
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Julho/Agosto de 2017 – Ano 17 – n.3

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados seis artigos:

Bioeconomia no Brasil: explorando questões-chave para uma estratégia nacional, por José Vitor Bomtempo, Flavia Alves e Fábio Oroski.

Segurança energética e política externa do gás natural, por Marcelo Colomer.

Os últimos acontecimentos do Catar e os efeitos no mercado de GNL, por Yanna Clara Prade

Setor de energia norte-americano: avaliação da administração Obama e da agenda de política energética da administração Trump, por Helder Queiroz e Julia Febraro.

Previsão de demanda de combustíveis veiculares no Brasil até 2025 e emissões de CO₂, por Niágara Rodrigues, Luciano Losekann e Getulio Silveira Filho.

Setor elétrico: lições estratégicas da China para o Brasil, 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

Autores

Fábio Oroski

Engenheiro Químico pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1998), com doutorado em Gestão e Inovação Tecnológica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro; Professor da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro e Pesquisador do Grupo de Estudos em Bioeconomia da EQ/UFRJ

Flávia Chaves Alves

Engenheira Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1999), com doutorado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005) e pós-doutorado pela McGill University - Desautels Faculty of Management (2012); Professora Adjunta da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Getúlio Silveira Filho

Professor do Instituto de Economia da UFRJ

Helder Queiroz

Doutor em Economia Aplicada (1993) pelo Instituto de Economia e Política de Energia/Universidade de Grenoble, França. É Professor Associado no Instituto de Economia (IE) da UFRJ e é membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

José Vitor Bomtempo

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

Julia Febraro

Economista da FGV Energia

Luciano Losekann

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

Marcelo Colomer

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

Niágara Rodrigues

Doutora em Economia pela Universidade Federal Fluminense.

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.

Yanna Clara Prade

Doutoranda do Instituto de Economia da UFRJ.

Bioeconomia em construção XII – Bioeconomia no Brasil: explorando questões-chave para uma estratégia nacional

Por José Vitor Bomtempo, Flavia Alves e Fábio Oroski*

Durante 5 semanas, em maio e junho, o nosso Grupo de Estudos em Bioeconomia, em parceria com a ABBI – Associação Brasileira de Biotecnologia Industrial e com a CNI – Confederação Nacional da Indústria, realizou, em São Paulo, a segunda edição do nosso programa de capacitação em Bioeconomia. O programa, denominado [Mini MBA em Bioeconomia e Inovação](#), foi desenvolvido com o objetivo de apresentar e discutir, na perspectiva da bioeconomia, a dinâmica tecnológica e de inovação que envolve a formação e o desenvolvimento das indústrias baseadas em recursos biológicos renováveis.

A perspectiva adotada nas sessões foi de buscar sempre uma visão global da bioeconomia. Na linha das discussões que têm sido conduzidas neste boletim, partiu-se da premissa de que a indústria biobased é uma indústria emergente e explorou-se como eixo de todas as discussões o processo de estruturação da indústria. Esse processo, na nossa visão, se articula em torno de quatro dimensões: matérias-primas, tecnologias, produtos e modelos de negócios. Essas dimensões co-evoluem dentro de um macroambiente – a paisagem sócio-técnica – que envolve as políticas, regulações e tendências da sociedade.

Participaram 21 profissionais de formações variadas (economistas, engenheiros, administradores, advogados, biólogos) e de diversas organizações (FINEP, CNI, FIESP, SENI, GSS Sustentabilidade e Inovação, Cid Noronha Cruz, Química & Derivados, Agrobio, 3M, Stora Enso, Lwarcel, Bunge Solazyme, Oxiteno, Ipiranga, Inovatech). O perfil variado dos participantes reflete a própria diversidade dos agentes envolvidos na bioeconomia.

Bioeconomia na perspectiva brasileira: Ao trazer, na sessão final, para o caso brasileiro a perspectiva desenvolvida durante o curso, ficou patente a necessidade de uma estratégia nacional em bioeconomia. Muitos países têm feito esse exercício e elaborado nos últimos anos documentos que orientam as estratégias nacionais. Quais seriam as bases para se construir a estratégia brasileira em bioeconomia? Trata-se de um trabalho de grande amplitude que exige uma reflexão estruturada capaz de dar conta dos aspectos tecnológicos e estratégicos envolvidos e de considerar devidamente a participação de *stakeholders* de diferentes perfis e interesses. A construção recente de uma [estratégia para o desenvolvimento da bioeconomia na França](#) ilustra bem a complexidade e a importância desse processo.

Submetemos aos participantes quatro questões centrais para discussão de temas que inevitavelmente deveriam ser levadas em consideração num possível documento de estratégia brasileira em bioeconomia. Essa discussão ilustra uma

boa parte dos desafios que se colocam para o desenvolvimento da bioeconomia no país. Destacamos a seguir as questões e os pontos centrais levantados pelos participantes.

Matérias-primas: Na indústria biobased, a disponibilidade de matérias-primas é estratégica. Além disso, a matéria-prima influencia de forma decisiva a própria estrutura da indústria biobased. Por isso, muitos esforços têm sido feitos nesse tema. No caso brasileiro, esses esforços devem ter como objetivo a diversificação ou o foco nas matérias primas já bem desenvolvidas, como cana e recursos florestais? De que forma seria possível um maior aproveitamento de resíduos? Quais os desafios envolvidos em cada caso?

Uma visão muito clara e expressa de forma enfática pela maioria dos participantes é de que os recursos potenciais em matérias-primas não podem deixar de ser explorados. Não é aceitável que se descuide dos pontos fortes. Mas deve haver clareza na separação das condições de exploração dos recursos de grande escala, como cana de açúcar e florestas plantadas, e dos demais recursos que ainda são sub-explorados. Nesse último caso, o esforço deve ser voltado para melhorar o conhecimento sobre eles. Mas em todos os casos, o mais importante é a capacidade de identificar e definir com clareza o problema a ser resolvido: Gerar renda? Resolver passivos? Ganhar produtividade? Que produtos alvo?

De um modo geral, os desafios estão ligados à infraestrutura e logística, e formação de pessoal qualificado/geração de conhecimento. No caso de novas matérias-primas, em particular as especialidades da biodiversidade, os desafios regulatórios são muito importantes e podem tornar os processos de desenvolvimento muito longos.

No que se refere aos resíduos, é importante distinguir os casos em que os desafios são políticos e/ou regulatórios muito mais do que tecnológicos, como no caso do biogás e dos resíduos sólidos urbanos, e os casos onde os desafios são principalmente tecnológicos, como nos casos dos resíduos agrícolas, da lignina e da glicerina. Mais uma vez, a clara identificação do problema a ser resolvido é fundamental.

Desafios tecnológicos e a inserção das empresas: O sucesso brasileiro no desenvolvimento de uma forte indústria de biocombustíveis criou um conjunto de empresas envolvidas com o uso industrial da biomassa. Porém, no contexto da bioeconomia, o aproveitamento integral da biomassa e o desenvolvimento de novos produtos impõem desafios tecnológicos. Neste sentido, qual seria o “caminho” para o Brasil no que tange o desenvolvimento tecnológico na biobased industry? Qual a importância da inserção de startups e da participação de empresas estabelecidas em outras indústrias (biocombustíveis, química, papel e celulose, agronegócio)?

De maneira geral, todos os grupos inicialmente apontaram os déficits ou desafios da área que atualmente impedem um maior desenvolvimento. Esses

desafios podem ser resumidos em 3 grupos: ausência ou falta de efetividade das parcerias, em especial entre universidade e empresa; indefinições legais e falta de cultura de investimentos em P&D.

Um esforço para tentar atacar esses desafios poderia levar em conta a busca de maior interação entre academia e indústria incentivando o surgimento de startups ou por meio de mecanismos similares que tragam as soluções tecnológicas demandadas pelas empresas, e ao mesmo tempo, facilitem a utilização aplicada do conhecimento científico acumulado nos grupos de pesquisa.

Uma sugestão poderia ser a criação de mais postos de trabalho que empreguem “Pesquisadores” exclusivamente, ou seja, profissionais de elevada titulação acadêmica que se orientem no desenvolvimento de parcerias e pesquisas aplicadas via projetos em parceria com as empresas. Os professores universitários têm que dividir seu tempo com ensino, pesquisa e extensão, o que em muitas situações limita a interação com as empresas e o desenvolvimento de pesquisas aplicadas. Um maior desenvolvimento dos centros e institutos dedicados à pesquisa, ainda em número muito pequeno em relação ao tamanho do setor industrial, deve ser incentivado. O fortalecimento e ampliação do modelo EMBRAPPII pode trazer novas perspectivas nessa direção.

Por fim, os participantes destacam que é responsabilidade dos órgãos governamentais apoiar o nascimento de novas tecnologias de elevado risco que não são normalmente financiadas pelo setor privado. Dessa forma, espera-se maior incentivo e a criação de oportunidades capazes de fomentar as startups e os novos negócios tecnológicos, sejam eles partindo da academia ou da indústria.

Produtos: Os desenvolvimentos tecnológicos em biotecnologia e outras áreas abrem a possibilidade de desenvolvimento de uma vasta gama de produtos: drop in e não drop in, novas moléculas e plataformas, uso mais ou menos eficiente da biomassa. Quais os critérios mais importantes que devem ser levados em consideração para a definição de uma agenda de produtos a serem desenvolvidos pela indústria no Brasil? Quais os desafios envolvidos? Quais seriam as oportunidades no caso brasileiro?

Houve consenso dos grupos de que há muitas oportunidades em produtos para o caso brasileiro e que essas vão muito além dos biocombustíveis. Entendem, entretanto, que a definição de uma agenda de produtos esbarra em um elevado grau de complexidade dados os riscos envolvidos já que o desenvolvimento dos mercados para esses produtos é de longo prazo. Questões como: O que o mercado está demandando e demandará no futuro? Como mensurar essa demanda? Aparentemente simples, mas que exigem uma extensa reflexão sobre diversos fatores.

Alguns participantes concordam que o país na definição de uma agenda de produtos deve considerar as matérias-primas disponíveis. O país é dotado de grande biodiversidade e tem um elevado potencial na oferta de biomassa, além dos resíduos que podem contribuir para o desenvolvimento da Bioeconomia. O

país que tem uma posição importante nos biocombustíveis, como etanol e no biodiesel, precisa ver nos bioprodutos uma grande oportunidade para o desenvolvimento da bioeconomia. “Há muitas oportunidades além do etanol”. Além da matéria-prima, a dimensão tecnologia deve ser contemplada já que pode ser um importante gargalo para o desenvolvimento dos produtos.

Um dos participantes foi enfático de que a definição de uma agenda de produtos deve ser orientada para a solução de problemas: “Qual o tipo de problema que queremos resolver? ”. Para este participante, a agenda não seria definida, ou melhor, restrita ao uso de matérias-primas renováveis. A bioeconomia se insere uma pauta mais ampla. O país tem uma série de problemas específicos que devem ser resolvidos pelo apoio ao desenvolvimento tecnológico e mercadológico de diversos produtos, entre estes, aqueles oriundos de fontes renováveis. A questão não seria simplesmente drop in ou não drop in. É um problema de demanda.

Muitos participantes defendem que a agenda deve contemplar produtos drop in e não drop in. Entendem que, na verdade, essa agenda pode ser dividida em curto, médio e longo prazo. Os produtos drop in por oferecerem menor risco em sua adoção devem predominar na agenda de curto prazo. Mas para alguns participantes as oportunidades brasileiras estariam nos produtos drop in dadas as inúmeras barreiras de natureza tecnológica e não tecnológica, como o desenvolvimento de novos mercados, o acesso a novas competências e a ativos complementares. “O Brasil está preparado para os produtos não drop in?”

