

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Setembro/Outubro de 2012 – Ano 12 – n.4

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados nove artigos:

Observatório de geopolítica da energia III: parcerias estratégicas entre Brasil e China nos setores de energia e transportes, por Amaro Pereira e Renato Queiroz.

Os desafios da integração do setor elétrico na América Latina, por Nivalde José de Castro e Rubens Rosental.

Eficiência em custo na extração petrolífera, por Thales Viegas.

Um balanço das políticas de estímulo à utilização das energias renováveis, por Jacqueline Batista Silva.

O Plano Decenal de Expansão e a integração das fontes renováveis, por Clarice Ferraz.

MP 579: Prorrogação das concessões e apropriação da renda inframarginal, por Luciano Losekann.

O desafio energético Indiano: pobreza, segurança energética e mudança climática, por Ronaldo Bicalho

O futuro dos biocombustíveis XIV: Qual o sentido das políticas públicas e industriais para o futuro dos biocombustíveis?, por José Vitor Bomtempo.

Fósseis e renováveis na disputa pela Casa Branca, por Renato Queiroz.

### **Equipe:**

**Editor:** Ronaldo Bicalho

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

**Secretária executiva:** Jacqueline G. Batista Silva

**Contatos:** [economia.energia@ie.ufrj.br](mailto:economia.energia@ie.ufrj.br)

# Autores

## **Amaro Pereira**

Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Federal Fluminense, mestrado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e doutorado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro; Professor Adjunto do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

## **Clarice Ferraz**

Bacharel em Ciências Econômicas - Universidade Federal de Brasília (2000), Master en Management Public – Universidade de Genebra (2004), Advanced Master in Energy – École Polytechnique Fédérale de Lausanne (2006) e Doutora em Ciências Econômicas e Sociais – Universidade de Genebra (2011); Pesquisadora do Grupo de Economia de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

## **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 Mendès-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.

### **Nivalde José de Castro**

Professor e coordenador do GESEL - UFRJ

### **Renato Queiroz**

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

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

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

### **Ronaldo Bicalho**

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

### **Rubens Rosental**

Pesquisador do GESEL - UFRJ

### **Thales Viegas**

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

# **Observatório de geopolítica da energia III: parcerias estratégicas entre Brasil e China nos setores de energia e transportes**

**Por Amaro Pereira e Renato Queiroz**

A China apresentou na última década (2000-2010) um crescimento econômico muito expressivo, passando de 10% ao ano, segundo dados do Banco Mundial. O país, dessa maneira, consolidou-se não somente como uma potência asiática, mas também como um dos principais atores econômicos mundiais.

Tal evolução vem demandando expressivos investimentos, com destaque para a área de infraestrutura com a construção de rodovias, ferrovias, aeroportos e centrais de geração de energia elétrica, tal como a hidrelétrica de Três Gargantas, a maior do mundo, com 18 GW de capacidade. O Brasil, como grande exportador de produtos básicos, como minérios, e semimanufaturados, se beneficiou tanto do desempenho da economia chinesa que se tornou o seu principal parceiro comercial, superando os EUA.

No entanto, na última década, o crescimento econômico brasileiro foi bem mais modesto do que o da China, de 3,6% ao ano, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. Alguns autores argumentam que os dois países tiveram estágios de grande desenvolvimento econômico em épocas diferentes. Afinal o milagre econômico brasileiro já ocorreu na década de 70.

Deve-se assinalar que o desenvolvimento chinês é suportado principalmente pelos setores de ciência e tecnologia. Os maciços investimentos em educação, principalmente tecnológica, são considerados por especialistas a razão do destaque dos chineses na produção de bens de alta tecnologia, influenciando fortemente as altas taxas de crescimento do PIB. Cabe a ressalva de que esse crescimento foi possível, também, devido a uma combinação de fatores tais como: a evolução da produtividade industrial, o câmbio desvalorizado em relação ao dólar, inovação, financiamento estatal acessível e a forte presença do Estado na economia, conforme destaca Corrêa (2012).

Cumprir ainda destacar que o Brasil também foi favorecido pela alta dos preços das commodities, o que contribuiu para que se tornasse em 2011 a 6ª economia do mundo. Mas o governo brasileiro se deu conta de que, para continuar se beneficiando dos avanços do crescimento chinês, deve intensificar as parcerias tecnológicas, buscando, assim, novas oportunidades de ampliações comerciais.

Nesse contexto recentemente foram assinados entre China e Brasil acordos no âmbito do Plano Decenal Brasil-China de Cooperação 2012-2021, abrangendo as áreas de tecnologia, inovação, infraestrutura, cooperação espacial, energia e transporte. Os governos ratificaram que a ênfase desse plano está diretamente ligada à inserção internacional adequada dos dois países na economia do

conhecimento. No campo acadêmico há também ações proativas na troca de experiências.[1]

Especulando sobre possíveis parcerias entre chineses e brasileiros nas áreas apontadas nesse Plano Decenal de Cooperação e selecionando, por exemplo, os setores de energia e de transportes, a princípio não se percebe muita similaridade entre a China e o Brasil. O primeiro tem uma matriz energética fortemente baseada em carvão mineral, enquanto a do Brasil é predominantemente renovável.

No caso do setor de transportes, ambos têm base rodoviária e apresentam, em grandes cidades, problemas de poluição atmosférica e de mobilidade urbana, porém apostam em tecnologias diferentes para minimizar as emissões. A China não dispõe de fontes para produção de biocombustíveis em larga escala e investe na expansão dos veículos elétricos para reduzir a dependência de petróleo.

Existem, entretanto, algumas complementaridades entre os referidos setores nos dois países que se apresentam como boas oportunidades para ampliação da relação comercial. De acordo com Yan & Crookes (2010), a China possui um potencial hidrelétrico estimado em 542 GW e tem o objetivo de construir 300 GW até 2020. O Brasil, tendo construído várias centrais hidrelétricas, adquiriu vasta experiência em pesquisas que viabilizam a construção civil de grande porte e em estudos hidráulicos em modelos reduzidos, que garantem a segurança e eficiência dos projetos hidrelétricos. A empresa Eletrobras-Furnas, por exemplo, implantou laboratórios de solos e de hidráulica experimental e vem prestando serviços para mais de 200 empreendimentos em vários países. Outro laboratório com tradição em serviços técnicos especializados em concreto e solos é o da Cia Energética de São Paulo – CESP instalado em Ilha Solteira/SP.

Por sua vez, o Brasil tem reservas de carvão mineral ainda a explorar, ou realizadas com tecnologias obsoletas, poluentes e de pouca eficiência. A mineração do carvão concentra-se praticamente na região sul do país e as minas dessa região são responsáveis por cerca de 99 % das reservas brasileiras de carvão mineral. A China vem adotando uma abordagem sistemática com investimentos em P&D na implantação da tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS) proveniente de usinas termelétricas (UTES) a carvão mineral.

Ora, se o Brasil tem reconhecido know-how em hidrelétricas e a China tem o mesmo em relação às termelétricas a carvão mineral, o aprofundamento na cooperação nestas duas áreas é uma opção que conjuga interesses. Ressalte-se que a ANEEL, através de sua Instrução normativa 500 de 17 de julho de 2012, poderá motivar um aumento no esforço exploratório para uma maior participação de usinas térmicas a carvão na matriz energética brasileira[2].

No campo das energias renováveis a parceria entre os dois países pode render progressos importantes e acelerar o processo de aprendizado tecnológico. Embora a China seja um dos países que mais polui o planeta, investe fortemente nas tecnologias de renováveis. A Agência Internacional de Energia (AIE) tem divulgado que os chineses crescerão em cerca de 40 % a produção de

energia renovável até 2017, focando em fazendas eólicas e parques solares. A própria AIE divulgou que dos 10 principais fabricantes mundiais de módulos fotovoltaicos 7 são chineses. E ainda a China tem fabricantes que já se colocam nas primeiras posições no ranking mundial de equipamentos eólicos.

No caso do setor de transportes, conforme citado acima, há similaridades nos problemas nos dois países mas buscam soluções diferentes (carro elétrico versus o carro movido a biocombustíveis), visando dispor suas matrizes de transporte com tecnologias mais sustentáveis. Uma possibilidade seria o estabelecimento de uma linha de pesquisa em parceria que atendesse às necessidades de ambos. Um exemplo seria o desenvolvimento de um veículo híbrido que tivesse um motor de combustão interna que funcionasse como um carro flex. Ou seja, um veículo equipado com motor a combustão a etanol e gasolina e energia elétrica alimentada por baterias adicionais.

Resumindo, a China adotou como modelo de desenvolvimento a criação de joint-ventures de maneira a atrair investimentos externos, absorvendo tecnologias. No caso de uma cooperação entre os dois países, o Brasil poderia adotar esse modelo para o desenvolvimento de novas tecnologias de geração a carvão mineral (clean coal technologies) e a China poderia seguir a mesma direção absorvendo experiências em relação à construção de plantas hidrelétricas.

O mesmo caminho poderia ocorrer na indústria da geração através de renováveis. Aliás a geradora estatal Furnas tem anunciado o interesse em um projeto, em parceria com a chinesa Three Gorges, de geração de energia eólica offshore com capacidade de 200 MW na China. Mas não há notícias de interesse nem da China nem do Brasil em constituir uma joint-venture para fabricação de equipamentos de geração renovável entre empresas brasileiras e chinesas.

No que diz respeito ao setor de transporte, a colaboração poderia se dar também de maneira conjunta passando da fase de acordos para ações concretas de parcerias tecnológicas.

A concretização de joint venture internacional traz desafios impostos por uma série de fatores, que vão desde questões voltadas aos assuntos institucionais, diferenças culturais que se refletem na maneira de negociar, até nas ameaças associadas ao ambiente competitivo. Mas o Brasil já vem avançando em projetos conjuntos com a China. A Embraer tem parceria com empresas chinesas desde 2002. E no mês de julho deste ano assinou um acordo com a AVIC- Aviation Industry Corporation of China para fabricação de jatos executivos Legacy 600/650,[3] na China.

Os setores de energia e de transporte poderiam embarcar na experiência da Embraer traçando novas relações técnicas e comerciais com o dragão chinês. São parcerias estratégicas que têm, inclusive, um caráter de importância geopolítica, capazes até de aprofundar os rumos das relações entre China e Brasil. Afinal, estudiosos em China afirmam que houve uma mudança de atitude do governo chinês em relação ao Brasil e agora não se trata apenas de uma sinalização meramente retórica para fazer parcerias como anteriormente.

## Referências Bibliográficas

CORRÊA, A. P. (2012). Segurança energética da China, um estudo das relações entre estado e mercado com foco na indústria do petróleo e gás natural no período de 1978 a 2010. Tese de Doutorado, IE-UFRJ.

YAN, X., CROOKES, R. J. (2010). Energy demand and emissions from road transportation vehicles in China. *Progress in Energy and Combustion Science*, 36(6), 651-676. Elsevier Ltd. doi:10.1016/j.pecs.2010.02.003.

Revista de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação-APOEMA-Artigo: Excelência Tecnológica das Empresas Elétricas- 5ª edição- Ano 3- dez 2011 disponível em [www.furnas.com.br](http://www.furnas.com.br) acessado em 01/08/2012.

---

[1] O Programa de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) e a Universidade de Tsinghua firmaram parceria para incentivar o desenvolvimento de tecnologias em energia renovável nos 2 países. A Universidade Federal Fluminense e a Universidade de Línguas Estrangeiras de Dalian, China, assinaram também acordo de parceria, visando intercâmbios de dados e informações.

[2] A instrução define o reembolso até 100 % da despesa com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético- CDE dos custos de consumo de carvão mineral brasileiro em geração termelétrica.

[3] A infraestrutura, recursos financeiros e mão-de-obra serão da joint venture Harbin Embraer Aircraft Industry (Heai), que iniciou operações em 2002. O primeiro avião deve estar pronto no final de 2013.

