para o Rio Grande do Sul e cinco cidades de Santa Catarina foi interrompido por causa do temporal que provocou um deslizamento de terra na BR-470 e destruiu parte do Gasbol no estado de Santa Catarina.

Fica claro, que o desenvolvimento e interiorização da indústria de gás natural dependem crucialmente da expansão da malha de transporte. Nesse contexto de necessidade crescente da infraestrutura de transporte, a nova lei do gás (lei 11.909) delegou ao Ministério de Minas e Energia (MME) o importante papel de planejamento dos novos investimentos. Segundo a lei supracitada, qualquer gasoduto para ser licitado deverá estar contemplado no Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária (PEMAT) a ser elaborado pelo MME com auxílio da EPE. Mesmos os projetos sugeridos por terceiros deverão ser aprovados pelo MME e inseridos no PEMAT em suas revisões anuais para que possam ser realizados os processos de chamada pública e de licitação.

Além do papel de planejamento da rede, cabe ao MME e a EPE determinar a proposta de traçado e as estimativas de investimentos dos gasodutos objeto de licitação para fins de cálculo da tarifa máxima a ser imposta pela ANP no processo de chamada pública. Tal função exercida pelo MME mostra-se vital para a expansão do investimento em novos gasodutos uma vez que será essa

tarifa máxima que irá parametrizar o retorno sobre o capital investido e, conseqüentemente, determinar a viabilidade econômica do projeto. Nesse sentido, um custo de investimento subestimado irá gerar uma tarifa máxima muito baixa não atraindo nenhum investidor. Por sua vez, uma estrutura de custo superestimada irá originar uma tarifa de transporte máxima muito alta que poderá[1] se refletir no preço final do gás natural.

Podemos concluir que de acordo com o novo arcabouço regulatório e institucional da indústria de gás natural, o Ministério de Minas e Energia passou a desempenhar um papel fundamental e vital no planejamento da infraestrutura de transporte de gás natural. Nesse sentido, considerando a importância da malha de transporte para o desenvolvimento de novos mercados, será o MME que irá necessariamente definir o papel do gás natural na matriz energética brasileira. Ou melhor, será o Ministério que irá determinar se queremos simplesmente queimar o nosso gás em projetos térmicos integrados ou se queremos utilizar as nossas grandes reservas desse energético para promover a interiorização do processo de industrialização no Brasil.

Nesse sentido, cabe aqui uma reflexão sobre a atuação do Ministério de Minas e Energia e da empresa de Planejamento Energético na elaboração do PEMAT. Um planejamento da infraestrutura de gasodutos mal realizado não só comprometerá o desenvolvimento de novos mercados para o gás natural como também funcionará como barreira à entrada de novos agentes na produção e comercialização do energético. Sendo assim, espera-se que o desenvolvimento do primeiro Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária sustente-se em uma visão de longo prazo da indústria identificando os atuais e futuros gargalos na malha de transporte de gás natural no Brasil.

[1] A tarifa de transporte efetivamente cobrada dos carregadores é o resultado do processo de licitação tendo como teto a tarifa máxima definida no processo de chamada pública. É por esse motivo que dizemos que uma tarifa máxima muito alta poderá se refletir em preços mais altos ao consumidor final. Contudo, pode ocorrer que no processo de licitação a tarifa de transporte se reduza até o ponto de equilíbrio do investimento não havendo prejuízo para o consumidor.

O vencimento das concessões do setor elétrico brasileiro: a busca de uma solução política e estratégica

Por Renato Queiroz

O vencimento das concessões do setor elétrico que atingirá diversos ativos a partir de 2015 é um tema estratégico e que merece um entendimento sob diversos ângulos. Duas visões opostas têm chamado a atenção. As análises apresentadas por entidades que representam a indústria como a FIESP e de especialistas através de Associações ou ONGs, como é o caso do ILUMINA – Instituto de desenvolvimento estratégico do setor energético. A grande controvérsia é se as concessões deverão ser prorrogadas ou licitadas. Esse debate tem motivado questionamentos a respeito do encaminhamento mais adequado para a questão do término das concessões.

Percebe-se que, para muitos, falta uma compreensão clara do problema. Afinal, quem não acompanhou os processos de reformas que ocorreram no complexo setor de energia elétrica nos últimos anos não entende com facilidade as avaliações tão controversas sobre o tema. Esse cenário tem motivado uma intensa discussão a respeito do encaminhamento mais adequado para a questão do término das concessões.