Mas a discussão levou os participantes para uma resposta mais ampla. Eles entendem que embora os não drop in não sejam uma oportunidade para o curto e médio prazo, os esforços não devem ser postergados. Alguns participantes sublinharam que os produtos não drop in podem ser oportunidades para nichos mercadológicos. Diante dos custos de produção ainda elevados, dada a escala menor e o grau de maturidade tecnológica, os não drop in por apresentarem oportunidades em mercados baseados na competição por diferenciação e agregação de valor, podem ter preços maiores e oferecerem alguma rentabilidade.

Os participantes acreditam que a agenda de produtos deve ser definida por vários atores, como indústria, governo, academia, institutos de pesquisa, entre outros. Citaram a relevância de políticas públicas tanto para a estruturação da oferta quanto para o desenvolvimento de demanda. Citaram também a importância de um ambiente regulatório favorável. Houve unanimidade de que a indústria tem um papel fundamental para o desenvolvimento dos produtos a partir de fontes renováveis. Alguns participantes lembraram que os atores da indústria conhecem bem os seus mercados e poderiam contribuir fortemente para a identificação de oportunidades para os produtos biobased. Entretanto, o país deve reunir condições econômicas e políticas previsíveis para que os investimentos na indústria possam acontecer e que empresas de outros países possam vir para o país e participar ativamente desses investimentos.

Finalmente, os participantes veem a discussão em torno da definição de uma agenda de produtos como uma excelente oportunidade para o país refletir sobre

o papel que deverá exercer no futuro da bioeconomia e os esforços requeridos como o desenvolvimento de competências e formação de pessoal qualificado.

Políticas e mecanismos de apoio à bioeconomia: O Brasil tem iniciativas importantes relacionadas à bioeconomia, mas não tem uma estratégia nacional definida com objetivos e metas a serem alcançadas. Em que medida essa ausência limita o papel que o país pode ter na bioeconomia no mundo? As políticas existentes no Brasil para biocombustíveis de primeira geração podem ser adaptadas para o desenvolvimento dos biocombustíveis avançados, bioprodutos, biomateriais e biorrefinarias? Ou seriam necessários mecanismos específicos? Quais, por exemplo?

Há um entendimento geral de que a ausência de uma estratégia nacional em bioeconomia é um forte limitador da participação brasileira na bioeconomia mundial. É necessária uma estratégia bem definida, com objetivos, alocação de responsabilidades, coordenação, clareza da direção a ser seguida e continuidade, de forma a gerar um ambiente atrativo a investimentos e iniciativas dos diferentes atores envolvidos na bioeconomia. As políticas públicas devem ser de Estado e não de governo, de forma a criar um ambiente institucional de segurança, com leis, marcos regulatórios e diversos mecanismos de política pública coerentes. A estratégia deve buscar aproveitar o que o país tem de melhor e desenvolver o que não tem, atentando para questões de infraestrutura, formação de mão de obra qualificada, tecnologia, produtos, etc. Sem essa estratégia, ocorrem apenas iniciativas pontuais, não coordenadas, com programas de incentivo esporádicos que não permitem o desenvolvimento do setor no Brasil.

No entanto, foi possível observar uma forte crítica de alguns participantes em relação a uma postura muito “acomodada” do empresariado brasileiro e também das universidades em relação aos esforços de pesquisa e desenvolvimento. Esses agentes estariam sempre esperando muito do governo e sem participação pró-ativa no processo. O driver da bioeconomia no país é muito econômico, mas deveria ser mais estratégico e ambiental como em outros países.

Em relação à adaptação das políticas existentes para biocombustíveis de primeira geração (1G), as respostas variaram bastante. Alguns grupos mostraram grande ceticismo em relação à efetividade das políticas de demanda existentes para estes produtos, de forma que não acreditam que estas possam ser úteis nem para o desenvolvimento de biocombustíveis de segunda geração (2G) nem para bioprodutos. Já outros grupos viram a possibilidade de utilizar os mecanismos existentes no 1G para estimular o desenvolvimento de 2G, visto que a natureza do produto e a lógica de competição baseada no preço são muito semelhantes. Em relação aos bioprodutos, houve um consenso de que não há como adaptar os mecanismos existentes em 1G, sendo necessário criar os mecanismos, os quais devem variar conforme a natureza do produto e a maturidade tecnológica.

Os mecanismos, para alguns grupos, devem ser menos financeiros, com um enfoque na criação de programas de inteligência que estimulem a cooperação,

estimulando o desenvolvimento da cadeia de valor. Já outros grupos acreditam em uma maior efetividade de programas de incentivo fiscal, uso do poder de compra do governo, taxaço de produtos de base fóssil. De toda forma, houve a compreensão de que esses mecanismos devem ser pensados em uma perspectiva temporal (curto, médio e longo prazo), e não devem ser horizontais para todos os bioprodutos igualmente. É necessária a construção de um mix de políticas que considere as diferenças e as especificidades dos diferentes produtos. A necessidade de continuidade das políticas públicas foi sempre um ponto recorrente. Diferentes tipos de mecanismos de incentivo ao desenvolvimento tecnológico e à formação de mercado foram levantados pelos participantes, mas sempre retornando ao ponto inicial da discussão, ou seja, estes mecanismos precisam ser coerentes com os objetivos da estratégia nacional, a qual ainda não existe, de modo permitam alcançar os objetivos almejados. Sem estes objetivos, não há como desenhar as políticas de forma coerente e consiste.

Em resumo: As discussões deixam claro algumas perspectivas importantes em relação às questões debatidas.

A primeira é existe uma complexidade em diversas dimensões da bioeconomia que exige um esforço de aprofundamento para que as iniciativas no Brasil, tanto das empresas quanto das agências de governo, sejam fundamentadas e promissoras. Esse é o caso, por exemplo, dos esforços em matérias-primas, da definição das linhas de produtos – alvo e das políticas de apoio aos biocombustíveis avançados e bioprodutos.

A segunda é a importância, vista como absolutamente crítica, da existência de uma política brasileira que englobe as diversas dimensões da estruturação da bioeconomia, facilitando a articulação entre os atores e dando coerência às iniciativas. Além disso, a política brasileira em bioeconomia é indispensável como forma de estabelecer uma coordenação entre agentes-chave do processo, hoje pouco integrados no desenvolvimento da bioeconomia.

O objetivo do exercício não foi naturalmente gerar um documento acabado e estruturado de sugestões para políticas e estratégias. Ao contrário, buscou-se incentivar mais um brainstorm sobre a perspectiva brasileira na bioeconomia, alimentado pelas discussões que os participantes tinham acompanhado e se envolvido nas quatro semanas precedentes. Os desafios identificados e as soluções sugeridas ficam como pontos de partida para o debate em curso sobre a bioeconomia no Brasil. Agradecemos aos participantes o interesse e envolvimento nas discussões.

*Os autores fazem parte do Grupo de estudos em Bioeconomia da Escola de Química da UFRJ. Agradecemos a Sidnei Bordignon a ajuda como relator de uma das mesas do workshop.

Segurança energética e política externa do gás natural

Por Marcelo Colomer

Desde o fim da primeira guerra mundial, as questões relacionadas à segurança do abastecimento energético vêm ajudando a definir as condições de contorno da política externa dos países, principalmente daqueles que hoje compõem o centro dinâmico do capitalismo moderno. Barbieri (2011) define como nacionalismo energético o conjunto de ações diplomáticas empregadas para garantir o acesso dos Estados Nacionais aos recursos energéticos. Segundo Barbieri (2011), os países produtores de energia exercem seu nacionalismo energético como reação ao receituário liberal dos países consumidores de energia e como forma de proteger seus recursos. Por outro lado, os países consumidores utilizam o nacionalismo energético para garantir a segurança do seu abastecimento de energia.

Grande parte dos estudos acadêmicos analisa a relação entre segurança energética e política externa seguindo uma ordem de causalidade em que a primeira define e justifica as ações da segunda. Isto é, a necessidade de se garantir o fornecimento de energia legitima e justifica as ações de política externa dos países.

Essa relação de causalidade unidirecional, no entanto, é uma visão míope da complexa e intrincada relação de interdependência energética existente entre os países e decorre da escolha do objeto de análise desses estudos. Isso porque a maioria dos trabalhos sobre segurança energética tem como foco de pesquisa as garantias de acesso ao petróleo. Assim, dentro desse contexto e considerando as características do mercado internacional de petróleo, as ações de política externa podem ser resumidas às garantias de acesso a fontes de petróleo a preços competitivos.

Por outro lado, quando se analisa as relações de interdependência entre produtores e consumidores estabelecidas no mercado de gás natural, a interface entre segurança energética e política externa assume um elevado grau de complexidade sendo impossível e indesejável definir uma ordem de causalidade entre essas duas. Diferentemente do petróleo e do carvão em que as transações no mercado internacional ocorrem majoritariamente através de contratos de curto prazo e modais de transporte flexíveis, o mercado de gás natural caracteriza-se por contratos de longo prazo e uma elevada rigidez locacional em função das características do transporte por dutos. Mesmo no mercado de GNL, no qual o gás natural é transportado em navios metaneiros, os contratos de comercialização são, usualmente, de longo prazo e os navios de transporte são, geralmente, dedicados a projetos específicos.

A relação de interdependência criada pela inflexibilidade contratual e de transporte no mercado de gás natural confere ao energético um importante protagonismo na definição das políticas externas dos países envolvidos no seu comércio internacional. Em outros termos, os agentes se utilizam das relações

de dependência surgidas no comércio de gás natural em suas negociações diplomáticas. Sendo assim, tanto países produtores quanto consumidores, assim como os países por onde as infraestruturas de transporte passam, fazem uso do gás natural na definição de suas políticas externas.

Entendida a peculiaridade do mercado de gás natural na definição das relações externas entre países, a pergunta que se segue é: Quais são os fatores que afetam a propensão dos Estados nacionais em utilizarem a disrupção do fornecimento de gás natural como instrumentos de política externa.

Deve-se entender primeiramente que existem diversos arranjos contratuais entre fornecedores e consumidores de gás natural que conferem diferentes níveis e formas de interdependência entre as partes. Há situações onde somente uma parte é dependente da comercialização de gás natural, outras em que nenhuma das partes é dependente e ainda aquelas na quais as duas partes são dependentes. De fato, quanto maior a assimetria na relação de dependência entre os países, maiores serão as chances de algum dos agentes utilizar o gás natural como instrumento de política externa.

Segundo Shaffer (2013), a estabilidade do fluxo de gás natural entre os países depende dos seguintes fatores: i) grau de dependência em relação ao comércio de gás natural; ii) relações políticas e econômicas estabelecidas entre os países; iii) condições de oferta doméstica dos países produtores e de trânsito; iv) institucionalidade do processo de definição da política energética dos Estados envolvidos; v) benefício econômico e comercial da manutenção do comércio entre as partes e; vi) envolvimento dos países de trânsito na definição dos acordos comerciais entre produtores e consumidores.

Em geral, os países consumidores são mais vulneráveis a disrupção do fornecimento de gás natural do que os países produtores. No entanto, os países fornecedores de gás natural podem se tornar dependentes dos países consumidores uma vez que estes podem ser o único mercado para sua produção. Ademais, um país que pretende estabelecer uma relação comercial de longo prazo que justifique os investimentos realizados e afundados nas infraestruturas de exportação não deseja que seus consumidores busquem novas fontes de suprimento em função do medo de uma disrupção. De fato, os Estados trânsitos⁽¹⁾ são aqueles que comumente têm mais a ganhar com a ameaça de corte no fornecimento uma vez que, geralmente, essa ameaça é a única forma desses Estados obterem maiores vantagens políticas e econômicas da situação de trânsito.