# Os desafios da integração do setor elétrico na América Latina

**Por Nivalde José de Castro e Rubens Rosental**

O processo de integração do setor elétrico na América Latina está inserido num contexto bastante complexo, tendo em vista as diversas variáveis que o permeiam como a diversidade política institucional dos diversos países, assimetria de interesse, segurança jurídica, sistema regulatório, sistema de comercialização de energia e operação integrada dos sistemas elétricos.

Atualmente a integração se dá por meio de interconexões elétricas utilizando-se linhas de transmissão ligando os sistemas elétricos de dois ou mais países. Outra forma de integração se dá através de usinas geradoras binacionais, onde Itaipu é o principal paradigma e *case* de sucesso.

A grande vantagem da interconexão elétrica é a possibilidade de se transmitir energia elétrica de um país para outro aproveitando diferenças e complementaridades dos sistemas elétricos, hábitos de consumo, sazonalidade e temperaturas. Além disto, como se vem verificando há a possibilidade de suprir problemas mais estruturais de um determinado país.

A América Latina apresenta um grande potencial hidrelétrico ainda inexplorado. Em função da distância aos centros de carga e do tamanho do potencial inventariado, a construção de novas hidrelétricas pode não se mostrar viável economicamente em razão de o mercado ser muito inferior à potência da usina.

A integração elétrica permite que empreendimentos de maior porte em países com mercados internos menores possam se tornar factíveis economicamente ao atenderem a demanda de energia elétrica integrada de mais países. E de modo muito mais confiável, pois permitirá compensar eventuais disparidades e insuficiências hidrológicas com a energia excedente de outros países.

Neste sentido, a integração elétrica entre países permite alcançar uma maior confiabilidade dos sistemas para enfrentar adversidades climáticas, problemas técnicos e picos de consumo. Além disso, como os sistemas elétricos devem ser dimensionados não só para atender a demanda média, mas, sobretudo os momentos de pico de consumo, a possibilidade de compensar e complementar as instalações de várias regiões permite aproveitar melhor os investimentos realizados.

Atualmente a questão ambiental está presente em todos os empreendimentos do setor elétrico, impondo, na maioria das vezes, grandes entraves ou obstáculos a serem vencidos para que sejam construídos. Com os ganhos sinérgicos e a postergação de novas usinas geradoras, a integração tem um impacto positivo em relação ao meio ambiente, evitando que novas plantas sejam instaladas de forma desnecessária e contribuindo para a diminuição das



emissões de gás carbônico, seja por áreas alagadas de um reservatório ou por queima de combustíveis fósseis.

O processo de integração do setor elétrico do Brasil com os países da região pode ser dividido em duas fases. A primeira fase, iniciada nos anos de 1970, tendo como principal marco central a construção da então maior hidroelétrica do mundo, Itaipu Binacional, que tinha um duplo e estratégico objetivo: garantir maior suprimento nacional e custos mais competitivos em relação aos praticados no mercado nacional.

Cabe ressaltar que a malograda experiência de importação de energia térmica a gás da Argentina – CIEN, inaugurada em 2000, teve uma lógica diferente. Nos anos 1990, época em que este projeto foi concebido, o Brasil encontrava-se em uma situação macroeconômica de crise e o setor elétrico tinha reduzida capacidade de realizar investimentos. Com isso, a importação de energia da Argentina, país que passava por uma fase de grande prosperidade econômica e que possuía reservas expressivas de gás, parecia uma solução mais interessante do que mobilizar os escassos capitais disponíveis no Brasil para realizar investimentos locais.

A segunda fase do processo de integração inicia-se a partir de 2003-2004, quando o Brasil redefine sua política estratégica de integração econômica regional, focada na América Latina. Nesta estratégia, configura-se outro vetor que é o da internacionalização de empresas brasileiras, sejam elas de capital nacional ou não.

Neste duplo e convergente movimento, a integração energética foi colocada como um dos vetores deste processo. Diferentemente da primeira fase da integração, o Brasil não tem, *grosso modo*, necessidade e conseqüentemente interesse de complementar a oferta interna de eletricidade, uma vez que o setor elétrico é muito competitivo e o Brasil dispõe de recursos naturais abundantes, de mecanismos comerciais e de financiamento em moeda nacional capazes de viabilizar e garantir a autossuficiência em termos de energia elétrica. Esta mudança de cenário tem várias causas, que vão da melhora na situação macroeconômica do Brasil, estruturação de um novo modelo consistente para o setor elétrico e as grandes descobertas de óleo e gás, sobretudo no pré-sal.

Há que se destacar e enfatizar o papel da profunda reestruturação do setor elétrico verificada nos anos de 2003-2004. Como o modelo comercial foi estruturado em função de uma característica básica do setor elétrico, a alta predominância da geração hidroelétrica na sua matriz, o modelo brasileiro tem especificidades que o distinguem nitidamente dos arranjos comerciais predominante nos países da América Latina. Trata-se de um modelo em que não se comercializa energia, mas contratos financeiros de “garantia física” onde a central geradora de energia elétrica não pode vender energia física e não tem autonomia sobre seu próprio despacho, que é determinado pelo operador nacional do sistema, segundo uma lógica de otimização de todas as mais de 2.400 unidades geradoras de energia elétrica.

Dada a ampla, variada e abundante disponibilidade de recursos energéticos do Brasil, capaz de atender a demanda do mercado interno de energia nas

próximas décadas, a integração elétrica com a participação direta do Brasil deverá se dar, numa primeira fase, pela troca de excedentes interruptíveis em função do desenho específico e original do modelo comercial brasileiro.

As características e especificidades do modelo brasileiro determinam condições de contorno que precisarão ser observadas para viabilizar o comércio internacional de energia elétrica. Isto implica em assinalar que, exceto para projetos de centrais hidroelétricas binacionais, como é o caso do projeto do Madeira internacional com a Bolívia e das hidroelétricas de Garabi e Panambi com a Argentina, a integração energética por meio de projetos ou arranjos contratuais focados na exportação de blocos de eletricidade com contratos de longo prazo e a preços competitivos para o mercado elétrico brasileiro ficaria na dependência direta de ajustes regulatório e comercial convergente e aderente ao modelo brasileiro.

Nestes termos, a dinâmica da integração elétrica na América Latina com a participação direta do Brasil fica delimitada, basicamente, a quatro possibilidades.

A primeira, mais simples e consistente, é a construção de centrais hidroelétricas binacionais baseadas na experiência da Itaipu Binacional. A produção de uma binacional é de 50% para cada país. E é possível definir no tratado internacional que irá respaldar o contrato comercial as condições de venda do excedente como foi feito com o Paraguai em relação à Itaipu Binacional.

A segunda alternativa, mais complexa e remota, é a construção de centrais hidroelétricas (e respectivos segmentos de linhas de transmissão) em países vizinhos, sendo definidas as condições de exportação para o Brasil de parcela da produção que não será consumida pelo país de origem. As dificuldades são grandes e, a título de exemplo, pode-se citar que a unidade geradora teria que se submeter às regras comerciais (p.ex. entrar e vencer leilões) e aos critérios de despacho de carga centralizado do Brasil.

A terceira possibilidade é a mais promissora no curto e médio prazo. É a comercialização de excedentes de energia nos moldes do comércio que o Brasil já vem praticando, ainda que de forma esporádica, com Argentina e Uruguai. Trata-se de vender e comprar energia excedente por meio de contratos de curta duração, que possam ser firmados sem uma harmonização regulatória profunda entre os modelos comerciais dos países envolvidos. Neste tipo de comércio, cada país busca garantir a segurança do abastecimento de seu próprio mercado, podendo contar com excedentes dos países vizinhos para garantir suprimento, mesmo que a custos operacionais mais elevados. E, alternativamente, vender excedentes de energia.

Esta vertente da integração tem grande possibilidade de expansão, sobretudo nos países com os quais o Brasil já possui interconexão. Provavelmente o Brasil ocuparia mais frequentemente uma posição de exportador do que de importador, dadas as assimetrias de escala com os países vizinhos e, sobretudo, às características do modelo brasileiro, onde há predomínio de ociosidade de energia térmica e, ocasionalmente, sobra de energia hídrica no período úmido (novembro a abril). Para tanto, deve-se trabalhar na direção de criar um marco

legal, institucional, regulatório e comercial que dê segurança jurídica e financeira às transações e facilite o comércio internacional rotineiro de energia.

Uma quarta possibilidade está diretamente associada à estratégia do governo brasileiro para a integração econômica e internacionalização de empresas, incluindo as que operam no setor elétrico. Esta estratégia deverá levar a um aumento dos investimentos brasileiros no exterior, com possível destaque para a construção de hidroelétricas nos países latino-americanos com a participação estratégica da empresa estatal Eletrobrás e dos grupos empresariais do setor de construção civil.

Ainda dentro desta possibilidade deve-se destacar a categoria de aquisição de ativos existentes nos países da América Latina derivada da dimensão econômica dos grupos envolvidos, notadamente da Eletrobrás, e da experiência e conhecimento técnico acumulado na atuação no mercado brasileiro, contando, inclusive com o apoio do BNDES. A experiência recente do grupo Eletrobrás na disputa com empresas da Alemanha e China na compra de participação acionária na EDP de Portugal serve de exemplo, mas acima de tudo das possibilidades que esta vertente de integração oferece.

Em síntese, o processo de integração elétrica na América Latina pela via multilateral não permitiu avanços substantivos. Os resultados mais bem sucedidos e com melhores desdobramentos se deram no plano bilateral. A busca por acordos aceitáveis pelos membros regionais se torna um esforço de características técnicas, econômicas e diplomáticas.

Para o Brasil, os contratos de curto prazo de troca de excedentes de energia com os países com os quais já está interconectado e a aquisição de ativos na América Latina são as linhas de menor resistência e mais promissoras para a integração elétrica que podem desempenhar a base para a aceleração deste processo na região.

### **Referências Bibliográficas:**

BIATO, M.; CASTRO, N. J. **Integração regional na América do Sul e o papel da energia elétrica.** GESEL/IE/UFRJ (Texto de discussão n. 32), 2011.

CASTRO, N. J.; ROSENTAL, R.; GOMES, V.J.F. **A integração do Setor Elétrico na América do Sul: Características e Benefícios.** Rio de Janeiro. GESEL/IE/UFRJ (Texto de discussão n.10), 2009.

CASTRO, Nivalde José de. **O Papel do Brasil no processo de integração do setor elétrico da América do Sul.** GESEL – UFRJ. 2010 (Texto Didático do Setor Elétrico n.º 23).

CASTRO, N. J. El Papel de Brasil em el proceso de integración del sector eléctrico de Sudamérica. In CASTRO, N. J. (org) **V SISEE- seminário internacional do setor de energia elétrica.** Brasília. Fundação Alexandre de Gusmão, p. 7-15. 2011.

CASTRO, Nivalde José de, *et al.* **Considerações sobre as perspectivas da matriz elétrica brasileira.** Rio de Janeiro. GESEL- UFRJ, 2010. (Texto Didático do Setor Elétrico n.º 19)

CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme. **O Planejamento e os Leilões para Contratação de Energia do Setor Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro. Canal Energia. Disponível em [http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos e Entrevistas.asp?id=84667](http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos_e_Entrevistas.asp?id=84667) Acessado em 15 de agosto de 2012

CIER. Proyecto CIER 15 Fase II, **Resumen Ejecutivo** – Informe Final, 2011.

MME (Ministério de Minas e Energia), **Resenha Energética Brasileira: Exercício 2010 (Preliminar)**, 2011.