Nesse sentido, neste artigo serão destacados alguns pontos sobre esse tema específico de forma a levar o leitor a tirar suas próprias conclusões. Tais considerações estão baseadas sobretudo nas análises já desenvolvidas e expressas nos documentos das entidades citadas acima.

O primeiro ponto é a respeito do instrumento legal que leva a esse debate. A Lei 9.074/1995 prevê que, ao término das concessões, os ativos revertam para a União, devendo necessariamente ser licitados, cabendo ainda ao antigo concessionário compensações por investimentos que não estejam completamente depreciados. Esse processo afetaria muitas instalações do setor elétrico. São 22 GW de capacidade instalada correspondendo a 11 GW médios; 73.000 km de linhas de transmissão em operação e cerca de 38 concessionárias de distribuição de energia que representam em torno de 30% do mercado de distribuição. O maior volume de energia assegurada das concessões de geração e a maior parcela das concessões de transmissão de energia elétrica pertencem às empresas estatais federais.

Há controvérsias sobre se essas instalações cujos prazos de concessões formais se encerram entre 2015 e 2017 estariam ou não totalmente amortizadas. Deduz-se das análises que, antes do marco legal de 1995, o prazo de concessão era estabelecido no ato da outorga e correspondia a um período determinado, podendo ou não ser prorrogável de acordo com a legislação. Porém o prazo de amortização não estava sob um período previamente fixado e dependia das taxas médias anuais de depreciação aplicáveis aos ativos voltados à exploração econômica das concessões e permissões estabelecidas pelo órgão regulador.

Desse modo, certamente há do ponto de vista contábil investimentos não amortizados ao final do prazo de concessão, pois os prazos de concessão e de amortização podem não ser os mesmos.

Cabe observar que uma instalação de geração de energia elétrica tem vários componentes ou unidades de cadastro[1] para ficar em uma linguagem contábil do setor elétrico. Nos registros contábeis tais componentes são discriminados por tipo de fonte (hidráulica, termelétrica a gás, biomassa, etc.), de modo a facilitar a avaliação de vida útil econômica de cada um deles separadamente. Ora se a taxa de depreciação para cada componente de uma usina é diferente, os prazos de amortização serão também diferentes. Qual seria a metodologia para calcular a indenização de investimentos realizados e não amortizados? Uma questão para esse “*imbróglio*”.

Desse modo, é possível identificar que há diferenças relevantes de entendimentos que podem alterar substancialmente os cálculos e as análises que estão sendo realizados.

Nesse ponto específico há uma informação interessante apresentada nos documentos do Instituto ILUMINA que pode enriquecer a análise do leitor. “*As concessões não eram outorgadas por empreendimentos, como agora, mas sim por trechos de rios ou por área geográfica. Não havia necessariamente uma sequência imediata entre ato de concessão, construção da obra e sua entrada em operação*”. O exemplo é a usina de Xingó que teve um prazo de concessão de 50 anos a partir de outubro de 1945, decorrente da outorga à CHESF para aproveitamento progressivo do rio São Francisco em um trecho do rio em Alagoas. Assim, a concessão terminaria em 1995. Mas a data de início da construção foi em final de 1994, determinada pelos estudos de planejamento, na época, no âmbito do Ministério de Minas e Energia. O primeiro dos seus geradores só operou em final de 1994. Certamente outras usinas estão sob a mesma situação.

Quanto ao preço da energia elétrica no Brasil, ele realmente se encontra entre os mais caros no mundo. Por um lado há análises que apontam que tributos e encargos federais, estaduais, municipais e setoriais somados podem chegar a quase 50 % do valor total das tarifas de energia elétrica cobradas ao consumidor brasileiro. Tal fato é a causa das altas tarifas praticadas.

Por outro lado, destaca-se a percepção de alguns analistas que, mesmo sem considerar a carga tributária, a tarifa de eletricidade no Brasil estaria em patamares mais altos se comparada com outros países com um perfil de matriz energética similar. As planilhas de custos das distribuidoras de energia elétrica podem nos mostrar se a energia comprada está em patamares altos; se assim for, não são somente os impostos que oneram o consumidor. Ou seja, fatores mais estruturais estariam afetando as tarifas.

