
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Novembro/Dezembro de 2015 – Ano 15 – n.5

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados seis artigos:

Desafios para o Brasil no novo cenário do mercado internacional de petróleo, por Edmar de Almeida.

Bioeconomia em construção VII – Por que as oportunidades de inovação no setor sucroenergético não são exploradas?, por José Vitor Bomtempo, Daniella Fartes e Flávia Alves.

Exposições ao risco hidrológico no sistema elétrico brasileiro – evolução e perspectivas, por Diogo Lisbona Romeiro.

As indústrias emergentes e a economia da complexidade, por Miguel Vazquez e Michelle Hallack.

Notas sobre o novo quadro energético mundial, por Ronaldo Bicalho.

As mudanças no marco institucional do gás na Bolívia e as consequências para o Brasil, por Yanna Clara.

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

Diogo Lisbona Romeiro

Doutorando em economia do Instituto de Economia da UFRJ.

Edmar de Almeida

Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais; Mestre em Economia Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro; Doutor em Economia Aplicada pelo Institut d'Economie et de Politique de l'Energie – IEPE – da Universidade Pierre Mendes-France, França; Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e membro do Grupo de Economia de Energia do IE/UFRJ.

José Vitor Bomtempo

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

Michelle Hallack

Pós-doutora pelo Instituto Universitário Europeu, Doutora em Economia pela Universidade de Paris XI, Mestre em Economia Industrial pela UFRJ, Mestre em Economia Aplicada pelas universidades de Paris Sud XI, França e Universidade Pontificia Comillas, Espanha e Economista pela UNICAMP.

Atualmente é professora adjunta da Universidade Federal Fluminense e Pesquisadora Associada do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ

Miguel Vazquez

Ph.D em Engenharia Industrial pela Universidad Pontificia Comillas, Madri. Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

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.

Yanna Clara

Pesquisadora do Grupo de Economia da Energia.

Desafios para o Brasil no novo cenário do mercado internacional de petróleo

Por Edmar de Almeida

O Brasil foi pego no contrapé pela mudança inesperada do contexto do mercado mundial de petróleo. O país se lançou no desafio de desenvolver uma nova fronteira petrolífera, de custo elevado, num contexto de preços altos. Entretanto, a forte queda dos preços a partir do final de 2014 passou a desafiar a sustentabilidade econômica do projeto de expansão da produção de petróleo brasileira. Desta forma, o contexto do mercado mundial de petróleo impõe uma agenda de reflexões e discussões sobre as melhores estratégias para garantir a sustentabilidade econômica do projeto do Pré-sal.

A mudança do cenário do mercado mundial de petróleo

A produção mundial de petróleo aumentou mais do que a demanda a partir do início de 2014. O excesso de oferta de petróleo no mundo ultrapassa os 3 milhões de barris por dia atualmente. Diante do excesso de oferta, trava-se uma batalha econômica para se decidir quem será o *swing producer* que pagará o preço do ajuste. A recusa dos países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), em particular da Arábia Saudita, de reduzir seu teto de produção e jogar seu papel histórico de *swing producer*, exacerbou o nível de incerteza do mercado. Desde então, as especulações sobre o que pode acontecer com a oferta e demanda vêm ditando o ritmo do mercado. Trata-se de uma grande disputa econômica em que os principais atores são os Estados Unidos, a China, a Rússia, a Arábia Saudita e o restante da OPEP.

Os Estados Unidos foram responsáveis pela queda do preço do petróleo no mercado internacional ao aumentarem a produção de petróleo e líquidos de gás natural em aproximadamente 5 milhões de barris por dia (mb/d) entre 2010 e 2014. Ao mesmo tempo, o consumo de petróleo do país manteve-se estável em torno dos 19 mb/d no mesmo período. O resultado foi a redução drástica das importações de óleo de fora da América do Norte colocando enorme pressão sobre a OPEP para buscar mercados alternativos.

Após a queda dos preços do petróleo, a produção de americana mostrou grande resiliência; no entanto, começou a cair de forma moderada a partir de abril de 2015. A produção caiu de um patamar de 9,6 mb/d para 9,3 mb/d em junho de 2015. Esta queda é modesta e se depender dos Estados Unidos, o ajuste no mercado mundial pode demorar muito.

A OPEP não apenas se recusou a jogar o papel de *swing producer*, mas encontra-se, neste momento, totalmente desarticulada para buscar um acordo para a divisão dos custos do ajuste no mercado internacional de petróleo. Na ausência total de uma convergência política e econômica entre a Arábia Saudita e seus aliados (Kuwait e Emirados), o Irã (que tem governo) e o Iraque e Líbia (que não têm governo) impedem um acordo para estabilizar o mercado de

petróleo. A OPEP não apenas não reduziu as cotas de produção de 30 mb/d, mas está produzindo acima dela. A Arábia Saudita produziu 10,56 milhões de barris por dia em junho, o maior valor já registrado para o país.