ONS. **Acompanhamento Mensal dos Intercâmbios Internacionais** – janeiro de 2011. Disponível em: [http://www.ons.org.br/download/resultados\\_operacao/acompanhamento\\_mensal\\_intercambios\\_internacionais/relatorio\\_intercambio\\_internacional\\_201101.pdf](http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/acompanhamento_mensal_intercambios_internacionais/relatorio_intercambio_internacional_201101.pdf). Acesso em 01/08/2012

# Eficiência em custo na extração petrolífera

Por Thales Viegas

No artigo anterior (\*) apresentamos as relações entre os preços do petróleo cru e os custos da indústria petrolífera. Neste artigo iremos tratar do papel da gestão de custos para a competitividade e a eficiência em custos das petroleiras. O foco da análise é na esfera do *upstream*, envolvendo, especialmente, o desenvolvimento de reservas e a produção.

A primeira dimensão está associada ao Custo de Capital (do inglês *Capital Expenditure* ou CAPEX) despendido no âmbito do de Desenvolvimento de reservas. A segunda se refere ao Custo Operacional (*Operational Expenditure* ou OPEX). O fito do artigo é refletir sobre a capacidade das petroleiras aprimorarem sua eficiência em custos de modo autônomo, bem como discutir programas de padronização e redução de custos empreendidos por essas empresas.

A análise dos principais elementos de custo do *upstream* pode ser abordada a partir de três aspectos centrais, a saber: i) custos dos insumos; ii) disponibilidade de tecnologias e pessoal capacitado para operá-las; iii) processos e procedimentos (rotinas). Neste último merecem destaque as estratégias de *procurement* e negociação de contratos (relações de mercado). O primeiro possui um caráter exógeno, enquanto o último aspecto depende da capacidade endógena das empresas de gerir de forma mais custo-eficiente, já o segundo combina elementos endógenos e exógenos. A seguir abordaremos cada elemento supramencionado em separado.

Primeiro, os custos dos insumos básicos mais importantes são definidos em mercados concorrenciais, nos quais os compradores individuais têm pequena influência sobre os preços. Estes, por seu turno, são condicionados pela escassez relativa do produto, bem como pela estrutura de custos de sua produção. Os contratos de compra e venda de *commodities* realizados na esfera financeira também repercutem na precificação nos mercados *spot*. Todavia, os incrementos de custos oriundos de preço de insumos básicos não são passíveis de ajustes relevantes via melhoria na gestão de custos em si. Trata-se de variáveis incontroláveis do ponto de vista do gestor.

Segundo, grande parte das inovações tecnológicas verificadas na indústria é empreendida pelas para-petroleiras (empresas prestadoras de serviços e fornecedoras de equipamentos). A difusão dessas novas tecnologias não tarda a ocorrer entre as operadoras, que em muitos casos apenas se encarregam de se capacitar para absorvê-las. No entanto, os benefícios da inovação podem ser majoritariamente apropriados pelo agente inovador. Neste contexto o custo para o operador não se reduziria significativamente. Caso a petroleira seja a criadora do novo produto ou processo ela poderá se diferenciar das demais e minorar custos de uma maneira consistente.

Por outro lado, inovações também podem gerar ganhos operacionais e aumento de custos. Resultado: novas tecnologias também não garantem incrementos na eficiência em custos da empresa. Ademais, elas podem requerer dispêndios adicionais com a formação de força de trabalho. Vale lembrar que é comum haver certa escassez de trabalhadores qualificados na indústria nos períodos ascendentes do ciclo do petróleo. Isso, por si só, contribui para pressionar os custos para cima. O desenvolvimento tecnológico desassociado de capacitação de recursos humanos também pode não promover os ganhos de eficiência esperados.

Na prática, não há grandes diferenças entre os equipamentos utilizados por distintos operadores. O estado da arte das tecnologias aplicadas na atividade petrolífera funciona como parâmetro de referência para toda a indústria. Essa característica reduz em alguma medida a capacidade autônoma das empresas de se tornarem mais eficientes em custos, embora ela ainda exista e seja relevante. Melhorias nos bens de capital são mais difíceis para as petroleiras, o que significa que a capacidade de manobra das empresas sobre o CAPEX tende a ser menor. A adequada negociação de contratos de e o desenvolvimento de novos materiais se mostraram eficazes na redução de custos para diversas empresas.

Terceiro, as petroleiras procuram adotar rotinas compatíveis com o que se convencionou chamar de melhores práticas (do inglês, *best practices*). Por um lado, a busca pela convergência de rotinas facilita os esforços de padronização tanto das operadoras quanto das para-petroleiras, o que ajuda a reduzir custos. Por outro lado, rigorosamente, não há práticas que sejam melhores para todos os casos, senão referências para procedimentos que tendem a variar de acordo com as condições do reservatório (localização, formação geológica e profundidade, por exemplo). Cada empresa opta por um conceito de desenvolvimento de reservas, mas cada projeto é único, mesmo quando se utiliza técnicas de replicação em sua elaboração.

Iniciativas de padronização de processos, procedimentos e insumos são desejáveis e os seus resultados podem ser observados logo após a implementação dos novos padrões, embora os ganhos sejam ainda mais evidentes ao longo de toda a curva de aprendizagem. Grandes empresas têm maiores condições de adotar estratégias dessa natureza. Elas empreendem um maior número de projetos e, portanto, também possuem uma maior capacidade de exigir dos fornecedores o atendimento de certas especificações. Entretanto, a padronização pode ser um limitador virtual do processo de inovação, podendo inibir o surgimento de métodos mais custo-eficientes. Esse é um *trade-off* importante e difícil de ser gerido no dia-a-dia.

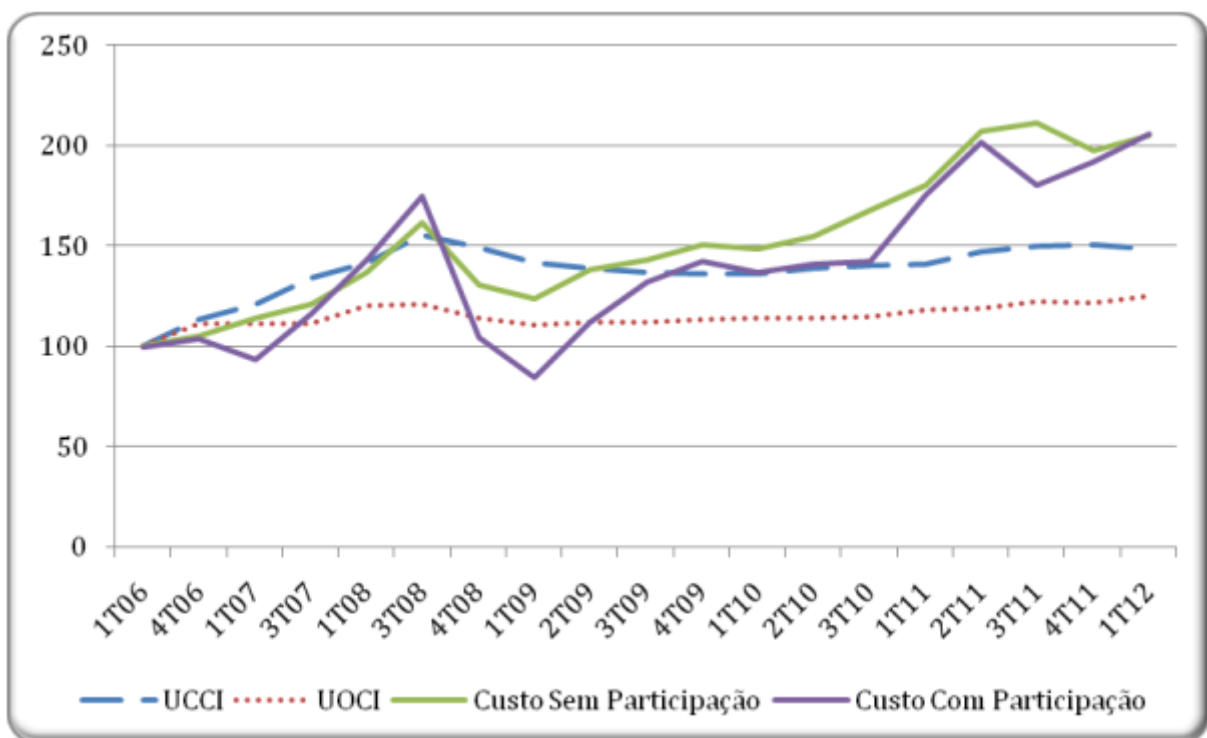
A Petrobras recentemente anunciou que adotaria um programa de redução de OPEX. Essa não é uma iniciativa nova. Ao longo de sua história a empresa passou por alguns processos de reestruturação organizacional e já adotou outros programas de padronização e de gestão de custos. Utilizando uma base de dados de custos interna, dotada de uma série de 12 anos, Gomes (2008) concluiu que a petroleira brasileira teria sido bem-sucedida na redução de custos das atividades de *upstream* entre 1994 e 2006. Ela teria logrado uma redução absoluta de 14% dos custos no *upstream* ao longo do período. O autor lembra que a característica dos reservatórios operados pela Petrobras vem mudando no

sentido de estruturas mais onerosas. A despeito disso a empresa teria aprimorado a sua eficiência em custos.

Entretanto, a Figura 1 mostra a evolução do custo de extração da Petrobras tanto sem a participação governamental quanto com ela. Os dados agregados de custo de extração sem participação governamental apontam um aumento consistente entre o primeiro trimestre de 2006 e o segundo trimestre de 2012. Ele teria dobrado ao longo desse período. Ao longo desse período o índice UCCI de (CAPEX) do setor registrou aumento de cinquenta por cento. Já o índice UOCI (OPEX) se elevou em vinte e cinco por cento. Ambos abaixo dos patamares de custo registrados pela Petrobras.

Diversas variáveis incontrolláveis interferem nesse montante apropriado pelo governo, por isso, ele não é relevante para a presente análise. No entanto, vale ressaltar que a gestão de CAPEX é em muitos aspectos mais desafiadora que a de OPEX (objeto do programa anunciado pela Petrobras). Isso porque as margens de manobra sobre aquela categoria de custos tendem a ser mais limitadas.

Figura 1: Índice de Custos Gerais do Upstream, Custo de Extração da Petrobras Com e Sem Participação Governamental, 1T 2006 à 1T2012



Fonte: Petrobras, IHS (Elaboração Própria)

A gestão de custo se propõe a coletar e analisar informações relevantes, seja elas quantitativas ou qualitativas, tanto do ambiente interno quanto externo à organização. O seu objetivo é aprimorar a eficiência no uso dos recursos da empresa. Ela está intimamente relacionada à estratégia de *procurement* e a competência da organização em negociar contratos. Tais capacitações estão no

bojo dos processos e procedimentos adotados pelas petroleiras. Não raro são objetos de esforços de padronização e programas de redução de custo.

Todavia, essas iniciativas não deveriam ser objeto de medidas *ad hoc* como talvez seja o programa de redução de custo da Petrobras. Na prática, padrões têm de ser revisados com certa frequência, uma vez que eles podem enrijecer e gerar obsolescência das ferramentas de gestão. Há que se salientar a condição de empresa mista da Petrobras. Ela enfrenta grandes desafios (especialmente de ordem legal) para funcionar com a flexibilidade e a rapidez que se espera de empresas sob uma lógica estritamente privada. Isso não significa que inexista potencial para a promoção de mudanças estruturais nos mecanismos de gestão de custo. Como uma empresa de capital aberto ela está sujeita a comparações com as petroleiras privadas, as quais estão sempre procurando aprimorar seus *benchmarks* de desempenho.

Em suma, segundo a metodologia adotada por Gomes (2008) utilizando dados de acesso restrito no interior da Petrobras, entre 1994 e 2006 a Petrobras aprimorou os seus indicadores de custos como resultado de melhorias em sua gestão. Contudo, desde 2006 os diferenciais dos seus níveis de custo para o índice de custos geral do *upstream* demonstram que é preciso que o programa de redução de custos também abranja o CAPEX e não apenas OPEX como fora anunciado.