A FIRJAN recentemente divulgou um estudo[2] sobre o valor da tarifa de energia elétrica para a indústria. Em um trecho do documento encontramos que “*a tarifa média de 329,00 R\$/MWh para a indústria no Brasil é mais do que 50% superior à média de 215,50 R\$/MWh encontrada para um conjunto de 27 países do mundo, para os quais há dados disponíveis na Agência*

Internacional de Energia. O documento da FIRJAN também ressalta que “*apenas a parte da tarifa referente aos custos de geração, transmissão e distribuição já é superior à tarifa final de energia dos três principais parceiros do comércio exterior brasileiro: China, Estados Unidos e Argentina*”. O que a FIRJAN quer alertar é que não é somente a carga tributária a responsável pelos preços da energia elétrica.

O fato concreto é que modicidade tarifária é um termo muito usado no setor elétrico. Mas para o bolso dos consumidores e principalmente os do mercado cativo[3] o preço do kWh no final de cada mês é alto.

Por fim, vale analisar a afirmação de que licitando os ativos que terão seus prazos de concessão vencidos haverá significativa redução do valor da tarifa de energia elétrica. Isso não é fato. Haverá uma redução, mas o percentual será de menos de 7%. Segundo o MME, a geração no Brasil corresponde a 40% da tarifa. Como cerca de 20% da geração é que serão licitados teremos o resultado de 8% (20% de 40%). Em adição como em termos médios a hidreletricidade responde por 80% da geração teremos um percentual máximo de redução de 6,4% (80% de 8). Ou seja se a energia for entregue de graça, essa é a redução máxima.

Há um leque de incertezas presentes. Ou as concessões irão reverter à União, juntamente com o ressarcimento aos atuais concessionários dos valores referentes aos investimentos realizados e ainda não amortizados e nesse caso a outorga de novas concessões será por meio de licitação. Ou haverá uma nova prorrogação aos contratos através de mudanças na atual legislação. O MME criou um grupo de trabalho que estuda as alternativas para tal situação.

O que parece mais realista e oportuno, nessa oportunidade, é o governo avaliar e discutir as melhores soluções para aprimorar o papel das estatais do setor elétrico como braços estratégicos da infraestrutura energética. Em adição, é um momento, também, do governo definir quais ações podem trazer benefícios significativos nos custos das contas de eletricidade das residências, das indústrias, de todos os consumidores.

A solução passa por um viés político com consequências estratégicas.

[1] Unidade de Cadastro – UC é a parcela dos bens integrantes do ativo imobilizado que deve ser registrada individualmente no cadastro da propriedade.

[2] “QUANTO CUSTA A ENERGIA ELÉTRICA PARA A INDÚSTRIA NO BRASIL?”

[3] O modelo regulatório atual contém dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro inclui o mercado cativo de energia das distribuidoras e estas são obrigadas a comprar energia de todas as geradoras participantes dos leilões com contratos de longo prazo. O segundo é o mercado de curto prazo, de que

podem participar consumidores livres e comercializadores que escolhem seu fornecedor de energia elétrica.

Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: evolução e tendências II

Por Thales Viegas

O nosso último artigo (*) sobre E&P em águas profundas procurou situar esse segmento setorial no bojo da Indústria Mundial do Petróleo (IMP). A presente abordagem se propõe a analisar as atividades petrolíferas em grandes profundidades que são executadas no Brasil. Demonstra o alto índice de sucesso exploratório e a liderança do país no que tange às maiores descobertas da década. Discute o círculo virtuoso criado em torno das novas descobertas. Discorre sobre o potencial remanescente e o alto grau de atratividade que possui o Brasil em geral, e a província do pré-sal, em particular. Destaca que a magnitude dos reservatórios e a qualidade dos hidrocarbonetos encontrados são fortes atrativos para as petroleiras internacionais.

O pré-sal vem demonstrando possuir uma das maiores estruturas geradoras de petróleo do mundo. No Brasil, o pré-sal pressionou para cima o índice de sucesso na perfuração de poços. A tabela 1 mostra o sucesso excepcional das perfurações do pré-sal no pólo de Lula (Ex-Tupi), na Bacia de Santos. Fica evidente a superioridade da média de sucesso na província do pré-sal em relação à média mundial. Isso denota que o risco exploratório nesse ambiente tem sido baixo no pré-sal em relação às alternativas ao redor do mundo. Até o início dos anos 2000 a média nacional era compatível ao índice médio de sucesso no mundo, que tem variado em torno de 25%.