Shaffer (2013) analisou 35 projetos de gasodutos internacionais e verificou que naqueles onde a presença de Estados trânsito é marcante, a estabilidade do suprimento de gás natural entre produtores e consumidores é menor. Isso porque dos três tipos de países envolvidos na comercialização de gás natural via dutos, os Estados trânsitos são aqueles que possuem os maiores incentivos para cortarem o fornecimento e os menores riscos da utilização do gás natural para obterem vantagens econômicas e políticas. Assim, conforme a demanda de gás natural se expande e o número de projetos de gasodutos de longa distância que cruzam a fronteira de diversos países aumenta, o potencial do uso do gás natural nas relações externas entre os países aumenta.

No caso da interrupção do fornecimento por parte dos produtores, verifica-se que de todos os fatores acima mencionados, as condições do mercado doméstico dos países produtores é a mais significativa. Isto é, os países fornecedores costumam interromper suas exportações quando há problemas no abastecimento do mercado interno. Nesse sentido, países com grandes populações e que adotam políticas de subsídio ao consumo interno são geralmente candidatos a terem suas exportações interrompidas. Os casos de interrupção do fornecimento da Argentina para o Chile e do Egito para Israel (Shaffer, 2013) evidenciam esse fato.

É importante perceber que nos casos acima, os contratos não são suficientes para garantir a estabilidade do fornecimento uma vez que o atendimento do mercado interno é sempre tido como prioridade pela política energética desses países. Nesse sentido, é importante que os países consumidores deem atenção não somente as questões contratuais, como também acompanhem de perto as condições do mercado interno dos países produtores.

A conclusão que se chega é que com o aumento da participação do gás natural na matriz energética mundial, em função dos avanços tecnológicos tanto na etapa de produção quanto no uso do gás natural, as questões geopolíticas envolvendo o energético irão assumir um papel cada vez mais significativo nas relações externas entre os países. Sendo assim, tanto a definição de novos arranjos contratuais quanto o desenvolvimento de novos instrumentos de política externa serão indispensáveis para a expansão do comércio internacional de gás natural.

Bibliografia

BARBIERI, R. (2011). Energy Security: the diplomacy of South Korea in Latin America. UCLA Center for Korean Studies. Los Angeles, California, USA. http://www.international.ucla.edu/media/files/Rita_Barbieri_SRG-h3-4zo.pdf. Accessed 26 February 2014.

SHAFFER, B (2013) Natural gas supply stability and foreign policy. Energy Policy 56 (2013) 114-125.

Notas:

1 – Definição dada aos países por onde a infraestrutura de exportação passa não sendo esse produtor nem o destino final das exportações.

Os últimos acontecimentos do Catar e os efeitos no mercado de GNL

Por Yanna Clara Prade

O Catar possui a terceira maior reserva provada de gás natural no mundo, atrás apenas da Rússia e Irã, e é o principal país exportador de gás natural liquefeito no mercado mundial do energético, posição que vem mantendo desde 2006, com aproximadamente 30% do *market share* mundial.

No entanto, sua posição de liderança está comprometida pelos projetos que vêm sendo desenvolvidos nos Estados Unidos e principalmente na Austrália, cujos terminais em construção irão permitir que o país se torne o maior exportador de GNL por volta de 2020. Diante deste risco e devido a necessidade de reverter o declínio previsto na produção, o Catar decidiu em abril de 2017 retirar a moratória de produção do Campo Norte, o maior campo de gás natural do mundo, o que pressiona seus competidores com projetos mais custosos.

Um novo momento na história do país ocorreu em junho deste ano, com o Egito, a Arábia Saudita, os Emirados Árabes e Bahrein cortando relações diplomáticas com o Catar, alegando que o governo do país possui envolvimento com o terrorismo. Essa questão respinga, inevitavelmente, no mercado de GNL e na segurança de suprimento do mercado.

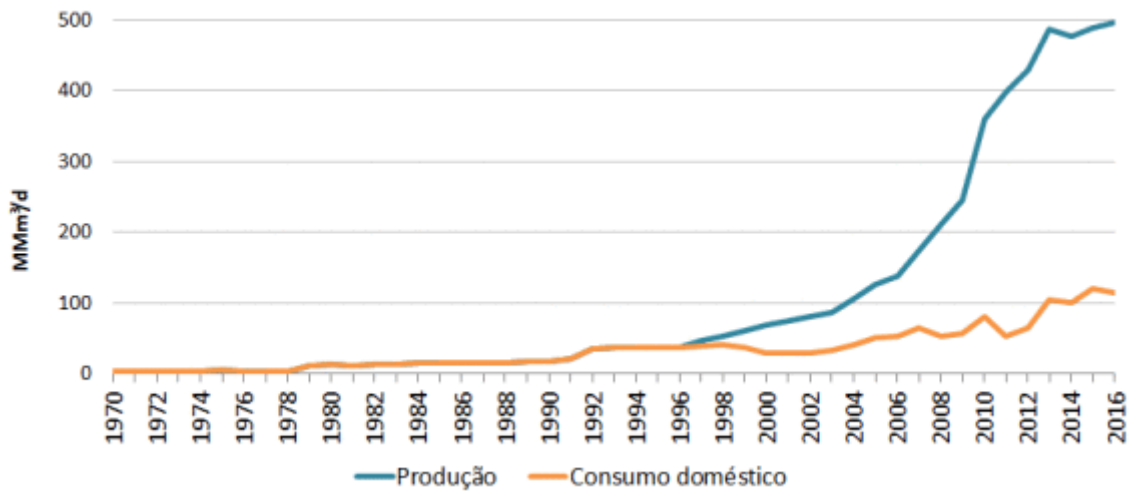
Diante de tantos acontecimentos recentes, o objetivo do presente artigo é descrever a saga do Catar como líder no mercado de GNL e o momento atual do mercado, buscando identificar tendências que possam se manter para o futuro.

A trajetória do Catar

O Catar é um pequeno país do Oriente Médio que possui aproximadamente 2 milhões de habitantes. O país faz fronteira com a Arábia Saudita e está bem próximo do Irã, Emirados Árabes e Bahrein. A economia do Catar é bastante dependente dos recursos petrolíferos e foi capaz de manter uma boa taxa de crescimento econômico ao longo dos anos, devido ao forte crescimento da sua produção de gás natural.

O Catar é relativamente novo no mercado de GNL, tendo iniciado suas exportações apenas em 1996, mas com um rápido crescimento nos anos seguintes. A produção de gás natural no país e a consequente exportação do energético foram incentivadas após desenvolvimentos do Campo Norte. Tais recursos foram descobertos na década de 70 pela Royal Dutch Shell, mas apenas na década de 90 a produção tomou um impulso, com estratégia focada na exportação do energético.

Figura 1 – Produção e Consumo de gás natural no Catar – 1970 a 2016

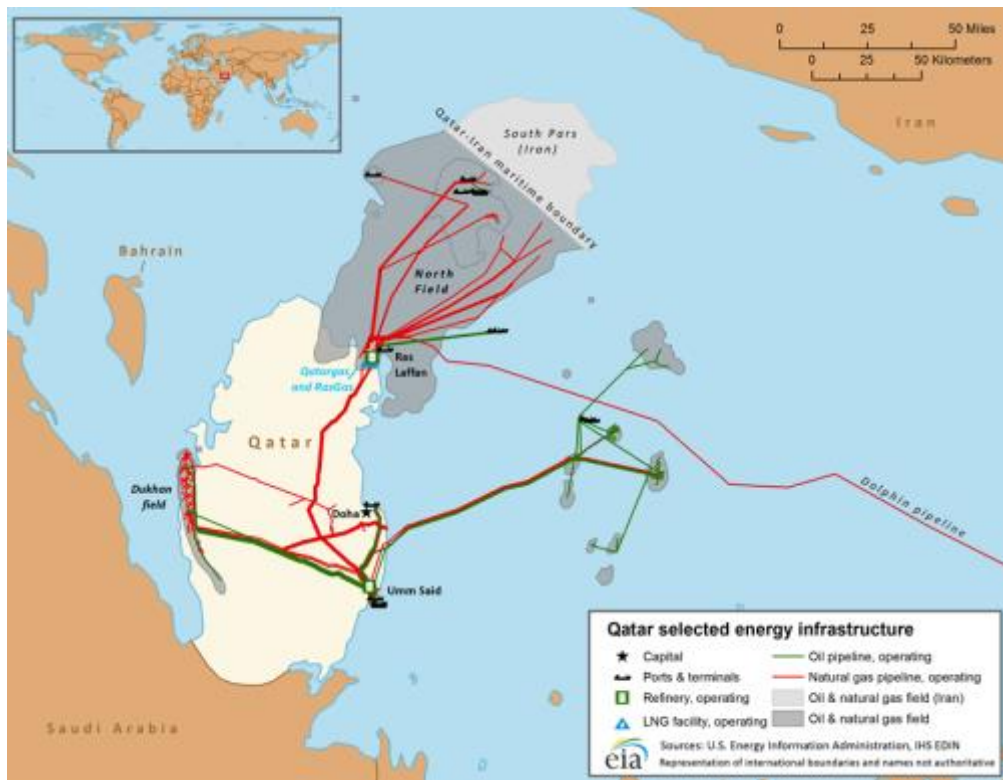


Fonte: Elaboração própria com dados do BP Statistical Review 2017.

Em apenas dez anos do início das exportações, o país se tornaria o maior exportador de GNL do mundo e também líder em tecnologias e produção GTL (*gas-to-liquid*). O Catar possui sete plantas de liquefação com capacidade total de 77 milhões de toneladas por ano (25% da capacidade mundial existente), em consórcio com algumas das empresas mais presentes no mercado de GNL como Shell, ExxonMobil, Total, Marubeni e Mitsui.

Uma importante característica do GNL do Catar é seu custo relativamente mais baixo que os demais países exportadores. De acordo com Fattouh *et al* (2015), o *break even* do GNL catariense é de aproximadamente US\$ 2/MMBtu, enquanto os novos projetos de GNL nos EUA giram em torno de Henry Hub + US\$ 4 a 5 por MMBtu, e outros projetos *greenfield* fora dos EUA em torno de US\$ 9 a 12 por MMBtu (Rogers, 2017). Essa vantagem do Catar se mantém inclusive com relação aos novos projetos em construção nos demais países, que passaram por importantes elevações de custos, principalmente os projetos australianos os quais sofreram com particularidades do seu próprio mercado (um choque no câmbio e escassez de mão-de-obra especializada local).

Figura 2 – Infraestrutura do Catar e o Campo Norte



Fonte: EIA, 2015.

O Campo Norte é uma das maiores jazidas de gás natural não associado do mundo, com reserva estimadas de 25 trilhões de metros cúbicos, o que equivale a aproximadamente 13% das reservas mundiais conhecidas. A jazida ultrapassa o limite marítimo do Catar e é dividida com o Irã, cuja parcela do campo se chama South Pars. Atualmente, a produção de gás do Catar é quase em sua totalidade proveniente de tal jazida.

Em 2005, o governo do Catar, preocupado com o rápido desenvolvimento do Campo Norte, declarou moratória que impediria a exploração e produção de novos recursos. A moratória duraria até 2006, mas sua retirada foi adiada por anos, com a justificativa de que era importante conhecer melhor as reservas antes de explorá-las. Em abril de 2017, o país decidiu retirar tal restrição declarando que será possível aumentar a produção de gás e condensado em 10% e a exportação de GNL em 30% daqui a cinco a sete anos, quando os novos projetos estiverem concluídos. Uma justificativa plausível para essa ação inesperada após tantos anos de atraso é o fato da produção de gás natural no país ter iniciado sua trajetória de declínio, que será parcialmente compensada com a entrada em produção do último projeto aprovado pré-moratória, o campo de Barzan, ainda em 2017. Independente do motivo pelo qual a moratória foi retirada, isto traz um novo impulso para o país manter seu *market share* diante dos novos exportadores de GNL.