O acordo nuclear do ocidente com o Irã esteve por trás do colapso e da mínima dos preços no mês de agosto. Certamente, o potencial de oferta de óleo adicional do Irã a partir de 2016 deverá ser um tema a ser equacionado pela OPEP antes que a organização possa atingir um novo equilíbrio político.

Diante da falta de perspectiva de uma convergência política na OPEP, qualquer sinal de fato novo na oferta ou demanda é motivo para correria nos mercados. A recente crise bursátil da China e uma possível queda da demanda naquele país foi motivo para alimentar pressões baixistas. Os possíveis impactos econômicos e políticos da queda das receitas do petróleo em países petroleiros economicamente fragilizados como Rússia, Venezuela e Nigéria também alimentam especulações.

Neste contexto, a volatilidade tende a dominar o mercado internacional. O processo de ajuste via mercado tende a levar tempo e, enquanto isto, os aspectos geopolíticos alimentarão a especulação. Às empresas petrolíferas resta apenas o caminho da prudência e da busca da eficiência operacional.

Desafios do Novo Cenário do Mercado Mundial para o Brasil

A queda do preço do petróleo coloca um enorme desafio para o Brasil. Basicamente, dois grandes problemas surgiram no horizonte. O primeiro é como garantir o equilíbrio econômico e financeiro da Petrobras, com um nível razoável de investimentos da empresa. O segundo é como reduzir o atual patamar de custos de produção de petróleo na área do Pré-sal para um patamar seguro. Obviamente, os dois problemas estão relacionados.

Quanto ao primeiro problema, é importante ressaltar que o setor petrolífero nacional depende da Petrobras. Cerca de 70% dos investimentos atuais são realizados pela empresa. Este patamar de participação nos investimentos pode ser eventualmente reduzido através da venda de ativos pela Petrobras, porém, certamente, a Petrobras ainda capitaneará a maioria dos investimentos no setor petrolífero nacional. Desta forma, um problema de fluxo de caixa da Petrobras pode ocasionar uma desorganização de todo o setor de petróleo e gás no país.

O segundo desafio é o custo. O preço de viabilidade (*break-even*) atual dos projetos da área do *cluster* do Pré-sal encontra-se no patamar entre 50 a 55 dólares por barril. Este não é um patamar seguro para os custos do Pré-sal no atual contexto do mercado mundial de petróleo. Apesar da maioria das consultorias sobre preço de petróleo indicar uma tendência de elevação do preço do Pré-sal para o médio e longo prazos, existem grandes incertezas no horizonte.

O setor energético mundial passa por uma transição. Pelo lado da demanda, existe uma tendência baixista em função da forte penetração de fontes renováveis de energia e possíveis restrições ao consumo de combustíveis fósseis para combater o aquecimento global. Pelo lado da oferta, observa-se a revolução

tecnológica dos não convencionais com uma redução do custo marginal de longo prazo da produção de petróleo em bacias terrestres. Estas duas tendências de longo prazo podem resultar em preços de petróleo menores do que o esperado atualmente.

Diante do exposto, se o Brasil quiser garantir seu espaço como um novo grande exportador de petróleo, a melhor estratégia é buscar um patamar de custos de produção seguro. Ou seja, significativamente abaixo de outras áreas produtoras de petróleo com custo elevado (areias betuminosas do Canadá e Petróleo não convencional na América do Norte). Atualmente, este patamar seguro seria algo em torno dos 30 dólares por barril.

Uma Agenda para a Política Petroleira Nacional

Diante dos novos desafios colocados pelas mudanças no cenário do mercado mundial de petróleo é urgente uma discussão sobre os rumos da política petroleira nacional. A deterioração econômica do setor tem sido muito rápida e exige respostas à altura. É importante ressaltar que a política petroleira atual (materializada nas leis setoriais aprovadas em 2010) foi discutida e implantada em um contexto de preços elevados. Naquele momento, a viabilidade econômica da expansão da produção de petróleo no Brasil era uma questão dada.

No contexto de preços elevados, o valor de mercado da Petrobras atingiu níveis recordes em 2007 superando a Shell. Em 2010, a empresa fez a maior capitalização da história moderna levantando um total de R\$ 120,2 bilhões, sendo R\$ 45,2 bilhões de recursos novos para serem investidos pela empresa. Com a queda de preços do petróleo, somado o escândalo de corrupção, a situação da empresa deteriorou-se rapidamente. A Petrobras tornou-se uma grande fonte de preocupações da sociedade brasileira. A situação da empresa lança uma nuvem de incertezas no antes promissor horizonte de expansão do setor de petróleo.