Tabela 1 – Índice de Sucesso Exploratório em 2010

Tupi/Lula	Pré-sal Brasil	Petrobras	Mundo
100%	87%	57%	25%

Fonte: ANP e Petrobras (Elaboração Própria)

O resultado disso se verifica nas novas descobertas, que por seu turno retroalimentam as campanhas exploratórias. O primeiro incentivo se fundamenta nos elevados níveis de preços do petróleo. O segundo se baseia no acesso à informação, a baixo custo, a cerca da alta probabilidade de se encontrar hidrocarbonetos na região. Diante dos altos riscos da atividade, os agentes se movem de modo estratégico, inclusive como “*free riders*”, ou seja, eles esperam outro agente realizar uma descoberta em certa área para, então, adquirir os direitos de explorar e colocar em marcha os seus investimentos e as suas campanhas exploratórias em áreas adjacentes. Essa é uma prática comum na indústria e, no Brasil, a Petrobras, tende a ser a primeira a se mover, uma vez que é a maior conhecedora da estrutura geológica da costa brasileira.

A partir desse mecanismo se alimenta uma espécie de círculo virtuoso, em que campanhas exploratórias bem sucedidas estimulam e facilitam outras novas descobertas em regiões próximas. O limite desse processo pode ser atingido basicamente por cinco elementos: i) esgotamento físico dos recursos; ii) conhecimento insuficiente das formações geológicas; iii) indisponibilidade de capital para investir; iv) inviabilidade tecnológica ou econômica dos projetos; v) barreiras regulatórias. Sem dúvidas, mais conhecimento, tecnologia e capital serão essenciais para a exploração eficiente da totalidade desses recursos potenciais. Todavia, até o momento nenhum dos fatores supracitados constituíram óbices intransponíveis, capazes de conter alto ritmo das campanhas de E&P no Brasil.

De acordo com dados da ANP, em seis anos o número de descobertas de petróleo e gás no Brasil dobrou. O total de indícios de hidrocarbonetos relatados pelas petroleiras foi de 75 em 2005 e atingiu os 149 em 2010. Ao longo da última década foram realizadas mais de 960 descobertas no Brasil. Embora os dados relativos aos indícios não expressem a existência de reservas comercializáveis, eles ilustram o nível de atividade do setor, o qual se mostrou bem aquecido no último quinquênio no país.

O caso do Brasil é peculiar, por isso chama tanta a atenção. Enquanto o país vem realizando importantes descobertas, a IMP, em sua totalidade, há alguns anos tem encontrado dificuldades para realizar grandes descobertas de hidrocarbonetos. Uma explicação fundamentada em aspectos históricos e geológicos associados à própria indústria aponta que os grandes campos são encontrados e explorados primeiro. Em geral eles despertam maior interesse das empresas diante da tendência de serem mais lucrativos.

No entanto, os avanços tecnológicos e exploração em direção a águas cada vez mais profundas permitiram uma espécie de revolução no conhecimento (a respeito de formações geológicas como a do pré-sal) e na *expertise* de operação nesses ambientes, o que teria aberto um novo mundo de oportunidades na indústria petrolífera. Ainda não está claro se é possível reproduzir o sucesso brasileiro em países africanos, por exemplo, onde a origem das bacias sedimentares seria semelhante à da costa brasileira. No Brasil, a expectativa da indústria é que ainda haja um significativo potencial de descobertas de reservatórios gigantes no país.

No campo tecnológico e operacional o Brasil desempenhou papel de vanguarda. Destaque para a competência da Petrobras nesse tema. Diante disso, na última década, o Brasil foi o país líder das grandes descobertas de hidrocarbonetos. Das dez maiores descobertas realizadas em águas profundas, sete foram logradas no Brasil. Dentre as trinta e cinco maiores descobertas feitas entre 2001 e 2011, todas contendo mais de um bilhão de barris, onze foram realizadas no Brasil. Considerando o volume total de petróleo e gás contido nesses campos, o país teria descoberto o equivalente a um terço do total de recursos contabilizados naquele ranking, o equivalente a 35 bilhões de barris de petróleo equivalente. Ademais, as petroleiras OGX e BG também possuem campos no país com volume que podem ultrapassar um bilhão de barris cada.