Os acontecimentos recentes e as possíveis consequências para o mercado de GNL

O corte de relações diplomáticas com o Catar por parte da Arábia Saudita, os Emirados Árabes, Bahrein e Egito foi anunciado em junho de 2017. A justificativa para o movimento foi baseada na alegação que o governo catariano apoia células terroristas e mantém relações amigáveis com o Irã, com quem a Arábia Saudita possui um histórico de conflitos. Os países cortaram relações e proibiram acessos vindos do Catar pelo espaço aéreo, terrestre e marítimo. No entanto, as consequências para as relações comerciais ainda são incertas, apesar do corte imediato do comércio entre Arábia Saudita e Catar, que forçou este último a buscar importações em outros países, principalmente de alimentos.

Os países do boicote listaram algumas exigências que fariam com que as relações diplomáticas se restabelecessem. Dentre as exigências estaria o fechamento da rede catariana de TV Al Jazeera e limitação das relações com o Irã. Em especial, a exigência sobre o Irã torna uma reconciliação mais difícil, pois uma das principais razões para o Catar manter relações amigáveis com o Irã está no fato de manterem a reserva compartilhada do Campo Norte e South Pars.

Sobre o mercado de GNL, o governo catariano logo realizou anúncios sobre as exportações de gás natural do país, afirmando que estas não seriam afetadas, principalmente para os maiores consumidores asiáticos, Japão, Índia, Coreia do Sul e China. No entanto, a incerteza ainda paira no ar, principalmente sobre possíveis restrições de acesso ao Canal de Suez, no Egito, rota de acesso para o mercado europeu.

As opiniões dos especialistas sobre as consequências da tensão diplomática têm se alinhado da mesma maneira: possivelmente não afetará no curto prazo nem as exportações do Catar, que consegue escoar para outros mercados (caso as exportações para o Egito e Emirados Árabes sejam prejudicadas); nem tampouco os países consumidores (principalmente Egito), que podem encontrar outras fontes de suprimento, mesmo que mais custosas [1]. O maior impacto previsto viria da limitação ao uso do Canal de Suez ou da elevação na taxa de uso do Canal para embarcações do Catar. No caso do improvável impedimento do uso do Canal, haveria necessidade de levar os cargos por outra rota o que elevaria os custos de transporte para o mercado europeu em aproximadamente US\$ 0,05 por MMBtu. Por sua vez, diante da necessidade de internalizar tal custo, o Catar poderia decidir redirecionar seus cargos para venda no mercado asiático que poderia resultar em uma queda dos preços *spot* na Ásia (Rogers, 2017).

Por mais que no curto prazo o impacto possa ser mínimo, as incertezas geradas com relação a segurança no fornecimento de GNL catariano podem trazer consequências ao longo prazo. São vislumbradas duas possibilidades: uma com relação aos projetos de liquefação de GNL pelo mundo e outro com relação aos novos contratos de GNL.

Atualmente, a capacidade total de liquefação é de 452 bilhões de metros cúbicos (bcm). Considerando projetos com Final Investment Decision (FID), a capacidade alcançará 650 bcm em 2022, contra uma demanda esperada de 460 bcm, de acordo com o IEA (2017). Essa projeção não considera ainda o novo

anúncio do Governo catariano de retornar ao desenvolvimento do Campo Norte, que pode elevar ainda mais a capacidade mundial de liquefação.

A perspectiva para o médio prazo é de sobreoferta no mercado de GNL, situação que já vem sendo considerada desde 2015, como já discutido em Clara (2015), e que vem afetando o desenvolvimento de novos projetos de liquefação. Um dos motivos para os projetos não receberem o FID é a dificuldade de se conseguir contratos de consumo de longo prazo, necessários para viabilizar os investimentos. Diante das incertezas geradas pela crise diplomática do Catar, é possível que os consumidores de GNL prefiram realizar contratos de longo prazo com outras fontes que possibilitem maior segurança, abrindo, portanto, janelas de oportunidade para os novos projetos de liquefação. Um possível cenário é que as incertezas gerem maior poder de negociação por parte dos compradores de GNL do Catar, que iriam negociar melhores cláusulas e condições para lidar com o risco de falta de suprimento.

O futuro sobre o GNL catariano ainda é muito incerto e o impacto dos acontecimentos políticos da região pode ter grandes proporções no mercado. Ao mesmo tempo em que o país planeja reiniciar os investimentos para viabilizar uma maior produção de gás natural, as condições geopolíticas do país podem afastar compradores que buscam uma fonte segura de GNL.

Referências:

Agência Internacional de Energia – IEA (2017). Natural Gas Market Report 2017.

Clara, Y. O mercado de GNL do futuro: risco ou oportunidade para o Brasil? – Os fatores de competitividade na bioeconomia. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 15, n. 4, 2015.

EIA (2015). Country Report – Qatar.

Fattouh, B; Rogers H.; Stewart, P. (2015) The US shale gas revolution and its impact on Qatar's position in gas markets. Center on Global Energy Policy, Columbia University, NY.

Rogers, H. (2017). Qatar Lifts its LNG Moratorium. The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, abril 2017.

Notas:

[1] Platts, Reuters e Oxford Energy.

Setor de energia norte-americano: avaliação da administração Obama e da agenda de política energética da administração Trump

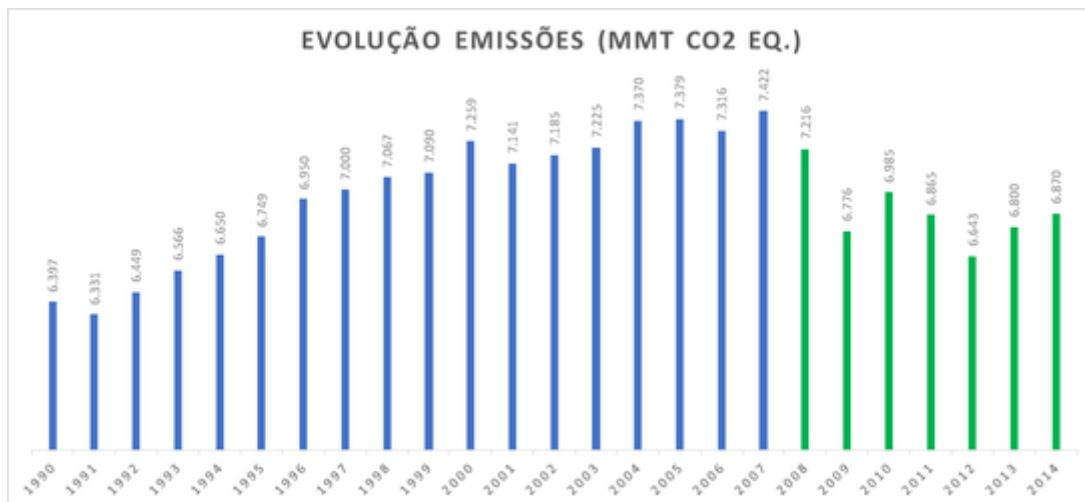
Por Helder Queiroz e Julia Febraro

No atual contexto de transição energética e combate às mudanças climáticas, determinados países se destacam em importância e peso das decisões de política energética. A posição de segundo maior consumidor de energia e também de segundo maior emissor de gases causadores de efeito estufa (GEE) torna os Estados Unidos cruciais nas dinâmicas energética e ambiental global.

Em especial na última década, o setor de energia norte-americano passou por grandes transformações estruturais dentre as quais destacam-se : i) aumento da produção doméstica de petróleo e gás natural, especialmente a partir dos reservatórios não convencionais (shale gas, tight oil...); ii) decorrente do ponto anterior, redução importações de petróleo bruto; iii) maior geração de eletricidade a partir de fontes renováveis como eólica e solar, e iv) fruto dos ganhos de eficiência, manutenção do patamar do consumo total de eletricidade e redução do consumo de petróleo.

Tais transformações podem ser confirmadas a partir da análise do comportamento de três indicadores. O primeiro indicador analisado é o de emissões. A partir de 2008, as emissões dos gases de efeito estufa (GEE) começaram a declinar e atingiram, em 2014, um nível 8,6% inferior a 2005 e 5% inferior a 2008. A observação do gráfico a seguir deixa clara a tendência de queda iniciada em 2008 e, nota-se que, após este ano, os valores das emissões não voltaram a ultrapassar os 7.000 MMt CO₂ equivalente, valor que persistiu durante toda a década de 2000 (gráfico 1).

Gráfico 1 – Evolução das emissões nos Estados Unidos (1990 – 2014), em milhões toneladas de CO₂ equivalente

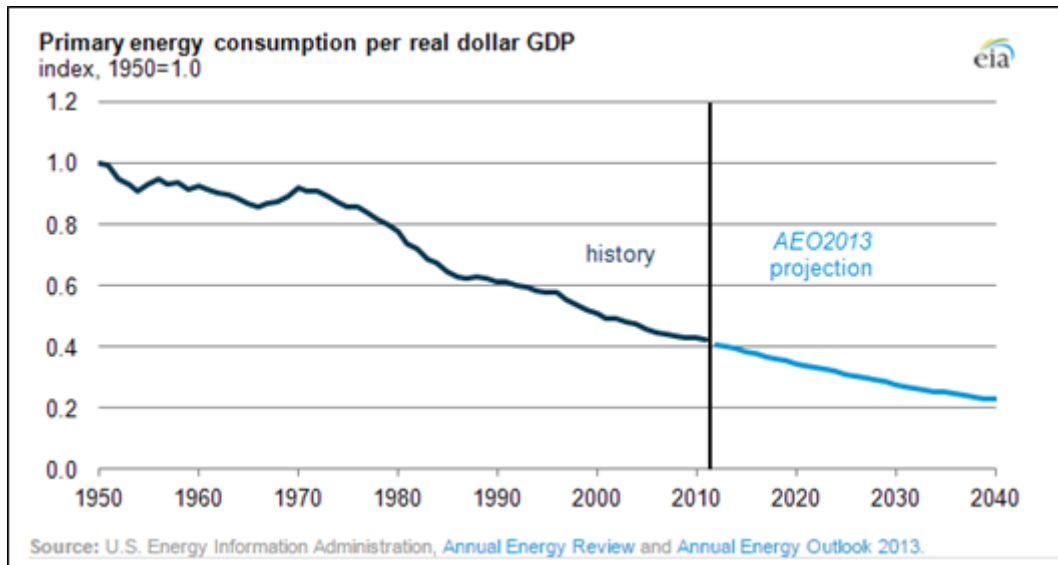


Fonte: *Elaboração própria a partir de dados do Greenhouse Gas Inventory Data Explorer da EPA*

Considerando que, de acordo com a EPA, durante todo o período em questão as atividades relacionadas ao setor de energia, principalmente queima de combustíveis fósseis, responderam pela maior parte das emissões de GEE, podemos considerar a queima desses combustíveis como fator dominante na evolução histórica das emissões totais dos Estados Unidos.