## Referências

(\*) Viegas, T. A relação complexa entre custos de extração, preços do petróleo e dos seus derivados. Boletim Infopetro, Maio/Junho, Ano 12, n. 2, 2012.

Gomes, Carlos A. S. Gestão de Custos na Produção de Petróleo na Petrobras: Uma análise Empírica. Dissertação apresentada à Escola de Pós-Graduação em Economia da Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2008.

IHS Cera. Upstream Capital Cost Index. Disponível em: <http://www.ihc.com>

Petrobras. Custo de Extração. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br>



## Um balanço das políticas de estímulo à utilização das energias renováveis

Por Jacqueline Batista Silva

Em recente relatório publicado pela KPMG Internacional (\*) são apresentadas as principais iniciativas em termos de taxas e incentivos realizados por 23 países ao redor do mundo em prol do estímulo ao desenvolvimento tecnológico e a promoção de diversas fontes de energias renováveis: eólica, solar, biomassa, geotérmica e hidroelétrica.

Em 2009 havia 83 países com algum tipo de política de promoção de renováveis; hoje, esse número chega a 96. São observadas políticas regulatórias, além de incentivos fiscais e financiamento público.

Na União Europeia foi observada uma redução dos incentivos, devido ao quadro econômico vivido. No entanto, os países permanecem comprometidos com as metas de redução de emissões: a Suécia excedeu seus requisitos regulatórios; a Alemanha dobrou sua capacidade de geração solar fotovoltaica; a França delineou um plano de participação de 25% de renováveis no mercado de energia até 2020; e, segundo alguns analistas, a energia solar nas regiões mais ensolaradas do Mediterrâneo está a ponto de tornar-se competitiva com os combustíveis fósseis.

Em contrapartida são observadas, ainda assim, reduções no investimento. Mesmo a Alemanha, com muito bons índices, reduziu em 15% os subsídios, com indicações de 29% de cortes em 2012. O Reino Unido e a Itália reduziram subsídios em 50%. Na Espanha, várias instalações solares fecharam, levando ao desemprego na casa dos milhares. A República Tcheca poderá reduzir, ou mesmo eliminar os incentivos, a despeito dos compromissos firmados pela União Europeia. Houve também o fator China, reduzindo os preços de painéis fotovoltaicos solares – quase 50% nos últimos 3 anos, devido ao aumento massivo da produção dos painéis.

Na Ásia, contudo, os incentivos foram mantidos ou aumentaram. E, mais uma vez, a China é um importante *player*, impulsionando outros países asiáticos. A Coreia do Sul afirma que, até 2030, 11 % de sua energia total será proveniente de renováveis, numa medida que intitulou de Crescimento Verde. Na Índia, a produção de renováveis tem sido associada ao provimento de eletricidade para as regiões fora do *grid*, através das instalações fotovoltaicas e de geração elétrica independente por instalações movidas a biocombustíveis.

O relatório trata especificamente de vários países, e é dada atenção especial também ao Brasil. Aqui, foi observada uma queda de 5% em novos investimentos. Mas isso é explicado pela atenção dada à consolidação do setor de biocombustíveis, no qual boa parte dos recursos são injetados nos processos de fusões e aquisições – não computados como novos investimentos. O relatório apresenta o regime especial de impostos para produtores e importadores de

biodiesel, o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS): taxas são menores e não cumulativas na revenda para atacadistas, distribuidores e varejistas.

Alguns outros dados também são apresentados: o Brasil é o sexto investidor mundial em renováveis, com 43,9% da oferta interna de energia proveniente dessas fontes. Também é destacado como um país que contém as condições ideais para o cultivo de oleaginosas, e o crescimento da utilização do biodiesel encontra um aliado na regulação, com a exigência de adição de 5% de biodiesel ao diesel e o monitoramento dessa taxa no mercado. Programas de financiamento também foram introduzidos em todas as fases de produção.

O Brasil formalizou o compromisso com a redução das emissões de carbono, após a COP-15, aumentando sua meta para 2,8%, tendo se comprometido a reduzir em 38,9% em 2020. Uma meta ambiciosa, à qual é imprescindível a implementação de uma série de benefícios fiscais para estímulo da utilização de renováveis.

O quadro a seguir apresenta os cinco países que mais se destacam em novos investimentos em diferentes áreas de energia renovável segundo os dados disponíveis (2010).

TOP FIVE COUNTRIES	1	2	3	4	5
<b>Annual additions in 2010</b>					
New capacity investment	China	Germany	United States	Italy	Brazil
Wind power	China	United States	India	Spain	Germany
Solar PV	Germany	Italy	Czech Republic	Japan	United States
Solar hot water/heat <sup>15</sup>	China	Germany	Turkey	India	Australia
Ethanol production	United States	Brazil	China	Canada	France
Biodiesel production	Germany	Brazil	Argentina	France	United States
<b>Existing capacity as of end-2010</b>					
Renewables power capacity (not including hydro)	United States	China	Germany	Spain	India
Renewables power capacity (including hydro)	China	United States	Canada	Brazil	Germany/India
Wind power	China	United States	Germany	Spain	India
Biomass power	United States	Brazil	Germany	China	Sweden
Geothermal power	United States	Philippines	Indonesia	Mexico	Italy
Solar PV	Germany	Spain	Japan	Italy	United States
Solar hot water/heat	China	Turkey	Germany	Japan	Greece

**Notes:** Rankings are based on absolute amounts of power generation capacity or biofuels production; per capita rankings would be quite different for many categories. Country rankings for hydropower would be different if power generation (TWh) were considered rather than power capacity (GW) because some countries rely on hydropower for baseload supply while others use it more to follow the electric load and match peaks.

Fonte: KPMG, 2012.

No quadro percebemos o destaque do Brasil em investimento (5ª posição) e em produção de etanol e biodiesel (2ª posição mundial). Não considerando as

adições anuais referentes a 2010, o Brasil ocupava até o fim daquele ano a 4ª posição em renováveis (incluindo recursos hidrelétricos) e a 2ª posição em capacidade de geração de energia através de biomassa.

Um fator destacado no estudo é o fato de o “centro de gravidade” do setor de renováveis estar em processo de migração: dos países desenvolvidos para os emergentes – tanto no polo da manufatura como no polo consumo. E, se essa tendência se confirmar será “uma questão da integração dos fatores econômicos, políticos e tecnológicos relacionados à energia verde”. Como sempre.

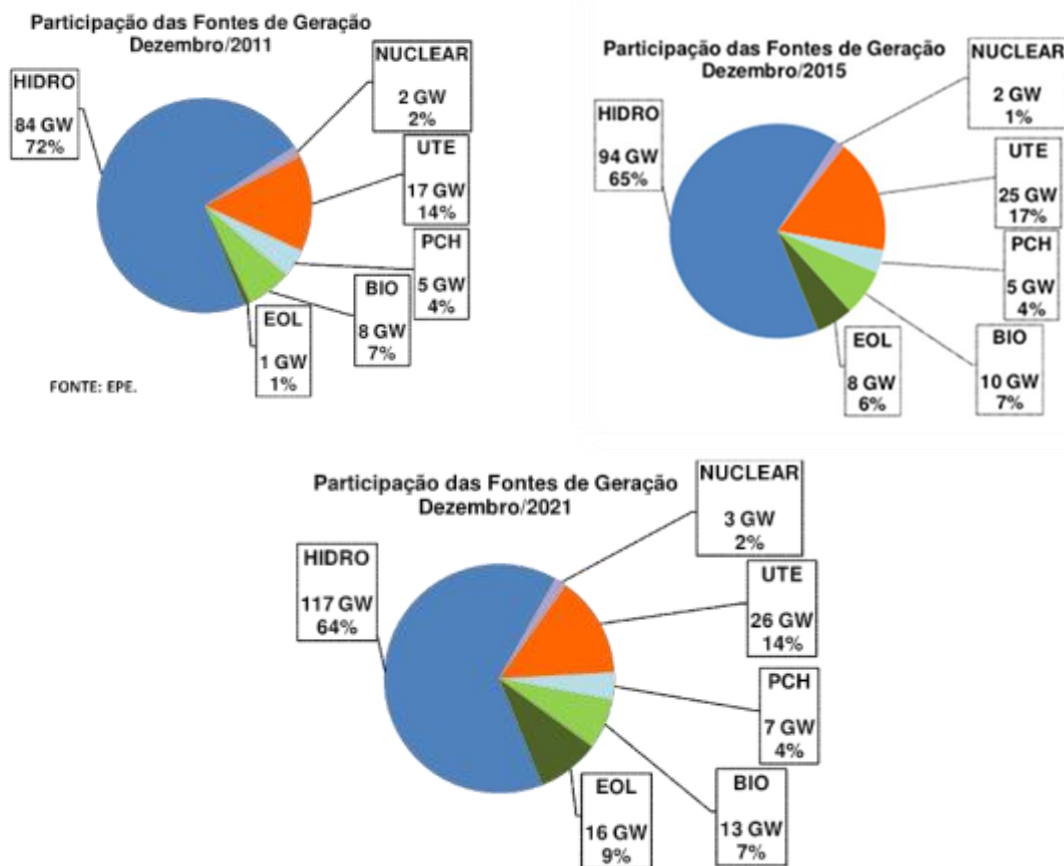
(\*) KPMG. Taxes and incentives for renewable energy. [s.l.] KPMG International, jun. 2012

# O Plano Decenal de Expansão e a integração das fontes renováveis

Por Clarice Ferraz

A versão preliminar do Plano Decenal de Expansão (PDE 2021), disponibilizada em Consulta Pública no último dia 26 de setembro pela EPE, revela um expressivo crescimento das fontes de geração de eletricidade de origem renovável na matriz elétrica brasileira. Os gráficos abaixo mostram o *mix* elétrico atual e projeções para os anos de 2015 e 2021.

**Gráficos 1 a 3 : Evolução da capacidade de geração em 2011; 2015 e 2025 (em GW e em %)**



Fonte: EPE, PDE 2021: 92.

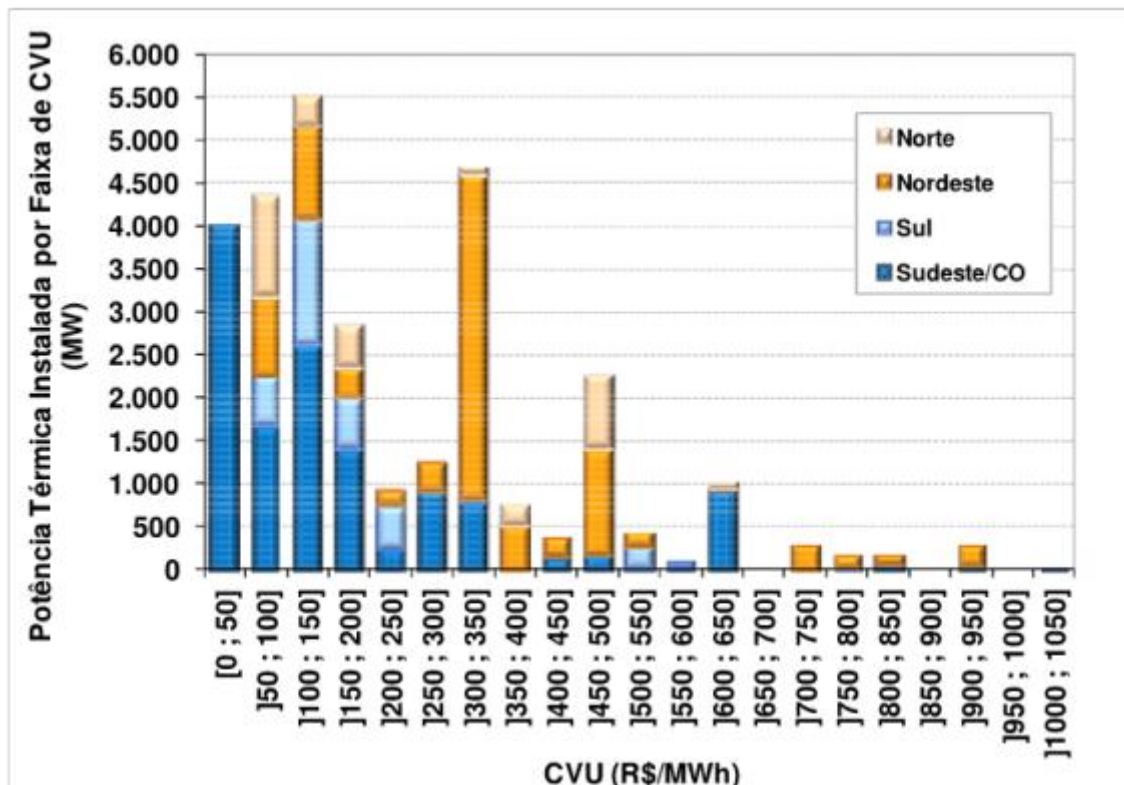
Chama atenção a significativa redução da participação da geração de origem hidrelétrica – de 72% em 2011 a 64% em 2021 – e o aumento da geração de origem eólica – de 1% em 2011 a 9% em 2021. Soma-se ainda um aumento da geração a partir de pequenas centrais hidroelétricas (PCHs) e nuclear, com a entrada em operação de Angra 3.