Muitas razões foram apontadas para justificar o desempenho pior que o esperado da Petrobras: baixa eficiência operacional; custos excessivos em função das restrições colocadas pela política de conteúdo local; excesso de intervencionismo do governo na empresa, em particular no que tange ao controle de preços; dentre outras. Entretanto, o debate tem dificuldade de hierarquizar os fatores que determinam o atual contexto econômico do setor petrolífero nacional.

É importante clarear o horizonte do setor petróleo e afastar as incertezas em torno da sustentabilidade econômica da Petrobras. Para isto, será importante uma política setorial que deixe claro que a prioridade para o país é o cumprimento das metas de produção de petróleo e gás já estabelecidas e contratadas pelas empresas. Mesmo com as sucessivas revisões para baixo, a manutenção dos investimentos da Petrobras no patamar de 20 bilhões de dólares representa um enorme desafio.

Caminhos para a Sustentabilidade dos Investimentos da Petrobras

É necessário um posicionamento firme do governo de que a política de preços dos combustíveis estará alinhada com o objetivo da expansão. A falta de uma política clara para a precificação dos derivados e a manutenção dos preços abaixo do nível internacional não apenas sacrifica o caixa da Petrobras. O risco do desalinhamento dos preços doméstico afugenta investidores privados da área de refino de petróleo. Neste contexto, a Petrobras passa a ser a única empresa com a responsabilidade de investir no *downstream* e garantir o abastecimento nacional de combustíveis. Portanto, é fundamental buscar caminhos para que outras empresas possam investir no *downstream*, inclusive em parceria com a Petrobras. Isto dará mais fôlego à empresa para seus investimentos na área do Pré-sal.

Com o forte crescimento da demanda de derivados no Brasil, a Petrobras foi obrigada a se lançar em uma dupla frente de investimentos, no refino e no aumento da produção de petróleo. O principal motivo para o desempenho econômico preocupante da Petrobras está no ritmo e prioridades dos investimentos da empresa. As elevadas necessidades de investimento do segmento *downstream* ameaçaram a sustentabilidade econômica da Petrobras e, por consequência, sua capacidade de aproveitar as oportunidades *upstream*.

Num contexto de crise financeira da Petrobras, as empresas parceiras também serão forçadas a reduzir seus esforços de investimento, a não ser que a Petrobras opte por reduzir fortemente suas participações no *upstream*, o que não seria desejável do ponto de vista estratégico e econômico para a empresa. Neste sentido, é fundamental uma revisão da atual política de preços de derivados de petróleo no Brasil de forma a garantir um alinhamento com o mercado internacional, permitindo-se uma redução de riscos para uma participação privada no segmento de refino e importação de derivados.

Além de uma política que contribua para reduzir as restrições financeiras da Petrobras, é importante reconhecer que o tamanho e a complexidade do programa de investimentos da Petrobras exigem um nível de gestão operacional, financeira e tecnológica de excelência. É fundamental melhorar a qualidade da relação entre a União e a Petrobras. Se, por um lado, a Petrobras representa um importante instrumento para a implementação de políticas públicas de interesse nacional, por outro lado, é fundamental que a empresa possa mobilizar livremente seus excelentes recursos humanos, tecnológicos e empresariais.

Uma Agenda para Redução dos Custos de Produção

Para viabilizar reduções significativas de custo e aumento dos investimentos no Pré-sal será fundamental que as empresas busquem novas estratégias tecnológicas e econômicas, além de um ambiente regulatório que facilite a implantação das estratégias para redução de custos. Para isto, vários desafios econômicos e regulatórios deverão ser enfrentados. Dentre muitos problemas, três são mais importantes para uma agenda de sustentabilidade dos investimentos: i) eliminação das restrições para que empresas privadas operem

campos no Pré-sal; ii) redução dos custos regulatórios associados à diversidade de contratos e regimes fiscais existentes na área do Pré-sal; iii) aprimoramentos da política de conteúdo local.

A regra de operadora única contribui para reduzir a competição no mercado de exploração e produção brasileiro, tornando o mercado fornecedor de apenas um comprador. Desta forma, esta regra implica ausência do principal ingrediente para a redução de custos em qualquer mercado, a concorrência. Com uma operadora única, não existe a confrontação entre diferentes estratégias tecnológicas e comerciais. Além disto, esta regra reduz o nível de investimentos ao restringir o ritmo de investimento à capacidade econômica da Petrobras.

A diversidade de regimes fiscais também representa um desafio importante. Atualmente, existem vários campos em desenvolvimento na área do Pré-sal sob o regime de concessão, cujo reservatório ultrapassa o *ring fencing* do campo. Nestes casos, a parcela do petróleo que está na área não concedida da União deve ser desenvolvida através com um contrato de Partilha de Produção. Assim, o processo de unitização das parcelas do campo sob o regime de concessão com as parcelas sob o regime de partilha demanda negociações intermináveis entre as empresas e os órgãos estatais (ANP e PPSA); o que contribui para encarecer os projetos. Ao alongar o tempo de desenvolvimento dos projetos, o custo final aumenta de forma significativa. Assim, é fundamental se buscar alternativas regulatórias para diminuir a complexidade contratual na área do Pré-sal.