O segundo indicador escolhido para exame da situação americana foi o de intensidade energética, que expressa a quantidade de energia necessária para a produção de uma unidade monetária do PIB. Este indicador está em declínio médio de 2% ao ano desde o início dos anos 1970. Ou seja, há mais de quatro décadas tem havido melhor eficiência na utilização de energia para a geração de riqueza no país. Dentre os fatores que contribuíram para este declínio estão o baixo crescimento populacional, o estabelecimento de padrões de eficiência de veículos até 2025, ganhos de eficiência no setor elétrico e desligamento de geradores antigos e menos eficientes – tendo em vista a menor demanda por eletricidade e regulações ambientais mais rígidas. O gráfico 2 abaixo ilustra que a tendência de queda se estenderá até o ano de 2040.

Gráfico 2 – Consumo primário de energia por unidade (dólar) do PIB (1950 – 2040)



Fonte: EIA – Annual Energy Outlook 2013

O terceiro e último indicador analisado foi o de dependência energética, que também vem declinando. Em 2005, as importações líquidas de energia representavam 30% do total da energia consumida e passaram para um patamar de 13% em 2013. Além disso, projeções da EIA revelam que há grandes chances de os EUA deixarem de ser importadores líquidos de energia entre 2020 e 2030. O contínuo crescimento da produção doméstica de petróleo e gás natural, além do maior uso das energias renováveis, combinados com maior eficiência pelo lado da demanda, estão entre os fatores que explicam essa trajetória da dependência energética norte-americana.

Sem dúvida, os instrumentos de política energética adotados durante o governo Obama exerceram um peso importante nas mudanças estruturais do setor de energia dos EUA. Reconhecendo a importância das decisões tomadas para o resto do mundo, ao assumir o governo em 2009, Barack Obama estruturou sua política energética, diferentemente de governos anteriores, a partir da conjugação de dois objetivos principais: redução da dependência energética e adesão ao combate às mudanças climáticas globais. Os esforços empenhados, por exemplo, nos incentivo às fontes renováveis e à fixação de novos padrões de eficiência energética foram peças-chave no sucesso de sua política energética e culminaram com os compromissos assumidos formalmente pela primeira vez no Acordo de Paris.

A estratégia intitulada “All of the above energy” escolhida por Barack Obama colocou as dimensões ambiental e energética em um mesmo patamar. Como se sabe, conciliar essas duas variáveis não é uma tarefa fácil, no plano político-institucional, visto que os combustíveis fósseis cumprem um papel importante na evolução da oferta de energia norte-americana e são fortemente amparados por sólidas estruturas empresariais.

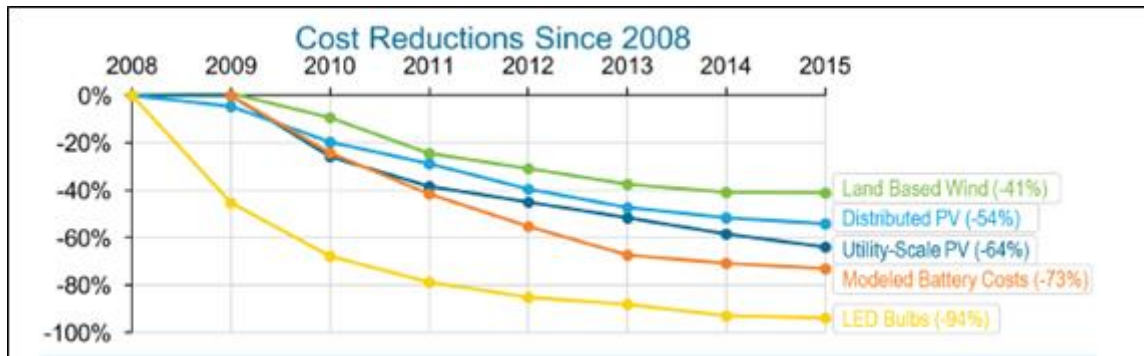
Após rejeição de ampla reforma energética proposta em 2009 – inicialmente aprovada na Câmara e posteriormente derrotada no Senado – Barack Obama anunciou um conjunto de iniciativas para combater o aquecimento global, com medidas para reduzir as emissões de carbono, preparar os Estados Unidos para os impactos das mudanças climáticas e fortalecer a cooperação internacional para lidar com o problema. Obama privilegiou as ações no âmbito do próprio Executivo de modo a evitar o enfrentamento com o Legislativo que marcou seu primeiro mandato. Mesmo tendo conseguido se librar dos desgastes do enfrentamento, as opções se tornaram mais restritas e também mais propícias a questionamentos legais.

Apesar da preocupação ambiental, a matriz energética dos EUA ainda é majoritariamente fóssil e o país tem produzido mais petróleo e gás natural em direção à maior segurança energética. Mas essa produção, por sua vez, tem se dado de maneira mais segura e responsável: como resposta ao vazamento de petróleo no Golfo do México em 2010, foram implementadas as mais rigorosas reformas na regulação da produção offshore da história dos EUA com salvaguardas para proteção do meio ambiente.

Além disso, o aumento da produção doméstica de petróleo se deu em conjunto com outras ações implementadas pela administração Obama que foram imprescindíveis na retomada do controle sobre a segurança energética norte-americana. Assim que chegou ao poder o presidente adotou a estratégia de incentivar a comunicação direta entre a EPA (Environmental Protection Agency) e o Departamento de Transportes para que pudessem trabalhar juntos à indústria automobilística para desenvolverem standards de economia de combustíveis em automóveis e caminhões. Como mais de 70% do petróleo utilizado pelo país é direcionado para o setor de transportes, esses investimentos em veículos mais eficientes contribuíram para a redução do consumo de petróleo.

Com relação ao avanço no fornecimento de energia limpa, a administração Obama implementou um volume de investimentos jamais feito por outro presidente norte-americano, além de propor iniciativas para o avanço do desenvolvimento desse tipo de energia no país. Em 2014, a geração solar já era 20 vezes maior do que em 2008, quando o presidente Obama foi eleito, e a geração eólica havia sido multiplicada por 3. Como consequência dos fortes investimentos e incentivos nas fontes renováveis, tem havido queda nos custos dessas tecnologias (gráfico 3).

Gráfico 3 – Redução dos custos das tecnologias de geração de energia limpa (2008-2015)



Fonte: Department of Energy, 2016

O gráfico 3 acima ilustra as quedas significativas nos custos das tecnologias de geração limpa. Geração eólica *onshore*, geração solar fotovoltaica, lâmpadas de LED e baterias para veículos elétricos tiveram reduções entre 41% e 94% em seus custos. Essa queda nos custos permitiu adoção em maior escala dessas fontes assim como desenvolvimento de todas elas em território norte-americano.

Dentre os benefícios adquiridos com a maior participação das renováveis na geração de energia dos EUA está a criação de novas oportunidade de negócios. Em 2014, de acordo com o Department of Energy (DOE), o setor de manufaturas para turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos, baterias de íons de lítio, e LEDs adicionou US\$ 3,8 bilhões à economia norte-americana.

A política energética do governo Obama também deixa como legado os ganhos em eficiência energética conquistados desde 2009: as mais de 40 normas criadas serão responsáveis por uma economia de energia referente à produção de 96 centrais elétricas até 2030. Presidentes anteriores jamais alcançaram tamanha redução.

Adicionalmente, em agosto de 2015, o presidente Barack Obama e a EPA anunciaram o *Clean Power Plan*, que representou um passo histórico importante na redução das emissões de carbono das centrais elétricas e, conseqüentemente, no combate às mudanças climáticas. O *Clean Power Plan* consistia em padrões rígidos para essas plantas de geração de eletricidade, além de metas personalizadas para os estados norte-americanos reduzirem as emissões de GEE. Nunca antes haviam sido estabelecidas metas de emissões para as usinas de energia elétrica. Além disso, com o *Clean Power Plan*, seria esperado um aumento de 30% em 2030 da geração a partir de fontes renováveis. Este plano sinalizava ao resto do mundo que os EUA estavam empenhados para liderar os esforços globais para enfrentar as mudanças climáticas.

A administração Obama também realizou outros esforços visando reduzir as emissões de carbono e outros gases causadores do efeito estufa. Foram estabelecidas normas que pretendiam dobrar a economia de combustíveis de

veículos leves até 2025, assim como melhorar a eficiência de caminhões médios e pesados. Também foram desenvolvidas estratégias para reduzir as emissões de metano, com regras para exploração de novas reservas de petróleo e gás e também desenvolvimento de tecnologias que permitissem detectar e mensurar as emissões deste gás.

A chegada de Donald Trump à Casa Branca se constitui numa ameaça à continuidade das políticas e dos instrumentos adotados durante a Administração Obama? Essa questão tem sido levantada de forma recorrente em função das primeiras medidas adotadas no primeiro semestre do atual governo.

O primeiro sinal foi dado em março deste ano, quando Donald Trump assinou um decreto para acabar com o *Clean Power Plan*. Antes disso, já havia sido aprovada pelo presidente a continuidade da construção dos polêmicos oleodutos de Keystone XL e de Dakota Access, projetos barrados por Barack Obama devido a questões ambientais. Adicionalmente, a escolha dos secretários e demais membros do governo dava sinais de que as políticas climática e energética estabelecidas durante a administração Obama encontrariam forte oposição no atual governo. Ao pôr fim à “guerra ao carvão”, Donald Trump provocou uma reviravolta nas prioridades energéticas e ambientais dos EUA.

Essas escolhas culminaram na recente decisão de retirar os EUA do Acordo de Paris. Além disso, ainda são esperadas medidas visando abertura de terras federais para perfuração de petróleo e gás natural e exploração do carvão; a eliminação de regulações rígidas para controle de metano em perfurações domésticas; e também a redução de subsídios e outros incentivos às fontes renováveis.

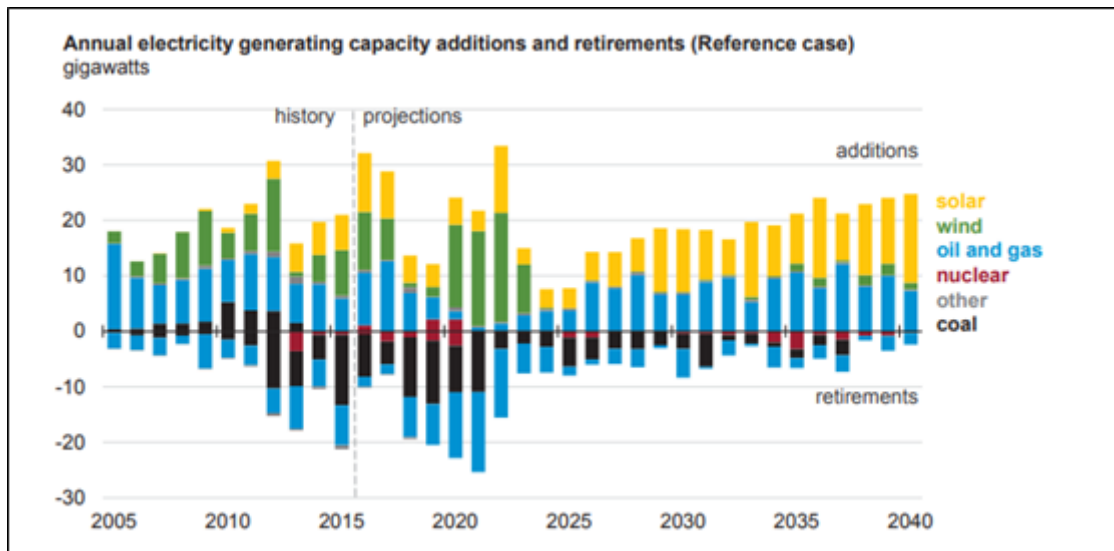
Tais medidas adotadas nos primeiros meses da administração Trump podem se constituir em crescentes fontes de incerteza, especialmente por sinalizar que decisões que foram adotadas como uma política de Estado possam tão rapidamente serem revistas por um novo governo. Apesar da forte inflexão anunciada por Trump no que concerne à política energética, ainda há motivos para crer que uma parcela considerável das diretrizes adotadas por Obama será mantida.