Desse modo, podemos afirmar que o sistema elétrico brasileiro, assim como o da maior parte dos países, está se tornando cada vez mais complexo devido à entrada de grande quantidade de geração intermitente. Saímos de uma matriz relativamente segura, caracterizada por hidrelétricas de grandes reservatórios e *back up* térmico, e estamos migrando para um cenário no qual a variabilidade de nossa produção aumenta de maneira expressiva. Em princípio, é essa mesma configuração que nos oferece certa tranquilidade para administrar um certo grau de intermitência. Além disso, o sistema elétrico nacional é altamente integrado, o que acrescenta em flexibilidade.

Todavia, perante volumes maiores de intermitência é preciso que o sistema tenha reserva suficiente para fazer face àqueles períodos em que a geração de origem intermitente não venha a ocorrer no volume esperado, seja através de grandes volumes de reserva e/ou de sistema de transmissão capazes de absorver maiores volumes de carga. Nesse caso, a ausência de geração de origem intermitente pode ser compensada por “importações” de eletricidade oriundas de outros mercados. Para garantir a segurança do sistema o aumento da capacidade de transmissão é muito importante.

O aumento da geração de origem eólica representa ainda um desafio para o nosso sistema integrado pois 75% desse crescimento se dá na região Nordeste. Assim, para que essa geração possa beneficiar todo o sistema elétrico é preciso que o sistema de transporte seja capaz de absorver esse novo fluxo de eletricidade. Seja para transportá-lo a outros submercados ou, como dito anteriormente, para importar eletricidade em ausência de geração eólica na região Nordeste. Nessa região, existe ainda o agravante de as centrais termelétricas, capazes de entrar em operação em caso de necessidade, possuírem altos custos variáveis unitários (CVU) de geração. O gráfico abaixo, igualmente presente no PDE 2021, revela esse problema – o gráfico não apresenta os custos fixos que devem ser somados aos variáveis apresentados:

**Gráfico 4: Distribuição do parque de geração térmica por faixa de CVU (R\$/MWh) e por subsistema (MW)**



Fonte: EPE, PDE 2021: 86

A concentração excessiva de geração intermitente em uma mesma região pode provocar problemas de congestionamento de redes de transmissão e dar espaço a práticas de poder de mercado. Newberry, 2012[1] aponta como solução para esses problemas a introdução de tarifas locais que valorizem o local em que a eletricidade é gerada. Para o caso brasileiro, isso significa que os leilões de expansão de capacidade deveriam ser realizados por submercado.

Temos portanto um caso de estudo que apresenta desafios semelhantes aos encontrados pelos países europeus. Estes experimentaram um rápido aumento da participação de geração eólica e há alguns anos vêm enfrentando o desafio de integrá-la sem comprometer a estabilidade de seus sistemas. Além dos impactos técnicos, existem os econômicos, nada negligenciáveis. No caso inglês, relatório publicado em 2006 pelo UK Energy Research Centre[2] *in Green* e Vasilakos (2010)[3] 2010, estima que com cerca de 20% de geração intermitente, os custos adicionais com capacidade de equilíbrio (para pequenas flutuações) e margem de reserva (para períodos sem vento) custam em torno de £5 a 8/MWh (a média dos preços situa-se em £35).

Além do impacto sobre os custos do mix de geração, a geração intermitente afeta os preços dos mercados de eletricidade, sobretudo nos mercados spot em presença de restrições de transmissão, criando variações de preço que vão de praticamente zero, em presença de sobre oferta, a picos de preço, quando a geração intermitente esperada não se verifica. Os picos de preço favorecem os

geradores prontos a fornecer eletricidade de ponta – normalmente as termelétricas a combustíveis fósseis. Assim, em última instância, a entrada de geração de origem renovável intermitente em larga escala pode terminar por favorecer o investimento, e conseqüentemente maior penetração de eletricidade de origem fóssil, e provocar aumento dos preços de eletricidade. Assim, além de procurar limitar as restrições de transmissão, uma forma de diminuir esse problema é reduzir a quantidade de transações no mercado spot e aumentar a parte comercializada através de contratos de longo prazo. No caso brasileiro, a existência de um ambiente regulado de contratação já fornece uma proteção à exposição de extremas oscilações de preços no mercado spot.

Mais recentemente, os estudos têm se debruçado sobre esse problema e as melhores maneiras de mitigá-lo. A questão foi tema de diversos trabalhos apresentados durante a última conferência europeia da Associação Internacional de Economia da Energia, realizada em setembro deste ano em Veneza. Apesar da complexidade trazida pela intermitência de novas fontes de geração de origem renovável, a integração dessas fontes de geração limpa é essencial para que os países reduzam suas emissões poluentes ligadas à geração de eletricidade e respeitem seus engajamentos internacionais de política climática. É justamente por sua importância que sua integração deve ser bem planejada.

No caso brasileiro, como o despacho de eletricidade é realizado de maneira centralizada e pela ordem do mérito, a fim de garantir a modicidade tarifária, a entrada da geração intermitente é feita na base. A concentração de geração de origem intermitente em certas regiões demanda um planejamento da expansão da capacidade de transmissão para facilitar intercâmbios de eletricidade entre diferentes submercados. Desse modo, a constatação do aumento significativo de geração intermitente apresentada pelo PDE 2021 torna urgente o planejamento integrado da expansão da capacidade de geração e da transmissão. Caso contrário, ao invés de nos beneficiarmos com um aumento de diversidade e redução de emissões poluentes em nossa matriz energética podemos ser condenados a sofrer graves problemas de equilíbrio de carga e de preços.

Nesse sentido, o Brasil pode e deve se beneficiar das lições tiradas pelos países que o antecederam na integração em larga escala de novas fontes de geração renováveis e intermitentes.

---

[1] Newberry, 2012, 12th IAEE European Conference “Energy Challenge and Environmental Sustainability”, 9-12 Setembro, Veneza, Itália. Apresentação disponível em [http://www.iaeeu2012.it/pages/program\\_monday\\_10.html](http://www.iaeeu2012.it/pages/program_monday_10.html).

[2] Gross et al., 2006, The Costs and Impacts of Intermittency : An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network. UK Energy Research Centre, London.

[3] Green, R., Vasilakos, N., 2010, « Market behavior with large amounts of intermittent generation », *Energy Policy*, vol. 30 : 3111-3220.

# MP 579: Prorrogação das concessões e apropriação da renda inframarginal

Por Luciano Losekann

Através da Medida Provisória 579, o governo enfim deu um encaminhamento à questão da renovação das concessões de serviços de eletricidade.

O problema é bastante relevante, pois grande parte dos ativos de serviços de eletricidade tem o prazo de concessão vencendo a partir de 2015. Isso ocorre porque, em 1995, a lei nº 9.074 prorrogou por 20 anos as concessões de serviços de eletricidade que tinham o prazo de 35 anos ultrapassado ou por ultrapassar em 1995.

Entre 2015 e 2017, vencem as concessões de um conjunto de usinas de geração que totalizam 22 GW de capacidade instalada ou 20% do parque de geração brasileiro, 69 mil Km de linhas de transmissão (67% do total brasileiro) e 44 contratos de distribuição (35% do total). Pela legislação original, ao final do prazo de concessão, os serviços retornariam à propriedade da União e seriam objeto de uma nova licitação.

A MP 579 possibilitou a prorrogação dos contratos de concessão por um período de até 30 anos, desde que, entre outras condições, a remuneração dos ativos totalmente depreciados ou amortizados seja reduzida apenas à remuneração de seus custos de operação e manutenção. A prorrogação deve ser solicitada pelas empresas. Caso a empresa opte por não aceitar as condições de prorrogação, as concessões serão licitadas.

No caso da distribuição e transmissão, o impacto dessa condição para a prorrogação das concessões é menos relevante. Como as tarifas são reguladas, os investimentos já depreciados não fazem parte da base de remuneração das concessionárias. Assim, a remuneração das concessionárias não sofreria grandes alterações. Já na geração o impacto é bastante significativo.

Na atividade de geração, os ativos que têm sua concessão encerrada estão concentrados em empresas estatais (federais e estaduais), o que confere contornos políticos à discussão.



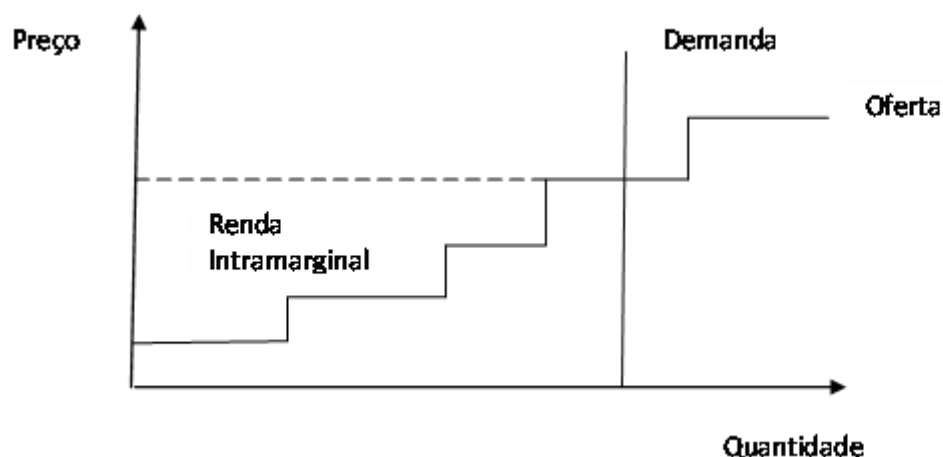
**Tabela: Potência instalada de geração em usinas com concessão vincendas.**

Concessionárias	Potência (MW)	Participação %
Grupo Eletrobras	15.022	67,26
Estaduais	6.842	30,62
Privadas	468	2,09
Municipais	9	0,03

Fonte: MME, Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – Perguntas e Respostas. Setembro 2012.

Em termos econômicos, o que está em jogo é apropriação da renda extraordinária decorrente do diferencial entre os custos das centrais já depreciadas e o preço de equilíbrio de mercado (que em contexto competitivo tende a se aproximar do custo marginal de atendimento do sistema). A teoria microeconômica denomina esse excedente de renda inframarginal (figura 1). No parque de geração brasileiro, devido à grande diversidade de custos, esses excedentes assumem valores elevados (Losekann, Oliveira e Silveira, 2009 e Instituto Acende Brasil, 2011).

**Figura – Ilustração da renda inframarginal na atividade de geração no Brasil**



Fonte: Elaborada pelo autor.