A tabela 2 apresenta algumas das grandes descobertas de hidrocarbonetos na última década. Destaque para a forte presença dos campos localizados no Brasil, onde foram encontradas as principais reservas de petróleo no período, a maioria delas em águas profundas.

Tabela 2 – Principais Descobertas de Hidrocarbonetos nos anos 2000

País	Campo	Descoberta	Operadora	Reservas Estimadas
Brasil	Libra	2010	Petrobras	3,7-15 bilhões de boe
Brasil	Lula	2006	Petrobras	5-8 bilhões de boe
Brasil	Júpiter	2008	Petrobras	Até 8 bilhões de boe
Brasil	Franco	2010	Petrobras	4,5 bilhões de boe
Brasil	Iara	2008	Petrobras	3-4 bilhões de boe
Brasil	Jubarte	2001	Petrobras	1,77 bilhões de boe
Iran	Ferdowsi	2010	POGC	1,7 milhões de boe
Brasil	Mexilhão	2001	Petrobras	227 bi/m³ Gás e 200 mi boe
Iraq	Shaikan	2009	G.Keystone	1,5 milhões de boe
Gana	Jubilee	2007	Tullow	1,5 bilhões de boe
China	Nanpu	2007	PetroChina	1,18 milhões de boe
Brasil	Guará	2008	Petrobras	1,1-2 milhões de boe
Nigéria	B. Sothwest	2001	Shell	1 bilhão de boe

Fonte: Rigzone, ANP e Petrobras (Elaboração Própria)

Com esse histórico, que envolve altos índices de sucesso exploratório e grandes volumes de recursos encontrados, o Brasil se tornou o país mais atraente do mundo na atividade. De fato, os recursos já descobertos no pré-sal conformam apenas uma parte do potencial das bacias sedimentares brasileiras na camada pré-sal. Foram licitados somente 40 quilômetros dos 150 quilômetros quadrados conhecidos como o pré-sal da Bacia de Santos. Dentre as diversas estimativas já publicadas, uma muito utilizada pelos agentes que operam no Brasil aponta que a ordem de grandeza do total de recursos do pré-sal seria de 100 bilhões de barris de óleo equivalente.

Independente do volume exato, o relevante é que há muito tempo não se conseguia descobrir tamanhos volumes de óleo e de gás em uma fronteira exploratória nova. O potencial do polígono do pré-sal é muito grande. Os tamanhos dos reservatórios descobertos foram surpreendentes, ainda no período de inércia, o qual se caracteriza pela fase inicial na curva de aprendizagem, quando ainda não se conhece muito da nova fronteira. É sabido que muitos avanços técnicos já foram logrados, mas outros tantos são desejados, a fim de que esses recursos sejam bem aproveitados.

Atualmente, a bacia do atlântico brasileira é o maior laboratório de pesquisa e desenvolvimento (P&D) offshore do mundo. À medida que avança o conhecimento sobre essas formações e novas tecnologias são adicionadas tendem a aumentar, a saber: i) as descobertas, ii) a produtividade dos poços; iii) o fator de recuperação de petróleo; iv) a rentabilidade da produção e; v) a capacidade de mitigar riscos e os possíveis impactos ambientais.

As atividades exploratórias estão atingindo profundidades cada vez maiores. Elas vêm sendo feitas inclusive em bacias consideradas maduras. A título de exemplo, a Petrobras que vem realizando perfurações para encontrar novas reservas abaixo dos campos em declínio, da Bacia de Campos. A principal vantagem desse projeto é acelerar a produção ao aproveitar a infraestrutura já instalada no local. A empresa já logrou êxito nessa campanha. A maior descoberta no pré-sal da Bacia de Campos foi de 3,5 bilhões de barris recuperáveis, realizada por um consórcio operado pela Repsol (petroleira espanhola), envolvendo a Petrobras. Esses resultados ampliam ainda mais os horizontes de oportunidades exploratórias no país.