A política de Conteúdo Local representa outro desafio no contexto atual. A política de conteúdo local adotada nos últimos 10 anos cumpriu um papel importante para estruturar uma indústria parapetrolífera no Brasil. Entretanto, a política foi estruturada subestimando os *trade-offs* entre conteúdo local e investimento em cenários adversos. Num contexto de preços elevados, a premissa era que o custo do conteúdo local era suportável. Assim, era justo que parte da renda petroleira fosse canalizada para desenvolver a indústria nacional. Entretanto, no contexto atual de preços baixos, o eventual custo mais elevado do conteúdo local representa uma barreira importante para a retomada dos investimentos no Brasil. Desta forma, é importante revisitar a política de conteúdo local buscando identificar o que é possível e viável de ser feito no país no presente contexto.

Além do problema de competitividade dos bens e serviços nacionais, a política de conteúdo local apresenta um custo regulatório muito elevado para as empresas e o governo. Desta forma, é fundamental se buscar novas diretrizes e instrumentos para a política de conteúdo local. Este aprimoramento significa uma sofisticação da política no sentido de viabilizar o desenvolvimento de um setor de bens e serviços competitivo e inovador.

Bioeconomia em construção VII – Por que as oportunidades de inovação no setor sucroenergético não são exploradas?

Por José Vitor Bomtempo, Daniella Fartes e Flávia Alves

Na construção da bioeconomia, a capacidade de inovação está no centro das políticas e estratégias. Nos artigos anteriores desta série, discutimos diversas vezes a definição de uma agenda de inovação para a bioeconomia no Brasil, destacando a importância das políticas e das iniciativas estratégicas de uma variedade de atores. Uma conclusão central da nossa visão tem sido que a agenda dos biocombustíveis deve evoluir na direção de incorporar uma lógica de bioeconomia e não se ater apenas a uma lógica ligada ao mercado de combustíveis. Não que essa lógica seja mais simples ou menos desafiadora. Mas a construção da economia *biobased* que está em curso exige a incorporação de conceitos econômicos, ambientais e sociais que só podem ser atingidos com agendas mais integradoras como as pretendidas pela bioeconomia.

Nesse processo de construção da bioeconomia, como o setor sucroenergético brasileiro, que se tornou uma referência mundial em biocombustíveis, tem visto as suas próprias oportunidades de inovação? Os produtores e os agentes do sistema de produção e inovação sucroenergético reconhecem essas oportunidades? Que dificuldades identificam para explorá-las? Faltam conhecimento e tecnologia? Ou a limitação decorre de um ambiente institucional pouco propício às iniciativas de inovação?

Explorando essas questões, foi defendida recentemente na Escola de Química da UFRJ uma dissertação de mestrado: Oportunidades de Inovação no Setor Sucroenergético. A dissertação é o resultado da pesquisa de mestrado de Daniella Fartes realizada sob a orientação de José Vitor Bomtempo e Flávia Alves. Discutimos nesta postagem os principais resultados do trabalho.

A pesquisa identificou, com base numa revisão da literatura (estudos de agências governamentais, editais de programas voltados para o setor como o PAISS, artigos científicos e da imprensa especializada), um conjunto de seis oportunidades de inovação que é visto como representativo dos possíveis focos de atenção do setor sucroenergético. As oportunidades exploradas foram: inovações no processo de produção de etanol de primeira geração, co-geração e venda de bioeletricidade, etanol de segunda geração a partir do bagaço e da palha, introdução de novos produtos (plataforma bioquímica), valorização da vinhaça pela produção de biogás e gaseificação de resíduos (bagaço e palha). Foram então selecionados 17 especialistas representativos dos diversos elos do sistema de produção e inovação sucroenergético, incluindo profissionais das usinas, pesquisadores e agentes de governo. Por meio de entrevistas foram exploradas as visões dos especialistas sobre as oportunidades de inovação previamente identificadas.

O primeiro resultado é o reconhecimento das oportunidades. Nesse ponto, a **gaseificação** foi excluída pelos entrevistados como uma oportunidade a ser considerada. Identificam-se barreiras de ordem tecnológica que a tornam pouco atrativa e, além disso, o predomínio de uma plataforma baseada em biotecnologia, visto como tendência predominante pelos entrevistados, exclui ou reduz muito um possível interesse pela gaseificação. As demais oportunidades foram reconhecidas como as de maior interesse e atratividade.