A administração Trump terá que lidar com as forças do mercado de energia já em intensa transformação. Até 2015 as centrais elétricas norte-americanas estavam emitindo GEE a níveis 27% inferiores àqueles de 2005, o que representa quase a totalidade da meta de redução estabelecida pelo *Clean Power Plan*, de 32% até 2030. Essa queda nas emissões deve-se principalmente ao desligamento de plantas movidas à carvão, que, por sua vez, foi puxado pelo barateamento do gás natural explorado através de *fracking* assim como do significativo crescimento da geração de eletricidade a partir das fontes solar e eólica.

A geração renovável, principalmente as fontes solar e eólica, tem crescido na medida em que caem seus custos, puxados pela redução nos preços de equipamentos e baterias, tornando-as competitivas com a geração por fontes convencionais. No gráfico abaixo extraído do *Annual Energy Outlook 2017* da

EIA, é clara a tendência de aumento da capacidade instalada das fontes eólica e solar: é esperado incremento de aproximadamente 70 GW de nova capacidade para essas fontes entre 2017 e 2021, puxado pela queda dos custos de capital e disponibilidade de créditos fiscais. Além disso, após 2030 a adição de capacidade de geração solar representará mais de 50% dos novos incrementos de capacidade entre 2030 e 2040.

Gráfico 4 – Evolução da capacidade instalada de geração de eletricidade

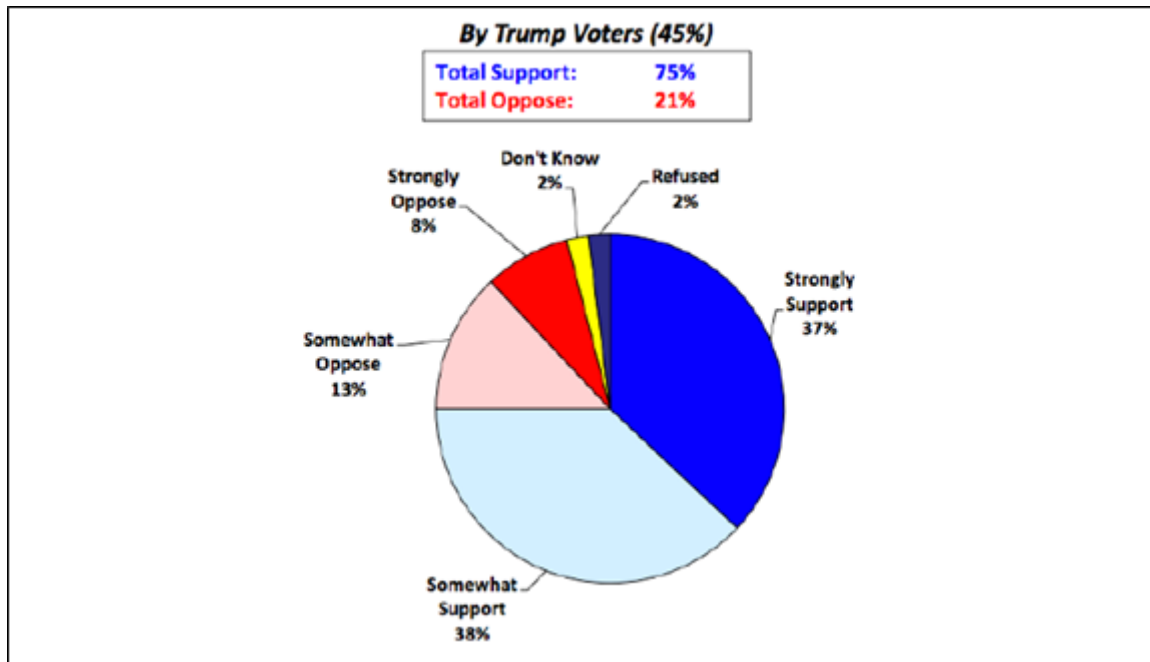


Fonte: EIA (2017)

Outro dado relevante é o da criação de empregos na indústria das energias renováveis. Segundo *The Solar Foundation*, em 2015, por exemplo, a indústria solar gerou mais de 200.000 empregos, 20% a mais do que no ano anterior e 1% de todos os empregos criados nos EUA naquele ano. Para efeito de comparação, os setores de extração de petróleo e gás natural fecharam o ano tendo gerado aproximadamente 185.000 postos de trabalho.

Os cidadãos norte-americanos, no geral, têm apoiado a geração de energia limpa nos EUA, independentemente de partido político. Dentre os eleitores de Donald Trump, por exemplo, 75% deles apoiam a realização de esforços para acelerar o desenvolvimento e uso de energia limpa no país. O gráfico 5 ilustra os resultados para a pergunta “você apoia ou se opõe às ações que visam acelerar o desenvolvimento e uso de energia limpa no país?” que fazia parte de uma pesquisa recente realizada por *Public Opinion Strategies*. 37% dos eleitores responderam que são fortemente favoráveis à realização dessas ações enquanto somente 8% se disseram fortemente contra. Isso mostra que a questão do desenvolvimento das energias renováveis deixou de ser partidária e pode vir a ser mais um obstáculo a ser enfrentado por Donald Trump ao tentar frear este avanço.

Gráfico 5 – Opinião dos eleitores de Trump a respeito do desenvolvimento e uso de energia limpa nos EUA



Fonte: Greentech Media

Por fim, tendo em vista um sistema energético altamente descentralizado e um sistema federativo forte, vários estados norte-americanos já são importantes atores no combate às mudanças climáticas e nos esforços ligados à transição energética. Grande parte deles tem estabelecido metas próprias de redução de emissões, assim como de investimentos em eficiência energética. Portanto, muitos estados estão em desalinhamento com as decisões tomadas pela Casa Branca e têm dado voz aos seus descontentamentos com o atual presidente. A chamada *U.S. Climate Alliance* é a mais recente demonstração da força dos estados norte-americanos: os 12 estados e 211 cidades participantes se mantêm comprometidos com as metas do Acordo de Paris, apesar da decisão do presidente.

Neste sentido, a Administração Trump terá que lidar, adicionalmente, com a força dos estados, com o fortalecimento do consenso global acerca da necessidade em se combater as mudanças climáticas e com a nova realidade dos mercados de energia puxados pela indústria de bens e equipamentos produzidos para o desenvolvimento de tecnologias mais limpas. Esses são os principais obstáculos que se colocam à sua frente e que podem deixar o atual governo norte-americano mais isolado politicamente, limitando a reversão dos compromissos de Estado de longo prazo já assumidos pelos EUA.

Previsão de demanda de combustíveis veiculares no Brasil até 2025 e emissões de CO₂

Por Niágara Rodrigues, Luciano Losekann e Getulio Silveira Filho

O segmento de transporte rodoviário brasileiro dispõe de condição única com parcela significativa da frota capaz de utilizar outros combustíveis além da gasolina e do óleo diesel, como etanol, biodiesel e, em menor escala, o gás natural veicular (GNV). Apesar da presença dos biocombustíveis o setor de transportes é responsável por uma grande parcela das emissões dos gases causadores do efeito estufa (GEE) no Brasil, sendo a gasolina responsável por 34% das emissões de combustíveis líquidos e o óleo diesel 62%.

Na 21^a Conferência das Partes (COP21) em Paris, o Brasil assumiu o compromisso voluntário de adotar medidas para reduzir as emissões de GEE em 37% em 2025 e 43% em 2030 em relação as emissões de 2005, com o objetivo de contribuir para que a temperatura média global não aumente 2°C acima dos níveis pré-industriais. Para atender tal objetivo o Brasil estipulou a meta de aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética para 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, o que inclui o aumento da oferta de etanol e biodiesel (MRE, 2015).

Todavia, chama a atenção o expressivo crescimento do consumo de combustíveis para transporte nos últimos anos. O consumo agregado de gasolina e óleo diesel dobrou de 2000 para 2013, crescendo a uma taxa de 4% ao ano (ANP, 2017a), e, apesar da taxa de crescimento da demanda ter diminuído com a crise brasileira, o consumo apresentou crescimento médio superior ao Produto Interno Bruto (PIB) entre os anos 2010 e 2015.

Esse crescimento pode ser explicado por fatores como o crescimento da renda, taxas de juros mais baixas para a aquisição de automóvel, criação de novas linhas de créditos destinadas a financiar a compra de ônibus e caminhões e preços dos combustíveis abaixo do nível internacional. Os efeitos dessas medidas passam pelo agravamento dos congestionamentos nas grandes cidades e, principalmente, por uma alteração significativa nas condições de suprimento no mercado brasileiro de combustível. Nesse período a capacidade de refino não acompanhou o mesmo ritmo do consumo de combustível e, em 2012, a importação de gasolina A atingiu seu máximo histórico de 4 bilhões de litros, e a importação de óleo diesel atingiu 11 bilhões de litros em 2014 (ANP, 2017b).

Frente à importância do consumo de combustíveis para o setor de transporte nacional, e dos desafios impostos pela perspectiva de crescimento da demanda e de limitações pelo lado da oferta e das preocupações de caráter ambiental, o presente artigo realizou um exercício de projeção do consumo de combustível do segmento rodoviário para o horizonte 2017 a 2025 em dois cenários de preço e renda para avaliar a evolução do balanço entre oferta e demanda dos combustíveis e das emissões de CO₂.

Projeção da Demanda e emissões de CO₂

Para projetar a demanda dos principais combustíveis veiculares no horizonte 2017 a 2025 foram utilizados os parâmetros estimados em Rodrigues et al (2017). As variáveis utilizadas para explicar o consumo dos combustíveis automotivos foram os seus respectivos preços e os preços dos combustíveis substitutos, o PIB como *proxy* da renda e a frota estimada de veículos circulantes.

Para quantificar as emissões de dióxido de carbono (CO₂) foi aplicado o *Tier 1* do IPCC (2006) que é baseado no conteúdo de carbono dos combustíveis consumidos no transporte rodoviário, como segue:

$$ECO_{2it} = \sum (e_{it} * FE_{it})$$

em que ECO_{2it} é o somatório das emissões em t CO₂eq do combustível i no período t , e_{it} é o consumo projetado em GJ do combustível i no período t , e FE_{it} é o fator de emissão em tCO₂/GJ do combustível i no tempo t . Também foram calculadas as emissões evitadas pelo uso de etanol hidratado substituindo a gasolina A e as emissões evitadas pela mistura do etanol anidro à gasolina C e do biodiesel ao diesel. Para o cálculo das emissões evitadas considerou-se que 1 litro de gasolina C equivale a 0,92 litros de gasolina A, 1 litro de etanol equivale a 0,66 litros de gasolina A, e o volume de 1 litro de diesel é equivalente ao mesmo volume do biodiesel.

A Tabela 1 resume todos os fatores considerados no cálculo das emissões de CO₂ de cada combustível.

Tabela 1. Fator de Emissão de CO₂ por Combustível em kg CO₂eq/m³

Combustível	Até 2016	Projeção 2017 - 2025
Gasolina	2.676	2.676
Etanol Anidro	436	345
Etanol Hidratado	417	330
GNV	1.999	1.999

Fonte: Elaboração própria com base em MMA (2011), Macedo et al (2008), Gazzoni (2014), Weiss et al (2000) e Nogueira (2011).

Para projetar as emissões no horizonte até 2025, foram traçados 2 cenários, denominados de Baixo Carbono e Alto Carbono. A Tabela 2 resume as premissas adotadas na projeção [1] de cada variável.