Assim, a atividade exploratória no Brasil vem se consolidando como a mais atrativa do mundo. Os altos índices de sucesso na perfuração em poços pioneiros e os elevados volumes de recursos encontrados fundamentam essa condição de referência. Essas condições permitem que o custo de encontrar o petróleo possa até ser mais baixo que descobertas em águas rasas em regiões onde o sucesso exploratório é menor. O êxito operacional dessas atividades em grandes profundidades contribui para que o ambiente regulatório se mantenha favorável. A estabilidade política e o crescimento econômico também despertam interesses e estimulam as inversões no país.

Nesse cenário, o Brasil reúne as condições para que os investimentos e as descobertas continuem acontecendo em ritmo acelerado, sejam elas realizadas no ambiente pós-sal, sujeitas ao contrato de concessão ou na esfera da província pré-sal (ou áreas estratégicas), sob o regime de partilha. As atividades em águas profundas não pararam de crescer. Elas deverão ser responsáveis por parcelas significativas da adição de produção na oferta mundial nos próximos anos.

(*) Viegas, T. Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: evolução e tendências I. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 11, n. 3, 2011.

Políticas de incentivo para as energias renováveis

Por Jacqueline Batista Silva

Em texto anterior (*), vimos a fatia de crescimento que a economia verde é capaz de gerar. Numa iniciativa inovadora, foi escrito um relatório indicativo do crescimento promovido pela energia verde utilizando como parâmetro a quantidade de empregos gerados na área nos Estados Unidos. Esse estudo foi importante para melhor qualificar e justificar o investimento em energia ambientalmente limpa e renovável, principalmente em momentos como atual, caracterizado por uma grave crise econômico-financeira. Essa primeira iniciativa em mensurar o papel desse setor econômico no quadro econômico geral surpreendeu quanto ao ritmo de crescimento e a capacidade de abarcar mão-de-obra em tempo de crise de maneira muito mais ampla que os empregos tradicionais – o que representa crescimento de toda a cadeia de desenvolvimento.

Outro estudo se apresenta de grande importância para a economia desse setor energético. Trata-se de um estudo do World Resource Institute (WRI), apresentando as melhores políticas a serem empregadas visando à implantação e à utilização de energias renováveis a partir do estágio de maturidade da tecnologia envolvida em cada caso: *Is The Fit Right? Considering Technological Maturity in Designing Renewable Energy Policy* (1). Seu objetivo é propor o reconhecimento do mix correto de políticas institucionais a fim de promover inovação em energias renováveis. O estudo menciona também algumas das iniciativas públicas norte-americanas de incentivo. Neste texto, apresentaremos as sugestões do WRI para promover o desenvolvimento dessas tecnologias responsáveis pela maior inserção da energia renovável no mercado.

O que sabemos da implantação de toda nova tecnologia é que ela deve percorrer uma trilha de amadurecimento comum a todos os setores. O caminho do amadurecimento tecnológico é inovação técnica, aprimoramento das práticas de negócios e produção em larga escala – tal amadurecimento reduz custos e viabiliza uma mudança de paradigma como a que se busca na área energética.

O relatório do WRI foi desenvolvido de forma bastante objetiva, e está dividido em duas seções. Inicialmente, são apresentadas as características dos seis estágios da cadeia de inovação: P&D Básico, P&D Aplicado, Demonstração, Comercialização, Implantação Prévia e Implantação Generalizada. A segunda parte do relatório traz as sugestões de aplicação de uma política de incentivo a partir do estágio de introdução da tecnologia em análise.

Segue, então, uma apresentação dos estágios citados no relatório, lembrando que os mesmos se apresentam diante do desenvolvimento de toda inovação tecnológica – da área energética ou não.

Características das fases tecnológicas

P&D Básico

Estágio inicial envolvendo a pesquisa em sua fase laboratorial: física, química, engenharia de materiais e computacional, etc.

Nessa fase, não há estímulo à entrada de capital privado. O risco é muito alto, já que o item em estudo pode não se mostrar viável à comercialização. Nos EUA, o perfil de participação governamental nos custos dessa fase é de 80%, sendo apenas de 20% a participação do capital privado.

P&D Aplicado

Nessa fase, novas descobertas científicas permitem maior viabilidade tecnológica. Protótipos são construídos e testes em escala piloto são executados em pequena escala. Permanecendo os riscos, o governo americano continua a dividir os custos na razão 80/20.