Entretanto, a identificação de oportunidades de **inovações no processo de produção de etanol de primeira geração** foi de certa forma polêmica. Enquanto alguns especialistas consideram a tecnologia madura e com poucas oportunidades de melhora, outros identificam na indústria um nível de engenharia de processos ainda muito abaixo de conhecimentos já bastante difundidos em outras indústrias. Existe nesse ponto uma visão de que não existiriam obstáculos de ordem técnica para essas melhorias por certo incrementais. Foram mencionadas como inovações de interesse no processo de produção de etanol, entre outras, a lavagem a seco da cana, a modificação no processo de extração da moenda para o difusor, a fermentação com linhagens selecionadas de leveduras, a pervaporação através de membranas e a utilização de peneiras moleculares. Algumas dessas inovações vão sem dúvida além de meras inovações incrementais e seriam capazes de permitir um melhor aproveitamento do conteúdo energético da cana-de-açúcar além de reduzir os custos com água, energia e mão-de-obra na usina.

Os desafios para a adoção dessas inovações residiriam principalmente nas competências organizacionais das usinas. Mas o quadro institucional instável tornaria pouco atraente o esforço de realizar essas inovações. O retorno esperado não parece suficiente para mobilizar as usinas.

A **cogeração e venda de bioeletricidade** não seria propriamente uma oportunidade de inovação. Mas sua difusão ainda é limitada a cerca de 150 usinas, menos da metade das usinas em operação.

Os especialistas, no entanto, apontaram diversos desafios associados à implantação e melhor exploração dessa oportunidade. Dois comentários dos entrevistados sintetizam os desafios associados à bioeletricidade.

“Não é só a caldeira que é ineficiente, todo o sistema se desenvolveu ineficiente já que não era para sobrar bagaço. Se você trocar a caldeira, você reduz um problema da eficiência.” (Especialista 1 da área de política).

“Não tem como planejar pensando nesse mercado spot, tem que planejar pensando num preço de contrato onde você tem garantia de poder ter um projeto atraente” (Especialista 1 da área de indústria).

Observa-se que além dos altos investimentos que devem ser feitos tanto interna quanto externamente à usina (conexões com a rede), existem também fatores inibidores de caráter organizacional e político. O primeiro, ainda que com várias dificuldades, poderia ser superado pelas usinas, mas o segundo é um desafio maior e difícil de ser ultrapassado uma vez que envolve atores e instituições fora do domínio da indústria. Assim, o fator decisivo para ampliar a comercialização

da bioeletricidade seria a segurança para realização dos investimentos. Uma dinâmica favorável dos leilões de energia não pode, por certo, ser alcançada apenas com os esforços das empresas do setor.

O aproveitamento da vinhaça para a geração de biogás é reconhecido como uma oportunidade de inovação interessante para valorizar esse volumoso resíduo da produção de etanol. A destinação atual da vinhaça é a fertirrigação, o que tem sido contestado por ser uma utilização não sustentável. A principal alternativa, crescentemente mencionada, é a produção de biogás por biodigestão anaeróbia. Alguns entrevistados mostraram um grande entusiasmo por essa oportunidade:

“Vinhaça, uma ótima oportunidade aí, o potencial de geração de energia é fantástico (...) seria fantástico pegar esse biogás e rodar a frota, o diesel é um fator de consumo muito sério, poderia rodar os caminhões a biogás, fazer o processo para tirar CO₂, tirar H₂S, talvez liquefazer e levar para trator.”

A vinhaça biodigerida proveniente desse processo, apesar da remoção de grande parte da matéria orgânica, ainda mantém seu potencial fertilizante e pode ser utilizada no cultivo da cana. Em relação ao biogás, várias oportunidades estão associadas à sua utilização dentro das usinas sucroenergéticas, tais como, queima na caldeira para geração de vapor e acionamento da moagem, utilização como combustível veicular para os equipamentos de colheita da cana e acionamento de turbinas a gás conjugada com um gerador elétrico.

Obstáculos tecnológicos para a exploração dessa oportunidade não são considerados de difícil transposição. Mesmo assim, as iniciativas para a exploração da biodigestão da vinhaça são quase inexistentes. Os especialistas tendem a concordar que enquanto a legislação não for mais específica sobre os riscos associados à fertirrigação, essa destinação mais simples e barata da vinhaça vai ser preferida à produção de biogás.

O **Etanol 2G**, ou etanol de segunda geração, obtido a partir do bagaço e/ou da palha da cana, é sem dúvida a oportunidade mais citada e presente na literatura sobre o futuro do setor. No caso brasileiro, o etanol 2G foi alvo de programa específico PAISS lançado em 2011 em conjunto pelo BNDES e pela FINEP.