Tabela 2. Premissas dos Cenários Baixo Carbono e Alto Carbono

Variável	Cenário Baixo Carbono		Cenário Alto Carbono	
	2017 - 2020	2021 - 2025	2017 - 2020	2021 - 2025
Preço gasolina (aumento)	11% a.a	2% a.a	16% a.a	6% a.a
Preço relativo etanol/gasolina	65%		75%	
Economia com GNV	30%		60%	
PIB	1,4% a.a	3,5% a.a	1,8% a.a	4,5% a.a
Frota	1,4% a.a	1,2% a.a	11,9% a.a	8,2% a.a

Fonte: Elaboração Própria com base em (IEA, 2016)

Para avaliar o balanço de suprimento dos combustíveis, fez-se uso das projeções de oferta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026 (MME, 2017).

O balanço dos principais combustíveis (Tabela 3) indica que o País deverá continuar como importador líquido durante todo o período de projeção de Gasolina A nos dois cenários e de óleo diesel no Cenário Alto Carbono. No Cenário Baixo Carbono, haverá excedentes exportáveis de diesel apenas no horizonte 2017 – 2020. Este resultado sinaliza que haverá espaço para construção de novas refinarias até 2025, mesmo que não estejam contempladas no planejamento oficial brasileiro (PDE 2026). No entanto, para que isso ocorra, é necessário que a expectativa de atratividade seja favorável para atores privados, dadas as limitações financeiras da Petrobras. Nesse sentido, é fundamental a consolidação da política de precificação alinhada ao mercado internacional de derivados.

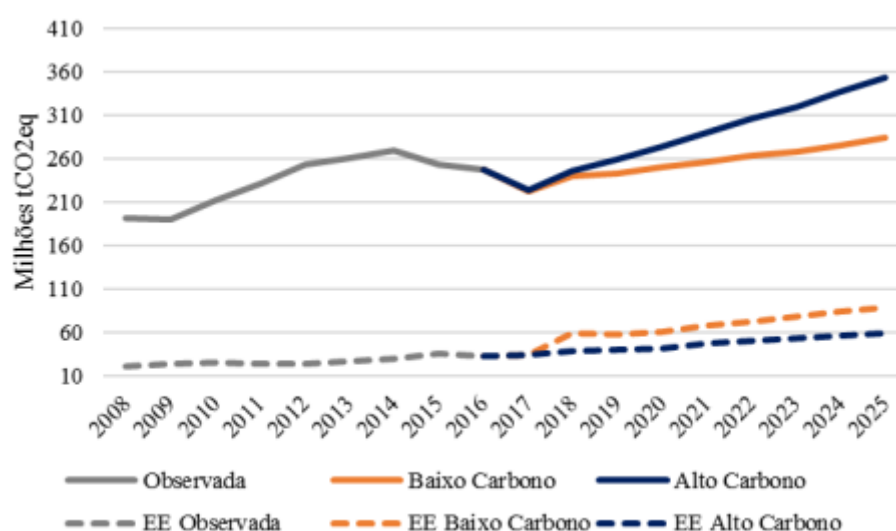
Tabela 3. Balanço Nacional da Demanda e da Produção de Gasolina A e Etanol

Combustível	Bilhões de litros	Observado	Baixo Carbono		Alto Carbono	
		2016	2017 -2020	2021 -2025	2017 -2020	2021 -2025
Gasolina A	Produção	26,5	112,4	136,9	112,4	136,9
	Demanda	31,4	126,0	167,1	127,1	172,4
	Balanço	-4,9	-13,7	-30,1	-14,7	-35,5
Diesel	Produção	45,4	203,2	269,8	203,2	269,8
	Demanda	50,5	193,2	280,8	208,1	359,4
	Balanço	-5,1	10,0	-11,0	-4,9	-89,6
Etanol	Produção	28,7	127	196	127	196
	Demanda	26,2	103,2	150,3	105,1	161,5
	Balanço	2,5	23,8	45,7	21,9	34,5
Biodiesel (Consumo Obrigatório)	Produção	3,8	30,9	41,7	30,9	41,7
	Demanda	3,5	17,7	36,7	19,1	47,1
	Balanço	0,3	13,2	4,9	11,8	-5,5

Fonte: Resultados da Pesquisa e MME (2017)

As emissões projetadas de CO₂ do segmento automotivo para os cenários de Alto Carbono e Baixo Carbono, e as emissões evitadas podem ser observados na Figura 1.

Figura 1. Emissões de CO₂ agregadas em Milhões tCO₂eq e Emissões Evitadas (EE) no Cenário Alto Carbono e Baixo Carbono



Fonte: resultados da pesquisa

A competitividade dos biocombustíveis e o ritmo de crescimento econômico têm forte influência na dinâmica de emissões de GEE. No cenário de Baixo Carbono,

as emissões projetadas crescem moderadamente e alcançam nível semelhante ao de 2014 (283 milhões de tCO₂eq) no final do período de previsão. Já no cenário de Alto Carbono, as emissões aumentariam significativamente, saltando de 247 milhões de tCO₂eq, observadas em 2016, para 352 milhões de tCO₂eq em 2025. Verifica-se também que no Cenário de Baixo Carbono serão evitadas as emissões de 426 milhões de tCO₂eq, enquanto no cenário de Alto Carbono podem ser evitadas 276 milhões de tCO₂eq entre 2017 a 2025.

Conclusão

As previsões de demanda para 2017-2025 apontam para crescimento significativo do consumo de combustíveis, principalmente no Cenário de Alto Carbono. Nesse cenário, o Brasil experimentaria importações expressivas de diesel e gasolina. A ampliação da refinaria RNEST em 2020 não será suficiente para atender a demanda doméstica, deste modo, há espaço para a entrada de novas refinarias no horizonte estudado, ainda que não seja contemplado no planejamento oficial do governo, o PDE 2026. Nesse sentido, é imprescindível a criação de incentivos que estimulem investimentos privados e a entrada de novos agentes no segmento de refino, em virtude da política de desinvestimento da Petrobras, que passa por reestruturação financeira e terá dificuldades de ampliar os investimentos no refino. Nesse esforço, a transparência na formação dos preços dos derivados e a convergência a preços internacionais são importantes para reduzir o grau de incerteza e justificar investimentos intensivos em capital e com longo tempo de maturação.

É preciso também levar em conta que a crescente necessidade de importação dos derivados impõe desafios para a infraestrutura portuária e logística de transporte e armazenamento, que também carecem de investimentos, historicamente, atrelados à Petrobras. Hoje já existem gargalos na malha dutoviária, que tendem a se agravar com as projeções apresentadas nesse artigo.

O volume de emissões evitadas com o uso dos biocombustíveis é função direta das políticas públicas adotadas. Então, políticas que visem a manutenção dos investimentos na produção do etanol são importantes para manter as condições de oferta deste biocombustível, além da manutenção do preço do etanol competitivo frente a gasolina, que pode ser realizado via diferenciação tributária, por exemplo.

Apesar do aumento da participação dos biocombustíveis, a elevada participação relativa do óleo diesel na matriz de transporte rodoviário pressiona as emissões de CO₂. Então, uma política de transporte que priorize a diversificação de modais, com o transporte coletivo como modal substituto aos transportes de passageiros individuais, e a priorização do modal ferroviário em detrimento do rodoviário, será fundamental para a redução do consumo de combustíveis fósseis e emissões de gases poluentes.

A venda em escala comercial de veículos elétricos e híbridos no Brasil também pode contribuir para redução das emissões de gases poluentes, pois os carros elétricos existentes reduzem as emissões de carbono em 54% em comparação com os de gasolina, e esse número aumentará à medida que os carros elétricos se tornarem mais eficientes. Mas para que isso ocorra será necessário criar

política de incentivo a disseminação de tecnologias veiculares elétricas e híbridas para baratear o custo de aquisição desses veículos. Todavia, no planejamento oficial brasileiro (PDE 2026) não há sinalização de que essa transição energética ocorrerá no horizonte até 2026, indo na contramão da recente, porém crescente, lista de países que decidiram banir a venda de automóveis a combustão interna nos próximos 25 anos.

As estimativas de analistas do setor para a frota elétrica daqui a 23 anos oscilam entre 5% a 14% do total de veículos mundiais, contra os atuais 1%. Mas as previsões estão rapidamente sendo revisadas para cima a medida que as baterias ficam mais baratas (desde o ano 2000 houve queda de 73% no custo das baterias de íons de lítio). E os compromissos firmados no Acordo de Paris de cortes nas emissões de gases causadores do efeito estufa levaram os governos de países como a França e o Reino Unido a dar incentivos fiscais para acelerar a transição, além de estabelecer a proibição da venda de automóveis a combustão interna em 2040. Enquanto o Brasil carece de políticas de incentivo para a modalidade de veículos elétricos.

Por outro lado, as trajetórias majoritariamente positivas do consumo dos combustíveis fósseis (gasolina e óleo diesel) no Brasil são consequência direta da falta de coordenação das políticas adotadas. Tanto as renúncias fiscais, como a redução da alíquota do IPI no setor automobilístico e a redução da CIDE no preço da gasolina e óleo diesel, como o Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE) incentivaram o aumento da demanda por transporte individual e a renovação da frota.

Apesar do foco do PROCONVE ser o estabelecimento de limites máximos dos poluentes pelos veículos automotores, a frota de veículos pesados mais do que triplicou ao longo das fases do Programa. A entrada em vigor de limites de emissão mais restritivos definidos nas duas últimas fases (P-6 em 2009 e P-7 em 2012), que instituiu limite para o teor de enxofre (S) do óleo diesel de 50 ppm (partes por milhão) em 2009 e 10ppm em 2013, levou a um processo de adequação tecnológico do motor que equipa os veículos pesados. As alterações tecnológicas e a venda do óleo diesel S50 e S10 no país resultou na renovação da frota de veículos a diesel.

Referências:

ANP (2017a). Dados Estatísticos. Vendas, pelas Distribuidoras, dos Derivados Combustíveis de Petróleo (m3).

ANP (2017b). Dados Estatísticos. Importação e Exportação (barris).

GAZZONI, D. L. (2014). Balanço de Emissões de CO₂ por Biocombustíveis no Brasil: Histórico e Perspectivas. Embrapa Soja, Série Documentos 344, p. 1-56.

IEA (2016). Key World Energy Trends. Excerpt From: World Energy Balances. OECD/IEA, França, p. 1-19.

IPCC. (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Volume 3: Energy. National Greenhouse Gas Inventories Programme, Edited

by Eggleston, H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., Tanabe K. Published by IGES, Japan.

MACEDO, I. C.; SEABRA, J. E. A.; SILVA, J. E. A. R., (2008). Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020. *Biomass and Bioenergy* 32, p. 582 – 595.

MMA (2011). Primeiro Inventário de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários: Relatório Final. Ministério do Meio Ambiente, Brasília, DF.

MME (2017). Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE.

MRE – Ministério das Relações Exteriores (2015). Participação da Sociedade Civil no Processo de Preparação da Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil ao Novo Acordo sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Relatório Final. Brasil.

NOGUEIRA, L.A.H. (2011). Does Biodiesel Make Sense? *Energy*, v.36, p. 3659-3666.

RODRIGUES, N., LOSEKANN, L. D., SILVEIRA FILHO, G. B. (2017). Análise do Mercado de Combustíveis para Transporte no Brasil: Três Ensaio. Tese (Doutorado em Economia). Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense, Niterói, p. 141.

WEISS, M. A.; HEYWOOD, J. B.; DRAKE, E. M. SCHAFFER, A.; AUYEUNG, F. F. (2000). On the Road in 2020: A Life-cycle Analysis of New Automobile Technologies.