Demonstração

Aqui, os projetos já alcançaram o estágio de aplicação técnica e inserção nos mercados potenciais. O risco tecnológico é bem menor, mas não se tem certeza do tamanho do mercado. O financiamento público nos EUA costuma ser na razão 50/50.

Comercialização

Nessa fase, os projetos são instalados em escala comercial para um determinado cliente, visando atender a um mercado específico. Nessa situação, os fatores de risco correspondentes à tecnologia já são bem compreendidos, mas como ainda há a necessidade de apresentar o desempenho do novo modelo introduzido ao mercado, os custos são altos, e é necessário capital para ampliar a produção.

Implantação inicial/localizada

Nesta etapa, não há mais a incerteza tecnológica, já que os dados da demonstração comercial já têm um desempenho claramente definido. Os custos, entretanto, não são competitivos em todos os mercados.

Implantação ampla/generalizada

Esta é a fase de maior desenvolvimento da tecnologia em questão. Após percorrer todos os outros estágios, não há mais incerteza quanto a sua eficácia ou quanto ao interesse do mercado. A nova tecnologia proposta não depende mais de incentivos para competir.

Para que uma tecnologia alcance o estágio final de seu desenvolvimento – o de ampla implementação, sendo independente de incentivos – é necessário que sejam aplicadas políticas específicas tendo como alvo as barreiras que se

apresentam em cada estágio. Após terem sido apresentadas as fases de desenvolvimento, veremos as sugestões de incentivo à inovação tecnológica, segundo o WRI.

Os incentivos sugeridos são: subsídios, garantias de empréstimos, créditos tributários, tarifas Feed-in (Feed-in Tariffs –FIT), meta de participação de renováveis na matriz de geração, mecanismo de leilão de renováveis, ambiente regulatório favorável.

Mecanismos de incentivo à introdução de novas tecnologias

Subsídios

Subsídios representam a provisão direta do governo a um projeto específico ou programa de pesquisa. Geralmente, são concedidos após um processo aberto de seleção de projetos inovadores e eficientes. A principal aplicação do subsídio é no P&D Básico e Aplicado – não há interesse do mercado em financiar projetos de tão alto risco e com valor comercial incerto. O financiamento do governo americano para tecnologias nesse estágio é de 80%, e é feito em todos os níveis de governo: federal, estadual e local. É importante também fazer uma reavaliação dos estágios de outras tecnologias que, devido a uma política estática, ainda são muito subsidiadas apesar do pequeno incremento na eficiência e redução de custos por kWh. Muitas vezes é esse o caso das tecnologias fósseis – já maduras e ainda destinatárias desse financiamento.

Garantias de empréstimo

Agências do governo tornam-se garantidoras do crédito fornecido a empresas, assumindo ao menos parte do risco associado ao projeto e permitindo maior financiamento e prazo para a implantação dos projetos.

Esse mecanismo de financiamento aplica-se às tecnologias de energia renovável em seu estágio inicial – fase em que está presente um grande risco de performance tecnológica e falta de capital das empresas que iniciam o empreendimento. É mais bem empregada para tecnologias no estágio de comercialização. Esse compartilhamento de riscos faz com que as instituições financeiras se familiarizem mais rapidamente com o perfil das tecnologias que surgem e com as necessidades de financiamento presentes no mercado. A garantia oferecida pelas agências governamentais promove maior participação dos setores de crédito na área de energia renovável – participação que tende a tornar-se mais efetiva.

Crédito tributário

Essa é a principal ferramenta utilizada pelo governo americano a fim de implantar tecnologias de energia renovável. Os créditos tributários podem ser fundamentais para tornar a situação financeira de um negócio mais atraente: eles reduzem o custo que seria repassado na cadeia de produção para viabilizar a remuneração dos investidores, tornando-o competitivo. A redução do preço cobrado também serve para tornar a tecnologia apta a participar de incentivos

associados, como os padrões de portfólio de eletricidade renovável ou os mecanismos de leilão.

Cada país deve realizar ajustes dessa política às peculiaridades locais. Mas um ponto merece consideração em todos os casos: é preciso evitar volatilidade na concessão desse benefício – o que faz parte uma política regulatória clara, transparente ao mercado, já que o crédito tributário pode ser removido no momento em que a tecnologia alcança um determinado estágio de amadurecimento.