Para tratar os materiais lignocelulósicos, no caso o bagaço e a palha, são necessárias etapas preliminares à fermentação dos açúcares, principalmente a etapa de pré-tratamento, para quebra e remoção da lignina e a etapa de hidrólise enzimática, para a quebra das moléculas de celulose e hemicelulose em açúcares fermentáveis de 5 e 6 carbonos, o que pode exigir abordagens tecnológicas próprias. Além disso, no caso da palha, a estruturação da logística de suprimento é mais um ponto a ser considerado. Assim, a produção do etanol 2G exige da usina mudanças tecnológicas e organizacionais importantes.

A produção de etanol 2G, segundo os especialistas, pode propiciar um aumento de produção de etanol em torno de 50-60%, sem aumento da área plantada; permite o aproveitamento da disponibilidade de biomassa não aproveitada, aproximadamente 270-280 kg de bagaço e 140 kg de palha para cada tonelada de cana-de-açúcar, traz uma opção de aproveitamento de bagaço já disponível

na usina, além de aproveitar a infraestrutura de equipamentos e utilidades, principalmente na época de entressafra.

Apesar de terem sido identificados diversos fatores tecnológicos, o fator político relacionado à ausência de um incentivo à produção do etanol 2G (tal como uma certificação da planta) foi avaliado como um dos mais relevantes na inibição dessa oportunidade de inovação, como sugere o comentário de um especialista da indústria:

“(...) tem uma curva de aprendizado aí que precisa ser traçada, então talvez você tenha que pleitear algum tipo de apoio governamental exatamente para você conseguir fazer uma implantação inicial e traçar esse período de curva de aprendizado sem muito sofrimento.”

Os **novos produtos** derivados da plataforma bioquímica são, com frequência, vistos como uma grande oportunidade a ser explorada pelas biorrefinarias integradas do futuro. Existe uma percepção de que o desenvolvimento da indústria de químicos de origem renovável representa um dos pilares para o sucesso de uma biorrefinaria rentável.

Um amplo conjunto de desafios – tecnológicos, organizacionais e estratégicos – é identificado como obstáculo às inovações de produto: o desenvolvimento das tecnologias de conversão, muitas delas baseadas em biologia sintética, a competitividade com os produtos de origem petroquímica, o desenvolvimento de novos mercados, a definição de um portfólio de produtos e a gestão de produtos de grande volume (biocombustíveis) ao lado de produtos para mercados relativamente pequenos, próximos de especialidades químicas.

Em contraponto a estes desafios, um fator impulsionador que pode ser a forma de enfrentar tamanhas dificuldades seria o interesse de empresas de fora do setor sucroenergético em criar parcerias para aproveitar essas oportunidades de inovação. Isso foi sugerido por um dos especialistas:

“O modelo que vai ficar em pé é provavelmente o modelo misto, onde as usinas talvez não tenham as tecnologias, essas tecnologias são protegidas, e esse modelo misto é uma joint venture.”

A incorporação de competências provenientes dessas parcerias seria a única forma (assumindo a opinião da grande maioria dos especialistas) de criar condições para o desenvolvimento da indústria química de base renovável.

Em **conclusão**, de um modo geral, pode-se observar que o setor considera como relevantes cinco das seis oportunidades identificadas e submetidas à avaliação dos especialistas, já que a gaseificação foi descartada como oportunidade de interesse na atual visão do setor. Entre as demais oportunidades, três delas – inovações no processo de produção de etanol de primeira geração, valorização da vinhaça e cogeração/venda de bioeletricidade – representam esforços tecnológicos relativamente simples. O impacto gerado no setor é visto como de baixo a médio.

A implantação e difusão dessas inovações não têm ocorrido de forma ampla, seja por uma avaliação de que os retornos podem não ser compensadores (inovações de processo em etanol de primeira geração), seja pela ausência de um quadro regulatório e institucional que leve os produtores a se sentirem seguros para realizar os investimentos necessários (cogeração e venda de bioeletricidade) ou a encontrarem restrições às práticas atuais (restrições à fertilização levando a investimentos em biodigestão da vinhaça).

Por outro lado, as inovações com maior potencial de transformação do setor – etanol 2G e novos produtos químicos – exigem esforços tecnológicos de maior peso, incorporando competências tecnológicas fora do alcance atual dos produtores de etanol. A aquisição dessas competências revela-se, portanto, como um desafio organizacional e estratégico de peso para a maioria dos produtores.

Além disso, devem ser destacadas as competências em inovação de produto que a ampliação do portfólio, incorporando novos produtos químicos, vai exigir de empresas com experiência de comercialização de produtos em mercados tipo commodity, como açúcar e etanol. Decorre daí a perspectiva dos especialistas de que essas inovações dependeriam de iniciativas externas ao setor com a participação de empresas capazes de prover as novas competências.