No histórico recente do setor elétrico, a forma apropriação da renda inframarginal foi o objeto da adoção dos contratos iniciais na primeira reforma do setor elétrico. Esses preservaram os preços de centrais de geração nos valores regulados, evitando que a liberalização do mercado implicasse em altas de preço, com a formação de um preço único de mercado, próximo ao custo marginal. Assim, as geradoras hidrelétricas não se apropriaram da renda inframarginal.

Na segunda reforma do setor elétrico, a separação entre energia velha e energia nova teve a mesma motivação. Se um mercado único de eletricidade fosse implementado, a tendência seria do preço de equilíbrio ser determinado pelo preço da energia nova, que corresponde ao custo marginal de longo prazo. Com a separação, o excedente das centrais hidrelétricas já depreciadas foi limitado. Ou seja, a renda inframarginal foi limitada aos diferenciais de custos de centrais já estabelecidas. É preciso destacar que parte preponderante dos contratos de negociação de energia velha são encerrados ao final de 2012.

Uma primeira implicação da MP 579 é que parcela da capacidade de geração brasileira deixa de ter seu preço definido através de mercado e passa a ser regulado. As usinas de geração que optarem pela prorrogação das concessões passam a ter sua tarifa determinada pela Aneel. Ou seja, ao optar por prorrogar as concessões sem recorrer a licitações, o governo brasileiro retomou a regulação tarifária na atividade de geração, revertendo uma tendência de liberalização que parecia consolidada no setor.

Além de tratar da prorrogação das concessões, a MP 579 também reduziu a incidência de encargos setoriais na tarifa de eletricidade. Assim, foi possibilitada uma redução mais substancial do preço da eletricidade no Brasil (20% na média), atendendo a uma demanda antiga da sociedade brasileira. Essa redução adicional da tarifa de eletricidade contribui para uma maior aceitação política da prorrogação das concessões.

As empresas de geração, que foram duramente impactadas pelas medidas, têm externado seu descontentamento. O principal argumento das empresas de geração é que a capacidade de investimento das empresas será reduzida, o que pode comprometer a expansão do parque gerador e implicar em redução do pessoal empregado. Segundo essa visão, ao se apropriarem da renda inframarginal, as empresas de geração teriam a musculatura financeira para garantir a continuidade da expansão. No entanto, aparentemente, o governo brasileiro entendeu que essa alocação não é adequada e que os consumidores devem se apropriar dessa renda.

#### Referências:

MME, Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – Perguntas e Respostas. Setembro 2012. Disponível em [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)

Brasil, MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012. Disponível em <http://www.planalto.gov.br>

Instituto Acende Brasil, White Paper 5: Concessões do Setor Elétrico: Alternativas de Políticas Públicas. Disponível em [www.acendebrasil.com.br](http://www.acendebrasil.com.br)

Losekann, L., Oliveira, A. e Silveira, G., Security of Supply in Large Hydropower Systems: The Brazilian Case. In Evans, J. e Hunt, L. (ed) International Handbook on the Economics of Energy. Cheltenham (UK): Edward Elgar Publishing. 2009.

# O desafio energético Indiano: pobreza, segurança energética e mudança climática

**Por Ronaldo Bicalho**

Na Índia, 25% da população não têm acesso à eletricidade e 72% usam lenha para cozinhar. Isto significa que 289 milhões de indianos não têm luz elétrica em suas casas e que 836 milhões não têm fontes de energia modernas para preparar seus alimentos.

A Índia tem uma demanda energética (692,6 Mtep) 40% maior do que a do Japão (496,8 Mtep), contudo, cada indiano consome (0,59 tep) apenas o correspondente a 15% da energia consumida por um japonês (3,90 tep).

Mesmo considerando as reduções previstas para essas carências energéticas, em 2030 as parcelas da população indiana sem acesso à energia elétrica (194 milhões) e às fontes modernas para a cocção (778 milhões) continuarão sendo significativas (10% e 53%, respectivamente).

Desse modo, a demanda de energia de uma grande parte da população indiana não é atendida hoje e, mais do que isso, continuará sem ser atendida por um longo tempo.

Em função das graves consequências econômicas e sociais dessa pobreza, prover o acesso às energias modernas para toda a sua população, principalmente à eletricidade, é a prioridade maior da política energética indiana. Essa inclusão tem sido, historicamente, o grande desafio das políticas públicas do Estado indiano na área de energia.

A Índia apresenta a terceira maior demanda de energia do mundo, atrás apenas da China e dos Estados Unidos.

Sua matriz energética é dominada pelo carvão (41,6%), seguido pelos biocombustíveis – leia-se lenha – e resíduos (24,5%) e pelo petróleo e seus derivados (16,5%).

Com uma participação de 41,0%, o setor residencial é o maior consumidor final de energia da Índia, seguido pelo setor industrial (36,2%) e pelo setor de transporte (13,2%). No primeiro se destaca, com 77,3%, o uso dos biocombustíveis e resíduos vegetais e animais; no segundo, o carvão, com 40,8%; e no terceiro, os derivados de petróleo, com 93,4%.

Para atender a sua demanda doméstica de energia de 692,6 Mtep, a Índia importa, em termos líquidos, 181,4 Mtep, configurando uma dependência energética de 26,1%. Dependência essa que alcança o valor de 76,0% para o petróleo – importado fundamentalmente (62,3%) do Oriente Médio -, de 16,4% para o carvão – importado basicamente da Indonésia (43,9%) e da Austrália

(30,8%) -, e de 20% para o gás natural – importado essencialmente do Qatar (76%).

Com uma população de 1.170 milhões de habitantes – a segunda maior do mundo, com perspectiva de se tornar a primeira em 2025 -, e um crescimento econômico acelerado – em média 7% a.a desde 2000 -, a demanda de energia da Índia deve mais do que dobrar até 2030, colocando o abastecimento energético como um dos desafios centrais para o desenvolvimento indiano.

Nesse contexto, a segurança energética surge como a segunda grande questão de política energética na Índia. Os desafios nessa área não se resumem à redução da dependência externa atual, mas, ao contrário, incorporam as grandes dificuldades associadas à tendência atual de aumento significativo dessa dependência. Aumento que ocorre não só em função da aceleração econômica e da própria inclusão energética, mas também em função das dificuldades crescentes da produção interna de carvão, petróleo e gás.

A Índia é o terceiro maior emissor de Gases de Efeito Estufa do planeta, tendo à frente somente a China e os Estados Unidos. No entanto, a sua emissão de CO<sub>2</sub> per capita é 1/3 da média mundial e 1/7 da média dos países dos países desenvolvidos (OCDE).

A elevada contribuição do país para a emissão de CO<sub>2</sub> coloca a mudança climática como a terceira grande questão da política energética indiana.

Desde 2008, a Índia tem um plano nacional de ação relativo à mudança climática. Contudo, embora reconheça a gravidade do aquecimento global, para a Índia a prioridade é o desenvolvimento econômico e social.

Nesse sentido, os indianos não aceitam restrições às emissões de CO<sub>2</sub> que coloquem em risco esse desenvolvimento.

Em função desse posicionamento, a Índia nas discussões sobre o clima lidera a recusa a qualquer tentativa dos países industrializados de impor metas de redução de carbono aos países em desenvolvimento.

Premida por uma clara perspectiva de aceleração da demanda de energia, sustentada pela explosiva combinação de inclusão energética e crescimento econômico, a Índia considera que as restrições ao uso dos combustíveis fósseis tornam extremamente difícil garantir o suprimento energético compatível com essa aceleração. Em outras palavras, a retirada dos combustíveis fósseis do cardápio de soluções para a segurança energética é uma opção que, para o Estado indiano, implica, de fato, no sacrifício da inclusão energética e do crescimento econômico do país.

As dificuldades da política energética indiana em dar conta das suas três questões fundamentais – inclusão e segurança energética e sustentabilidade ambiental – foram explicitadas de forma dramática em Julho deste ano, quando uma sequência de apagões deixou mais de 700 milhões de pessoas sem luz, expondo a fragilidade do sistema elétrico indiano e o tamanho do problema a ser resolvido.

O Sistema elétrico indiano apresenta uma série de problemas: a) plantas de geração térmica de baixa eficiência – 34% enquanto as plantas chinesas alcançam 37% e as americanas 39% -; b) fator de capacidade baixo, fruto das paradas para a manutenção imprevistas e não programadas das plantas mais velhas e do atraso na estabilização operacional das novas plantas e, principalmente, devido à escassez de carvão e gás e à baixa qualidade do carvão suprido; c) perdas de transmissão e comerciais que atingem 31% – no Brasil são da ordem de 17% -; e c) um sistema de tarifação que simplesmente não permite às concessionárias cobrir seus custos e remunerar seus investimentos.

A geração de eletricidade é responsável atualmente por 38% da demanda interna bruta de energia e espera-se que ela alcance 47% em 2035. 70% da eletricidade produzida vêm de plantas a carvão que representam 50% de toda a capacidade instalada de geração existente no país e utilizam 75% de todo o carvão consumido no país.

A Índia ocupa a terceira posição mundial em termos de reservas, produção e consumo de carvão. Em relação a esse último, espera-se que o país ultrapasse os Estados Unidos e assuma a segunda posição em 2025.

A expansão continuada da geração de eletricidade, a introdução de plantas de geração supercríticas, que exigem carvões de melhor qualidade, e a estagnação da produção apontam para o crescimento continuado das importações desse energético.

Importações essas que encontram restrições significativas tanto em termos de infraestrutura logística quanto em termos econômicos em função de um sistema de preços internos de energia descasado dos valores do mercado internacional.

A Agência Internacional de Energia prevê que o carvão continuará ocupando um papel relevante na matriz energética do país em 2035, mantendo a sua participação em torno de 40% no cenário principal, e diminuindo para 30% no cenário mais favorável à redução das emissões de CO<sub>2</sub>.

Se nos setores elétrico e carbonífero os desafios não são pequenos, nos setores de petróleo e gás a situação não é diferente.

A Índia é o quarto maior importador de petróleo do mundo. Se em 1990, ela importava 37% do petróleo que ela consumia, em 2012, esse valor alcança 76% e, prevê-se que, em 2035, ele alcançará 92%.

O setor de transporte é o maior consumidor de derivados de petróleo (50%). E entre esses, o diesel (44%) é o mais relevante.

Puxado pelo setor de transporte, o crescimento indiano do consumo de derivados deve ser um dos maiores do mundo até 2035; fundado em um aumento da frota de veículos de passageiros que deverá saltar dos atuais 12 carros por mil habitantes (China: 34; USA: 439; Mundo: 125), para 100 carros por mil habitantes em 2035 (metade da média mundial).

Com uma produção estagnada, uma dependência das importações crescendo aceleradamente, um sistema de preços carregado de subsídios, a segurança energética no setor de petróleo é um dos grandes desafios energéticos indianos.

No caso do gás, repete-se o quadro de ampliação das importações, saltando dos atuais 20% da oferta interna bruta para 70 %, já em 2017. Importações essas feitas na forma de Gás Natural Liquefeito (GNL).

Estima-se que em 2018 já esteja operacional o gasoduto Turquemenistão – Afeganistão – Paquistão – Índia. Com um custo estimado de USD 7,6 bilhões, tendo 1.800 km de extensão e transportando 33 bcm/ano, o gasoduto colocará a disposição da Índia 14 bcm/ano de gás.

Em termos de gás natural não convencional (Shale gas), embora a Índia anuncie recursos da ordem de 250 tcf, as expectativas não são muito animadoras em função das dificuldades legais, estruturais e ambientais serem significativas.

Espera-se que a demanda de gás na Índia irá triplicar até 2035, puxada essencialmente pela geração de eletricidade. Geração esta que já fica com 53% do gás natural doméstico, enquanto o setor de fertilizante fica com 26%.

Com grandes incertezas sobre a produção doméstica, dependência crescente sobre o GNL importado, dificuldades para integrar as redes de gasodutos em âmbito nacional e um sistema de precificação distorcido pela forte regulamentação do Estado, o setor de gás indiano também encontra grandes desafios para colocar à disposição da sociedade indiana o gás que ela necessita.