FIT – Feed-In Tariff

Com esse sistema, cria-se um mecanismo de aquisição de energia de produtores de fontes renováveis a taxas fixadas acima do preço prevalecente no mercado para geração convencional. As FITs oferecem contratos estáveis – de longo prazo- para os proprietários das plantas industriais de renováveis, sendo necessária a sua integração ao grid. Seu principal benefício é a redução do custo de capital – o que ocorre pela redução do risco, devido aos elevados prazos contratuais (em torno de 15 a 20 anos).

As FITs aplicam-se às tecnologias em fase de comercialização e no estágio inicial de implantação – momentos em que as tecnologias já foram tecnicamente provadas e não apresentam risco de performance significativa. No entanto, como seus custos podem ser maiores que os das alternativas presentes no mercado, sua implantação é possibilitada pelo fato de a FIT cobrir o custo incremental.

Meta de participação de renováveis na matriz de geração

Esse é um instrumento regulatório que exige que o portfólio de ativos de geração de energia elétrica seja composto por um percentual mínimo de energia obtida a partir de fontes renováveis selecionadas. Cabe ao fornecedor tentar obter essa energia pelo menor valor possível. Assim, o custo incremental das renováveis é determinado pelo mercado. Se combinada a uma política de redução fiscal para as tecnologias inovadoras, esse mecanismo tende a ser mais atraente.

A determinação dessas participações mínimas aumenta a demanda por renováveis, ajudando a ultrapassar as barreiras financeiras, além de promover tecnologias que ainda não são competitivas as já estabelecidas.

Leilão de energia renovável

Trata-se de um mecanismo híbrido: associa o padrão mínimo de utilização de renováveis na geração às FITs. São realizados leilões periódicos nos quais são recebidas as ofertas para o suprimento de renováveis. Selecionam-se as de menor preço até a quantidade desejada. Os projetos selecionados recebem uma compensação (\$/MWh) igual ao seu preço de compra real, anualmente, pelo prazo contratual. Os contratos também são garantidos por um período fixo – geralmente de 10 a 20 anos.

Os leilões também promovem a demanda para os novos projetos de energia renovável. O mecanismo é mais bem aplicado, também, num estágio em que os riscos são bem compreendidos e/ou a partir da fase de comercialização. Este é um mecanismo que também tende a estimular a inovação tecnológica.

Ambiente regulatório favorável

O arcabouço regulatório deve ser visto como um mecanismo de implantação de tecnologias renováveis em si mesmo. Deve haver uma política regulatória voltada para a mitigação das barreiras existentes para as novas tecnologias.

Entre os objetivos da regulação temos o favorecimento da integração da geração distribuída ao grid e a promoção de uma política de buy back, em que seja permitido aos usuários revender ao grid o excedente de energia, fato último que compensaria os custos do pico de geração distribuída. Outra questão para atentar são os altos custos de transação, causados pela falta de uma política clara, bem determinada, de precificação da energia.

Também é possível buscar a participação de terceiros nos acordos de compra de energia. O terceiro envolvido seria apenas o proprietário do sistema e recuperaria seus investimentos a partir da participação no preço do kWh gerado.

Apesar das medidas regulatórias citadas serem mais bem aplicadas para tecnologias a partir do estágio de demonstração, um contexto regulatório frágil pode comprometer todos os estágios de desenvolvimento e implementação de uma nova tecnologia.

O objetivo do relatório do WRI foi utilizar uma análise tecnológica como premissa para implementar a participação das energias renováveis no grid. Sem esquecer a estabilidade, a transparência e a facilidade de utilização, as políticas devem considerar as medidas que se ajustam a cada situação.

No Brasil, começamos a buscar maior participação das renováveis no grid. Há pouco foi realizado um leilão visando à participação da energia eólica. Outras renováveis encontram-se num estágio tecnológico que não se mostra interessante ao mercado. Pois é exatamente nessa condição que as instituições devem intervir: criando um *mix* de políticas que não se baseie em questões subjetivas e que se adequem às realidades regional e nacional.

(*) Batista Silva, J. A energia verde como um negócio. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 11, n. 3, 2011.

(1) Goodward, J. et al. Is the Fit Right? Considering Technological Maturity in Designing Renewable Energy Policy: WRI issue brief. Washington, DC: World Resources Institute, jun. 2011.