Tanto no desenvolvimento do etanol 2G quanto nas inovações de produto, os fatores políticos e institucionais revelam-se, mais uma vez, críticos. Mas nesses dois casos, a natureza desses fatores é identificada essencialmente na existência de políticas de inovação, tanto de oferta, como as que foram lançadas pelo PAISS para o etanol 2G e as que o novo programa PADIQ, recém-lançado, para os produtos químicos renováveis, quanto as de demanda que foram explicitamente identificadas como carentes no caso do etanol 2G.

De toda forma, existem oportunidades de inovação para o setor sucroenergético que os especialistas reconhecem e validam. Mas obstáculos de natureza tanto tecnológica quanto institucional devem ser superados. A inserção do setor sucroenergético numa perspectiva de bioeconomia pode ser uma forma de articular essas oportunidades num contexto mais amplo que considere os diversos setores envolvidos e reforce as relações do sucroenergético com esses setores.

Exposições ao risco hidrológico no sistema elétrico brasileiro – evolução e perspectivas

Por Diogo Lisbona Romeiro

Em um sistema predominantemente hidrelétrico, todos estão sujeitos ao risco hidrológico de não haver água suficiente para garantir o suprimento de eletricidade. No entanto, dependendo das regras de comercialização de energia, a exposição ao risco hidrológico pode resultar em diferentes desdobramentos financeiros para os agentes do setor.

No sistema elétrico brasileiro, as regras de comercialização evoluíram ao longo do tempo, reconfigurando as exposições dos agentes ao risco hidrológico. Mas, historicamente, os riscos foram encobertos pela elevada capacidade de armazenamento dos reservatórios hídricos. A tendência de maior intermitência na matriz, no entanto, torna o risco cada vez mais concreto. É neste contexto que se situam as discussões atuais sobre o repasse do risco hidrológico das geradoras hidrelétricas para os consumidores, suscitadas pela Medida Provisória nº 688/2015.

Evolução das exposições ao risco hidrológico dos agentes

Até a reforma liberalizante dos anos 1990, as geradoras hidrelétricas eram remuneradas pelo custo do serviço. A operação e a expansão do sistema eram coordenadas centralizadamente e o parque gerador hidrelétrico era dimensionado a partir da *energia firme* que cada usina podia gerar. Inicialmente, o conceito “firme” indicava a quantidade máxima de energia capaz de ser gerada considerando a pior afluência já registrada.

Posteriormente, passou-se a adotar um critério probabilístico, calculando a produção máxima *assegurada* em uma determinada fração de afluências hidrológicas simuladas (KELMAN et al., 2002). As energias firmes (ou *asseguradas*) constavam nos contratos de suprimento, mas tinham consequências comerciais limitadas para as geradoras, já que as tarifas as remuneravam pelo custo do serviço. A operação do sistema era centralizada pela Eletrobrás, através do Grupo Coordenador da Operação Interligada, que otimizava a gestão dos reservatórios de modo a repartir benefícios, custos e riscos (hidrológicos) entre todos.

A partir da reforma liberalizante da década de 1990, a tarifa pelo custo do serviço foi abolida. O diagnóstico era que a remuneração garantida resultava em sobre-investimentos ineficientes, enquanto o prognóstico era que a competição no mercado entre futuros geradores desverticalizados e consumidores libertos induziria menor custo, maior eficiência e bem-estar. A coordenação da expansão foi descentralizada, mas a operação permaneceu centralizada sob o comando do Operador Nacional do Sistema (ONS), que passou a ser o responsável pelo despacho ótimo do parque hidrotérmico, determinando o montante e o momento da geração de cada usina por ordem de mérito crescente de custo.

Com a reforma, os certificados de energia assegurada atribuídos a cada usina passaram a ser determinantes para a remuneração das geradoras, por limitarem a quantidade de energia apta a ser comercializada contratualmente. Assim, as geradoras passaram a ficar expostas ao risco hidrológico de não terem água suficiente para honrarem os seus contratos. Porém, como a operação permaneceu centralizada e determinada pelo ONS, as geradoras ficaram sem controle sobre as decisões de geração, inviabilizando a gestão descentralizada da exposição financeira ao risco hidrológico assumido. A solução encontrada foi compartilhar o risco entre todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O MRE realoca, para efeitos de contabilização e comercialização, toda a energia gerada pelo *pool* hidrelétrico entre as usinas participantes, considerando a energia assegurada de cada usina. Desta forma, quando a geração total é equivalente ao somatório das energias asseguradas, o MRE transfere o excedente das usinas que geram acima de suas energias asseguradas para as que geram abaixo. Quando a geração total é superior ao somatório das energias asseguradas, após compensar os participantes deficitários, há uma sobra de energia – denominada de “energia secundária”. Quando a geração total é inferior, a energia alocada para cada usina é menor que suas energias asseguradas. A razão entre a energia total efetivamente gerada e o somatório da energia assegurada de todas as usinas, que representa o “ajuste do MRE”, é conhecida por *generation scaling factor* – GSF. As sobras ou déficits de energia são liquidadas no mercado de curto prazo, configurando a exposição financeira das geradoras hídricas ao risco hidrológico.