Diante das dificuldades dos setores tradicionais – carvão, petróleo e gás – para enfrentar as grandes questões da sua política energética, a Índia recorre a dois outros setores para garantir o seu suprimento energético: nuclear e renováveis.

Embora a Índia tenha um comprometimento histórico com a energia nuclear e seja um dos poucos países que dominam todo o ciclo do combustível, os resultados em termos de capacidade instalada são modestos: 4,8 GW, que representa 2% da capacidade total de geração. Esses resultados podem ser explicados pelo isolamento da Índia do sistema nuclear internacional e pela opção do país pelo desenvolvimento do ciclo do combustível do tório. Esse isolamento terminou em 2008, a partir de negociações entre Estados Unidos e Índia que culminaram com a normalização da situação indiana e o do seu acesso a tecnologia e combustíveis nucleares de outros países. Essa reintegração da Índia deve abrir novas possibilidades para o desenvolvimento nuclear do país.

A Índia manteve o seu apoio à solução nuclear, mesmo depois do acidente de Fukushima. No entanto, os cenários sobre o futuro do nuclear no país são incertos. A AIE apresenta dois valores para a capacidade instalada de nuclear em 2035: 28 GW no cenário básico e 51 GW no cenário mais favorável à redução das emissões do CO<sub>2</sub>. No caso das estimativas indianas, essas variam de 104 a 131 GW em 2040.

Em suma, apesar do comprometimento histórico do Estado indiano com a energia nuclear, e das grandes esperanças em termos de segurança energética e

redução das emissões de CO<sub>2</sub> depositadas sobre essa fonte de energia, o papel do nuclear e, principalmente, o seu protagonismo na política energética indiana, permanece em aberto.

A Índia foi o primeiro país a ter um ministro exclusivo para as fontes renováveis (1992). As fontes renováveis são vistas como tendo um papel fundamental no enfrentamento dos problemas energéticos básicos: inclusão e segurança energética e sustentabilidade ambiental.

Contudo, mais do que a mitigação da mudança climática, para o Estado indiano o grande motivo para a introdução das renováveis é a inclusão e a segurança energética. Ou seja, a prioridade é a substituição dos derivados de petróleo e o suprimento de energia a comunidades rurais e isoladas.

A Índia detém a quinta maior capacidade instalada do mundo de energia eólica e lançou um ambicioso plano de expansão da sua capacidade instalada de solar.

Contando com um forte apoio governamental, espera-se que a participação das renováveis, principalmente solar e eólica, irá aumentar significativamente.

Nesse contexto, a contribuição dessas fontes na provisão de energia para superar a pobreza energética, principalmente aquela que encontra-se nas zonas rurais, é fundamental na política energética indiana.

Para terminar, cabe lembrar que a Índia tem uma longa tradição de ter uma presença forte do Estado no mercado energético.

Autossuficiência, não interferência e desenvolvimento inclusivo são conceitos fundadores do Estado indiano no pós-guerra. Daí a forte presença das estatais no seu setor energético, a utilização pesada de subsídios, e a ênfase nas soluções autárquicas e endógenas.

As reformas de 1991 iniciaram um processo de redução dessa forte presença do Estado mediante a introdução de mecanismos mais orientados pelo mercado, traduzidos em desregulamentação e abertura ao capital privado, principalmente ao capital estrangeiro.

Passados dez anos, a Índia encontra-se em uma encruzilhada no que diz respeito ao aprofundamento ou não das reformas liberais.

O governo atual de Manmohan Singh, nas últimas semanas, sinalizou a intenção de aprofundar essas reformas, reduzindo subsídios do diesel e do gás de cozinha. Estima-se que esse movimento deverá encontrar fortes oposições. De tal forma que o destino dessas reformas apresenta fortes incertezas.

Diante dessas incertezas, a forma como o Estado indiano irá enfrentar as questões relativas à inclusão e à segurança energética e à mitigação da mudança climática no âmbito da sua política energética apresenta indefinições importantes.



Nesse sentido, a Índia é o país que apresenta desafios energéticos mais significativos entre os emergentes. Não só em função da estatura dos problemas, mas das aparentes indefinições presentes no encaminhamento das suas soluções.

# O futuro dos biocombustíveis XIV: Qual o sentido das políticas públicas e industriais para o futuro dos biocombustíveis?

Por José Vitor Bomtempo

As crises e problemas do etanol e do biodiesel recolocam com frequência a questão das políticas de apoio aos biocombustíveis. Têm sentido essas políticas? Qual a direção e foco que devem ter?

Na perspectiva da abordagem que temos desenvolvido nesta série de artigos, essas políticas devem antes de tudo ter como orientação a indústria do futuro, o que significa ter como ponto de partida o conjunto da bioeconomia e não se ater apenas aos biocombustíveis. Isso quer dizer que o centro do problema é a exploração da biomassa para gerar de forma econômica e sustentável produtos de valor para a economia do século XXI e para buscar a inserção competitiva da indústria brasileira nessa indústria em construção.

A agenda brasileira, que se originou e teve resultados notáveis com foco em biocombustíveis, tem sido de certa forma tímida na transição para uma agenda mais ambiciosa e ampla voltada para a bioeconomia como um todo. Iniciativas como a do PAISS – Plano BNDES-FINEP de Apoio à Inovação dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico –, já discutido em artigos anteriores, e a iniciativa em curso do Plano Brasil Maior – identificação de tecnologias emergentes em Química Verde a serem apoiadas com a perspectiva de conferir à indústria química brasileira competitividade e capacidade de inovação – são exemplos desse processo de transição.

Dois eventos que tivemos a ocasião de acompanhar nos últimos meses permitem retomar a questão e ilustrar dois pontos importantes em torno da pergunta central: Qual o sentido das políticas públicas e industriais para a bioeconomia? Estamos nos referindo à recente Conferência Internacional Biodieselbr 2012, realizada em São Paulo nos dias 1 e 2 de outubro, e à Advanced Biofuels Leadership Conference, realizada em Washington nos dias 2 a 5 de abril passado. As conferências na área têm se multiplicado. Provavelmente, o contraste que encontramos ao explorar esses dois eventos se reproduz em muitos outros.

A Conferência Internacional Biodieselbr 2012 foi, e tem sido nos anos anteriores, um evento de grande qualidade com variedade de intervenções e pontos de vistas. Na edição recente, o mote era: “O futuro chegou: as mudanças no setor e a adaptação à nova dinâmica”. As apresentações e debates permitiram uma excelente visão da situação da indústria hoje, dos seus problemas e das perspectivas do governo em relação a esses problemas. Sem dúvida, uma aula de economia industrial aplicada ao biodiesel. Mas a ideia de futuro que era apresentada na chamada do evento apareceu de forma muito tímida na minha

visão. A palavra “inovação” apareceu em duas apresentações. “Novos produtos” foram mencionados em uma apresentação apenas.

A discussão dos problemas foi clara e aprofundada. Mas esses problemas, bem reais certamente, giravam em torno do teor da mistura – B5 ou B10 ou B20 –, da capacidade ociosa, do novo marco regulatório, dos obstáculos à exportação. Reconhecemos que são problemas concretos e críticos para a sobrevivência da indústria, mas até que ponto o atendimento a essas questões ajuda a construir uma indústria competitiva para um futuro em grande transformação que a bioeconomia está vivendo? Se a indústria tem grande capacidade ociosa, atingir teores maiores de mistura faz sentido do ponto de vista dos produtores. Da mesma forma, se existe um potencial exportador é justo que sejam removidos os obstáculos. Que o marco regulatório seja atualizado e aprimorado. Que os leilões sejam aprimorados. Que os procedimentos regulatórios sejam melhorados. Tudo isso é central. Mas, em longo prazo, vão prosperar as empresas que tiverem uma visão inovadora do negócio de extração de valor das biomassas – e não de uma perspectiva de produção de biocombustíveis para atender consumos definidos pelo uso mandatário definido pelo governo.

Se essa perspectiva foi efetiva para criar a indústria em sua fase inicial, ela poderá vir a ter pouco valor na definição das empresas competitivas na fase madura da indústria. Questões como aproveitamento integral e integrado dos recursos de biomassa, aproveitamento e valorização dos subprodutos, diversificação de produtos e de mercados, estarão inevitavelmente na agenda do futuro. Nesse ponto, podemos acompanhar as reclamações da indústria em relação à evolução das políticas públicas, mas acrescentaríamos um novo ponto que não tem aparecido: uma agenda de incentivos e cobranças voltadas para a inovação e construção de uma base industrial que dê ao país uma posição competitiva na bioeconomia. Sem isso, a indústria do biodiesel, tal como a vemos hoje, pode ter um lugar pouco expressivo no futuro.

O outro evento que gostaríamos de contrastar com a agenda da BiodieselBR 2012 foi a Advanced Biofuels Leadership Conference, ABLC, promovida pelo Biofuels Digest. Nesse evento, também houve críticas e reclamações em relação às políticas públicas americanas. A diferença entretanto é marcante num ponto: as empresas tentavam mostrar de todas as formas seus esforços inovadores. Os mecanismos de apoio, tipo RFS (Renewable Fuel Standard), apontam na direção de metas voltadas para novos biocombustíveis avançados. Aliás, a indústria tem tido dificuldades no atendimento das metas estabelecidas. Mas as metas apontam na direção da inovação e de novas alternativas tecnológicas. Além disso, os investidores de risco, presentes na maioria das empresas, reforçam a busca de resultados que permitam o retorno de suas apostas. Nada mais atraente, para uma IPO por exemplo, do que um potencial de inovação que convença o mercado.

Mas o que trouxe o maior contraste entre os dois eventos foi a natureza da intervenção dos representantes do governo. No caso brasileiro, escutamos técnicos competentes procurando explicar e discutir os problemas de curto prazo da indústria. Nenhum reparo à qualidade desses técnicos. Ao contrário, o nível é respeitável. O problema está na perspectiva da agenda das políticas públicas.

Na ABLC tivemos uma palestra de 20 minutos com o Secretário de Agricultura, responsável pelo USDA, equivalente ao nosso Ministério da Agricultura, Tom Vilsack. Nessa palestra, Vilsack apresentou seis razões pelas quais o governo americano entende que deve apoiar os biocombustíveis e a exploração dos recursos agrícolas. Vilsack começa dizendo que, como todos esperam do Secretário da Agricultura, ele vai dizer que devemos apoiar os biocombustíveis porque isso estimula e gera renda para a agricultura e porque gera empregos. Outras justificativas – num ponto particular da situação americana de abastecimento de energia – estão ligadas ao aumento de escolha do consumidor e à redução da dependência externa, trazendo mais segurança ao abastecimento. A quinta razão, também facilmente identificável, é ligada aos benefícios climáticos com produtos que geram, por exemplo, menor emissão de gases de efeito estufa.

Mas a sexta razão é o grande foco da apresentação de Vilsack na qual ele se detém na maior parte do tempo: o potencial de inovação e a extraordinária oportunidade que a exploração da biomassa representa para os EUA. Os EUA foram durante os anos de crescimento da economia mundial exportadores de produtos químicos. A balança comercial era largamente superavitária. Entretanto, nas últimas décadas, a competitividade se deslocou seja para países ricos em petróleo e gás, seja para países emergentes que construíram indústrias competitivas. A única forma de recuperar a posição competitiva é, segundo Vilsack, perceber a extraordinária oportunidade que a bioeconomia oferece e colocar todo o engenho inovador americano na exploração desse potencial.

O Brasil nunca foi líder da indústria química mundial. Mas também tem hoje um grande e crescente déficit comercial que a falta de competitividade da nossa indústria tem tornado de difícil reversão. Por certo, a nossa base científica e tecnológica, apesar de progressos nos últimos anos, ainda está muito distante da americana. Mas nossas vantagens comparativas no cultivo e produção de biomassa – basta citar a cana e a soja para demonstrar que nesse terreno somos competitivos e de ponta no mundo – e a nossa experiência recente na produção e utilização de biocombustíveis, em particular de etanol, sugerem que essa “extraordinária oportunidade” de que fala Vilsack pode existir para o Brasil.