Notas:

[1] Para maiores esclarecimentos sobre as premissas do modelo de demanda e as hipóteses dos Cenários de Alto Carbono e Baixo Carbono consultar Rodrigues et al (2017).

Setor elétrico: lições estratégicas da China para o Brasil

Por Renato Queiroz

“Se quer plantar para poucos dias, plante flores. Se quer plantar por muitos anos, plante uma árvore. Se quer plantar para a eternidade, plante ideias.”
Proverbio Oriental.

O atual século reflete o rápido desenvolvimento estratégico da política energética da China. Os investimentos em energia sob um cunho geopolítico chinês incluem projetos energéticos, parcerias e aquisições de empresas em países ao redor do mundo, fortemente na América do Sul e sobretudo no Brasil. A China, hoje, é um peso pesado no setor de energia global com um menu diversificado de fontes energéticas na sua matriz: petróleo, gás, carvão, nuclear, eólica e solar.

Esse país, seguindo sua meta estratégica, mesmo sob uma pressão mundial de diminuição das emissões de CO₂, produz e consome muito carvão. Essa fonte responde por cerca de 60% de sua matriz energética, contra 25% para a média mundial. Assim, por consequência, a China também é campeã da poluição do ar. A qualidade do ar em certas cidades chinesas é muito ruim. Mas para que o crescimento econômico fosse acelerado, como ocorreu nas últimas décadas, o suprimento energético para atender à industrialização talvez tenha sido propositalmente planejado, sem priorizar as consequências maléficas em relação ao clima do planeta e até mesmo em relação à saúde de sua população. Parece que foi uma tática que o país, em uma primeira fase, programou: crescimento econômico com altas taxas do PIB, uma forte industrialização e utilizando fontes energéticas tradicionais.

Em um segundo momento, dentro de seu planejamento energético, a China implementou investimentos em energias renováveis. Atualmente a produção de energia solar do país mais que dobrou em 2016, sendo os chineses os maiores geradores mundiais de energia solar em termos de capacidade. Cabe ainda assinalar que a China é também um líder mundial em termos de plantas instaladas de energia eólica. O resultado é que hoje os chineses são os maiores produtores e consumidores mundiais de energia.

Um outro segmento importante, para exemplificar como a China tem um planejamento energético estratégico, é a sua inserção no mercado mundial de petróleo. A China tem um nível de importação mensal de petróleo que oscila entre 8 a 9 milhões de barris/dia e usou com habilidade a diversificação de seus fornecedores. Hoje os chineses têm 3 grandes fornecedores: Rússia, Arábia Saudita e Angola. Além desses, também exportam petróleo para a China o Irã, o Iraque e Omã. Enfim, há um leque de fornecedores que traz uma maior diversificação na cadeia de fornecimento (1)

Dentro das estratégias externas da China, o Brasil é um país que atrai um forte interesse das empresas chinesas. A Câmara de Comércio e Indústria Brasil-China aponta que, em relação aos segmentos de petróleo e energia elétrica, já existem empresas chinesas bem posicionadas, como a CNPC e CNOOC que, inclusive, são sócias da Petrobras. Observa-se, ainda, que as petroleiras chinesas Sinochem e Sinopec também buscam aportar mais investimentos no Brasil.

No setor elétrico brasileiro, a State Grid e China Three Gorges cresceram rapidamente a sua participação no *ranking* das empresas chinesas que atuam nesse segmento. Os movimentos empresariais chineses são tão rápidos que fica difícil acompanhar as alterações no mapa das participações das empresas chinesas no país. Em 2016, por exemplo, a State Grid, adquiriu a CPFL. A China Three Gorges comprou hidrelétricas da Cesp e ativos da Duke Energy. Em junho desse ano, a Eletrobras informou ao mercado que a Eletrosul e a Shanghai Electric Power Transmission and Distribution Engineering assinaram acordo preliminar, envolvendo a transferência de projetos de transmissão de energia no Rio Grande do Sul. A State Power Investment Corp (SPIC) sinalizou à Cemig e à Odebrecht, que compartilham o controle da usina, o interesse por uma parte na hidrelétrica de Santo Antônio(2).

Segundo a Câmara de Comércio e Indústria Brasil-China, há outras empresas chinesas menos conhecidas do mercado brasileiro que se interessam pelo nosso mercado energético, como Huaneng, Huadian, e Guodian. O presidente da Câmara de Comércio e Indústria Brasil China, Sr Charles Tang, declarou: “com ou sem Lava Jato, a China investe aqui por várias razões: ocupar mercado, ter lucro, exportar sua capacidade excedente, assegurar recursos estratégicos, e por razões geopolíticas internacionais” (Reporter Brasil, 2016).

No setor hidrelétrico, o interesse dos chineses fora das suas fronteiras é grande. A diretora da ONG Internacional Rivers, Stephanie Jensen-Cormier, afirmou que “as empresas estatais chinesas ficaram muito sofisticadas e competitivas na construção de grandes projetos hidrelétricos”. Hoje as empresas chinesas estão envolvidas em mais de 330 projetos em 85 países. (Reporter Brasil, 2016).

Em suma, analisar o segmento energético chinês é entender como se faz um planejamento sob a tônica da estratégia de longo prazo que favoreça o país.

E no setor energético brasileiro? Há estratégias que trazem benefícios para a sociedade brasileira no longo prazo? Afinal o Brasil tem uma tradição de planos de longo prazo que trouxeram resultados importantes. Tem riquezas energéticas também diversificadas. Mas, ultimamente, as decisões no setor elétrico têm buscado solucionar, na maioria das vezes, questões de curto prazo e sem amplos debates com todos os atores envolvidos. A dimensão geográfica do Brasil exige que ações que envolvem a indústria de energia e que trazem reflexos a regiões, estados e localidades devem ser debatidas com as instituições representativas desses locais, sobretudo em um país que se diz democrático. Mas a centralização de decisões no Brasil é uma tradição.

São decisões que parecem sujeitas às ideias de alguns executivos, consultores que atendem à orientação política de um governo. Não há uma visão estratégica de Estado. Nos anos 90 havia um movimento liberal no setor elétrico mundial.

E os países como o Brasil seguiram esses processos. Afinal, havia uma referência de países que estavam nesse caminho na abertura ao mercado do setor elétrico. O próprio Banco Mundial estava envolvido nessa trilha de liberalização do mercado energético. Atualmente a grande referência de política energética mundial é implementar projetos energéticos sem contribuir com o aquecimento global. A sustentabilidade ambiental é o principal vetor que comanda as decisões de política energética. O desafio é conjugar custos acessíveis, segurança energética e menor emissão de CO₂.

Nesse sentido implantar reformas estruturais no setor elétrico somente é compreensível se essas premissas estão no entendimento dos responsáveis pelas proposições de reformas.

No Brasil, após as mudanças estruturais do setor elétrico brasileiro nos anos 90, a busca foi sempre ajustar as regras de comercialização e buscar recursos para cobrir rombos financeiros das falhas regulatórias. Mesmo no chamado “Novo modelo do setor elétrico” estabelecido em 2004 as alterações ao modelo anterior não se constituíram de grandes linhas estratégicas e sim de ajustes regulatórios.

Em tempos passados, o país traçava ações e planos estratégicos de desenvolvimento que se tornaram referências para pesquisas. A par de quaisquer controvérsias ideológicas, somavam-se experiências. Temos vários exemplos a partir dos Governos Vargas e Juscelino e dos próprios governos militares. Em suma, há soluções que são propostas e atendem a determinados segmentos com maior poder junto ao Executivo. A Lei n.º 12.783/13, que criou regras para a renovação das concessões de geração e transmissão de energia, oriunda da Medida Provisória (MP) 579, é um exemplo, amplamente divulgado, do segmento ao qual a lei interessava.

No momento a Nota Técnica “Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico” que embasou a Consulta Pública nº 33 de 05/07/2017 encerrada em 17 de agosto é também um exemplo de proposta com pouco tempo de amadurecimento. Considerada como mais uma Reforma no setor elétrico constitui-se de novas regras regulatórias, incluindo dentro dessas regras, a venda de usinas com reservatórios do Grupo Eletrobras. O item que explicita o assunto é denominado “Proposta de descotização e privatização das usinas cuja energia é atualmente comercializada pelo regime de cotas de garantia física e de potência”.

A falta de visão estratégica nessa intenção é o não entendimento que a fragmentação da coordenação na exploração da grande diversidade hidráulica existente entre as regiões do país é um risco. A organização estrutural existente foi criada por profissionais altamente qualificados que planejaram o parque hidrelétrico brasileiro. Com o tempo, as empresas federais estatais foram se desenvolvendo e funcionando como verdadeiras agências regionais. Quaisquer ajustes para corrigir as distorções para a atuação plenamente dessas empresas, sob esse papel, devem ser implementadas dentro da visão da estratégia e soberania nacional. Essas geradoras federais devem ser o equilíbrio das realidades regionais heterogêneas do País dentro de um sistema de mercado com projetos distintos. Essas plantas com reservatórios fazem parte de um

contexto dos múltiplos usos da água, que, além da geração de eletricidade, envolve o abastecimento público, o saneamento, o transporte fluvial e os sistemas de irrigação. Essas funções devem ser monitoradas sob uma ótica das características regionais por instituições comprometidas com a sociedade brasileira para fazer o melhor uso da água disponível.

Em adição, as plantas hidrelétricas com reservatórios terão a função de *back-up* das usinas de geração intermitentes, permitindo a expansão, em grande escala, trazendo mais segurança ao sistema elétrico, com menos custos e menos emissões. Assim, essas plantas, que são joias raras do setor elétrico do Estado brasileiro, estão sendo consideradas como ativos a serem privatizados. Mas, na realidade, o objetivo dessas vendas é abater uma ínfima parcela de um grande déficit fiscal nacional. Um patrimônio nacional será queimado e a dívida financeira nacional continuará nos mesmos patamares. Mais uma vez serão decisões de curto prazo.

O controle dos reservatórios das hidrelétricas brasileiras está hoje sob o regime de cotas. A decisão de haver vários proprietários, em uma fase de transição para uma matriz com muitas fontes intermitentes, exige um amplo debate com muitas Associações, Instituições, Universidades, entre outros. Na visão técnica, sob a ótica do setor elétrico, essa decisão não pode ser de afogadilho.

A China é um país que traz um exemplo significativo de como implantar estratégias de longo prazo para o setor energético, sob o foco da segurança nacional. O Brasil precisa aprender com os chineses, pois falta um espírito estrategista que vise à segurança energética e à soberania nacional.

Referências:

Araújo, Roberto (2009). O Setor Elétrico Brasileiro. Uma aventura mercantil. Março de 2009. Conselho Federal de Engenharia e Arquitetura e Agronomia – CONFEA.

Bicalho, R, “A Energia do Brasil: Mas que Brasil?”. INFOPETRO, 28.11.2016. Disponível: <https://infopetro.wordpress.com/2016/11/28/a-energia-do-brasil-mas-que-brasil/>

Câmara de Comércio e Indústria Brasil/China. Disponível: <http://www.camarabrasilchina.com.br/>

Repórter Brasil (2016). Quem são os chineses de olho na Amazônia? Disponível: <http://reporterbrasil.org.br/2016/02/quem-sao-os-chineses-de-olho-na-amazonia/>

Notas:

1. Um ponto que os analistas do mercado de petróleo destacam como mais uma engenhosidade chinesa foi o decréscimo das importações de petróleo da Arábia Saudita. A volta das importações da Arábia Saudita nos patamares anteriores poderá, no entanto, incluir o “yuan” como a moeda nessas transações e não o dólar. Quem sabe a introdução do “petroyuan”?

2. Há informações que o acordo para a compra pela SPIC está dependendo da decisão do aumento da garantia física da usina.