Essa é a resposta da nossa pergunta inicial: o sentido das políticas públicas e industriais é o sentido da inovação e do papel competitivo e de liderança na indústria que está se formando com base na utilização da biomassa e dos recursos da bioeconomia. Nessa perspectiva, B5 ou B10 é uma questão importante, mas muito pequena, muito curto prazo para ser central na agenda da indústria e do governo. Precisamos de um Vilsack?

# Fósseis e renováveis na disputa pela Casa Branca

**Por Renato Queiroz**

A imprevisibilidade da disputa presidencial americana vem mexendo com os analistas em política energética e os consultores dos portfólios da indústria mundial de energia, sobretudo com a possibilidade da volta de um governo republicano. Está no ar a seguinte questão no ambiente energético global: quais energéticos vencerão as eleições americanas?

As discussões sobre os programas de governo e os discursos e as entrevistas dos candidatos Obama e Romney são analisados nos seus pormenores pela “comunidade energética mundial” na busca de sinais sobre que energéticos poderão ter prioridades em seus usos indicando, assim, os negócios promissores da indústria energética que movimenta centenas de milhões de dólares pelo mundo.

A crescente demanda mundial por energia, em conjunto com as políticas dos governos para diversificar as fontes de energia – seja por razões de redução de emissões de gases de efeito estufa, seja pela busca de uma maior segurança energética ou na estratégia de alavancar as economias em tempos de crise – têm impulsionado a demanda de energéticos não convencionais.

Nesse bojo não se encontram somente os renováveis, mas também o gás natural como um representante de respeito entre o time dos fósseis. Afinal, o peso do gás natural na agenda energética dos Estados Unidos vem crescendo em ritmo acelerado nos últimos 10 anos, e o gás não convencional vem puxando esse movimento.

O candidato Mitt Romney usa o termo de independência americana em sua agenda de governo para defender uma maior produção de petróleo no país. Esse jargão “projeto de independência americana” foi usado pelos políticos americanos nas crises do petróleo nas décadas de 70. Parece, a princípio, uma gíria um pouco fora de moda, já que desde a era Nixon os americanos a escutavam frequentemente de vários políticos. Mas uma coisa é certa: os Estados Unidos não gostariam de depender de uma unidade de energia, sequer, de regiões politicamente instáveis, como o Norte de África e/ou Médio Oriente.

Os americanos importam 56% do petróleo que consomem, sendo que 22% do Canadá, 12% do México e 22% do Iraque. O candidato Romney, de posse desses números, sinaliza na sua plataforma que a indústria de petróleo e gás será a base de sua política energética. O republicano declarou que, se eleito, vai aprovar imediatamente o polêmico projeto do oleoduto “Keystone XL Pipeline” que vem gerando muitas discussões entre ambientalistas, políticos e jornalistas, entre outros. Esse projeto é uma espécie de Belo Monte brasileiro. Frequentemente novas polêmicas surgem.[1] Esse projeto que traria o óleo extraído das areias betuminosas de Alberta possui um forte apelo popular, pois

traz expectativas de criação de muitos postos de trabalho. Vários analistas estimam que as reservas canadenses de areias betuminosas (Oil Sands) e petróleo pesado (crude – heavy) sejam bem superiores às reservas da Arábia Saudita e estão localizadas praticamente na província de Alberta.

Esse projeto é defendido pelos republicanos que acrescentam que o oleoduto provocará a queda do preço da gasolina. Romney já declarou, em seus discursos, que vai reduzir o preço da gasolina para US\$ 2,50 dólares o galão (3,78 litros) que hoje ultrapassa US\$ 4 o galão em certos estados.

Mas nem tudo parece negro e sem um tom de verde na plataforma republicana. O documento intitulado “Agricultural Prosperity-Mitt Romney’s Vision for a Vibrant Rural America” aponta que serão mantidos os padrões de combustíveis renováveis, trazendo a perspectiva aos produtores de biocombustíveis e refinadores de que eles devem continuar a investir em tecnologias inovadoras e promissoras, pois o governo federal vai manter os compromissos definidos no documento.

O que se depreende das análises de articulistas de várias mídias é que a vitória republicana pode representar a vitória das “majors” do petróleo. E há ainda um entendimento de que, no cenário energético de Romney, haverá cortes nos subsídios das chamadas “energias da economia verde”. No primeiro debate entre os 2 candidatos, o republicano atacou o investimento do pacote de estímulo para a pesquisa sobre painéis solares e carros elétricos, lançado por Obama em 2009.

Analisando o que o democrata Obama vem afirmando no campo da energia, o entusiasmo não parece ser o mesmo de 2008, em se tratando de renováveis. De fato, Obama naquela época anunciava grandes conquistas econômicas com o desenvolvimento da indústria verde. Os objetivos de Obama eram audaciosos, visando eliminar a dependência do petróleo importado e combater o aquecimento global. A meta era clara: reduzir o uso de combustíveis fósseis, base da matriz energética americana. No entanto, seu programa “verde” que empolgava os ambientalistas, quando da sua chegada à Casa Branca, necessitou de um freio. Afinal seus anseios não estavam no mesmo nível que o dos congressistas americanos.

Mas deve ser reconhecido que os Estados Unidos dobraram a produção de energia solar e eólica nos últimos anos. Contudo a promessa de que essa indústria traria abundância para a economia americana, como foi anunciada, é contestada por analistas econômicos. Já se escuta do atual presidente que o mix energético é a solução. Ou seja, a energia renovável terá de conviver com o petróleo e o gás americano.

Vale lembrar que o presidente Obama, em maio de 2011, propôs a realização de leilões anuais para a exploração de novos lotes na Reserva Nacional Petrolífera do Alasca e ainda acelerar os estudos sismológicos e de impacto ambiental à perfuração na costa Sul e Central do Atlântico.

Quanto ao polêmico projeto Keystone XL o presidente, no entanto, vem alegando que há grandes problemas ambientais em sua rota tendo, inclusive,

confrontado com republicanos no Congresso sobre o assunto. O projeto total exige autorização presidencial por se tratar de uma construção entre Canadá e EUA. Mas há também que se destacar a pressão do governo do Canadá para a viabilização desta obra, pois as empresas canadenses necessitam de alternativas para distribuir ao mercado americano seus bilhões de barris das reservas de petróleo do litoral de Alberta. E se considerarmos os avanços na tecnologia, essas reservas podem se multiplicar. Adicionando a essas expectativas do país vizinho, há também pressões do Congresso americano, para que o país dependa cada vez menos do Oriente Médio. Tais fatos podem mudar o pensamento de Obama, se eleito, em relação ao oleoduto.

No governo democrata atual, houve avanços no setor de transporte voltados à redução de emissões de gases causadores do efeito estufa. Foram estabelecidas medidas definindo que os novos modelos de veículos devem ser menos poluentes e com menor consumo de combustível.

A indústria do carvão recebeu, também, um ânimo na atual disputa à Casa Branca. Como as atividades dessa indústria estão concentradas em estados onde a disputa eleitoral é acirrada, os candidatos buscam o tema nos discursos nesses locais. A queda de geração térmica a carvão caiu na administração Obama, repercutindo na oferta de empregos. Nessa busca de votos surgem os compromissos e as promessas dos candidatos. Obama, nessa reta final, já admite desenvolver tecnologias limpas para uso de carvão (OPEU 2012b).

Um energético importante é o gás não convencional que deve continuar a ser um ator importante na segurança dos Estados Unidos e em seu planejamento energético e econômico em qualquer administração. Os Estados Unidos correram na frente e dominam as técnicas de sua exploração e certamente têm uma grande quantidade de patentes. Isso traz certa dependência econômica de outros países aos EUA, pois as reservas mundiais desse energético são grandes. Neste contexto os candidatos não vão agir contra essa indústria. O republicano, inclusive, já declarou que vai incentivar o uso de terras do Estado para a exploração desse energético.

Nesse sentido uma sinalização evidente, no caso do retorno de um governo republicano, é um maior fortalecimento para a indústria de fósseis. Mitt Romney tem afirmado que estimularia a produção doméstica de combustíveis fósseis e diminuiria as regulações ambientais (OPEU 2012a). Percebe-se que a Casa Branca daria aos estados mais liberdade para perfurar e explorar óleo em novos territórios norte-americanos como o Alasca; retomaria, ainda, a exploração ao longo da costa Leste, na Flórida, Carolina do Norte e Virgínia e Golfo do México. A perda de espaço das renováveis com cortes dos subsídios também é uma sinalização evidente, quando se analisam os discursos e debates de Mitt Romney.

Em uma continuidade do governo democrata, o programa energético deve ser diferente do primeiro governo, com mais pragmatismo do que em 2008. As ações para que os americanos vivam sob uma economia energética de baixo-carbono seriam menos emocionais. As metas para uma matriz “verde” deverão ser desenvolvidas gradualmente sob um prazo mais longo. Obama parece ter entendido que a sociedade americana não muda seus hábitos culturais de viver

com abundância e fartura em 4 anos de governo. E, ainda, que há um jogo de negócios entre as indústrias energéticas. Um verdadeiro cabo de guerra. Afinal são milhões de dólares em jogo.

A plantação de “sementes energéticas verdes” deve continuar se Obama for eleito. Mas os frutos serão colhidos com mais lentidão, até que novos hábitos sejam incorporados pelas gerações. Isto é, em um governo democrata não deve haver um plano de substituições de energéticos por outros. Todas as oportunidades para desenvolvimento de uso de fósseis e de renováveis poderão estar no campo do jogo energético americano sob o comando de Barack Obama e seu time.

A resposta final sobre quais energéticos vencerão as eleições americanas será dada agora em Novembro, quando ocorrerá a 57ª eleição presidencial dos Estados Unidos.

### Referência Bibliográfica

LESNES, Corine. Pétrole contre énergies vertes: une bataille au cœur de la présidentielle américaine. *Le Monde*. Disponível em <[file:///I:/Infopetro%20Artigo%2015/Artigo/petrole-contre-energies-vertes-une-bataille-au-c-ur-des-presidentielles-americaines\\_1776035\\_3210.html](file:///I:/Infopetro%20Artigo%2015/Artigo/petrole-contre-energies-vertes-une-bataille-au-c-ur-des-presidentielles-americaines_1776035_3210.html)> Acessado em 16 de outubro de 2012.

OPEU [2012a]- Observatório Político dos Estados Unidos de 29/02/2012 – A Casa Branca apóia a construção parcial do oleoduto Keystone XL. Disponível em <<http://www.opeu.org.br/>>. Acessado em 15 de outubro de 2012.

OPEU [2012b] Observatório Político dos Estados Unidos de 22/10/2012-Carvão ganha importância em corrida presidencial. Acessado em 25 de outubro de 2012. Disponível em <http://www.opeu.org.br/>

ROSENTHAL, Elisabeth. Canadá procura alternativas para transportar reservas de petróleo. *The New York Times*. Disponível em <<http://nytsyn.br.msn.com/negocios&gt;>>. Acessado em 15 de outubro de 2012.

ROMNEY, M; RYAN, P. Agricultural Prosperity: Mitt Romney’s Vision For A Vibrant Rural America. Disponível em: <<http://www.mittromney.com/blog/agricultural-prosperity-mitt-romneys-vision-vibrant-rural-america>>. Acessado em 15 de outubro de 2012.

---

[1] *A rede de dutos Keystone transporta petróleo do Canadá para os Estados Unidos. Existem vários ramais existentes do oleoduto, que se estendem ao sul de Alberta, no Canadá e em toda a fronteira EUA e Canadá para terminais em Illinois, Nebraska e Oklahoma.*