A reestruturação dos anos 2000 preservou grande parte do arcabouço institucional-regulatório instituído nos anos 1990. Mesmo após o racionamento enfrentado em 2001, o desafio da reforma não foi equacionar potencial exposição ao risco hidrológico dos agentes, mas estruturar mecanismos capazes de viabilizar a expansão da capacidade instalada. Nesta perspectiva, preservouse a operação centralizada sob o comando do ONS e o compartilhamento do risco hidrológico das hidrelétricas realizado pelo MRE, porém recuperou-se a coordenação centralizada da expansão. A competição passou a ser pelo mercado futuro das distribuidoras, cuja expansão é atendida por contratos de longo prazo firmados (no mercado regulado) com os vencedores dos leilões de energia. Assim, a coordenação centralizada garante a expansão, mas a configuração da matriz ainda depende da competição entre as fontes. No mercado livre, os consumidores (livres) podem negociar preços e prazos em contratos bilaterais com geradores ou comercializadores. Em ambos ambientes de contratação, todos consumidores devem manter suas demandas totalmente contratadas. As diferenças entre os montantes contratados e os efetivamente gerados ou consumidos são apuradas e liquidadas mensalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), pelo preço de liquidação de diferenças (PLD). [1]

Com a reestruturação, a noção de energia assegurada foi estendida a todas as fontes. Deste modo, mesmo para as térmicas, a energia contratável é limitada não pela potência efetivamente instalada, mas por certificados atribuídos no ato da outorga, a *garantia física*. O contrassenso de estender o conceito de energia

assegurada a fontes que não estão expostas à intermitência tem origem na idiossincrasia de medir e condicionar as contribuições das potências instaladas ao custo de oportunidade da água. É evidente que a determinação das garantias físicas passa a ser crucial para o sistema, afetando a operação física, as relações contratuais, os resultados comerciais e a própria expansão do sistema. D'Araujo (2015) critica o alto grau de subjetividade por trás da determinação da garantia física, alertando que, atualmente, a energia assegurada pelas potências instaladas não é física, nem garantida. As garantias físicas podem e devem ser revistas periodicamente, mas a revisão ainda não foi posta em prática. Para reduzir a incerteza dos geradores quanto a revisões significativas, a lei estabelece um limite de redução máximo de 10% durante toda a outorga.

A garantia física pode ser comercializada em contratos de *quantidade de energia* ou *dedisponibilidade de energia*. Nos contratos de *quantidade de energia*, os custos decorrentes do risco hidrológico são assumidos pelos geradores. Já nos contratos *dedisponibilidade*, a exposição financeira ao risco hidrológico é assumida pelos consumidores. Em geral, a modalidade de quantidade é voltada para as geradoras hidrelétricas, que compartilham os riscos no MRE. Já modalidade de disponibilidade é direcionada para as térmicas, que não possuem meios de mitigar o risco hidrológico. Nestes contratos, estipula-se uma parcela de remuneração fixa e outra de remuneração variável, aplicada quando a central é despachada.

Do ponto de vista dos consumidores, evitar a disponibilidade térmica é vantajoso, já que a geração hídrica é potencialmente menos custosa. Portanto, o “risco” de não utilizar a disponibilidade é ficar exposto à liquidação no mercado de curto prazo a preços menores do que a parcela variável contratada. Desta forma, os contratos de disponibilidade se constituem como um seguro para os consumidores, que pagam um prêmio (parcela fixa) para terem a opção de energia menos custosa (parcela variável) em cenários hidrológicos adversos, quando o custo de oportunidade de usar a água nos reservatórios aumenta significativamente. Portanto, os contratos de disponibilidade mitigam a exposição financeira ao risco hidrológico suportado pelos consumidores.

Do ponto de vista dos geradores térmicos (e do sistema como um todo), os contratos de disponibilidade de energia representam um mecanismo de remuneração de capacidade. Como a reserva hídrica é muito significativa, a expectativa de geração térmica é baixa, comprometendo a remuneração do investimento. A incapacidade de centrais voltadas para *backup*, com baixo fator de carga, recuperarem seus custos a partir da venda direta de energia é conhecida na literatura por “*missing money*” (JOSKOW, 2008). A remuneração da capacidade instalada viabiliza a remuneração dos geradores térmicos, ao suprimir a exposição ao risco hidrológico, garantindo a disponibilidade de reserva para o sistema.

Pode-se concluir, portanto, que a exposição dos agentes ao risco hidrológico evoluiu ao longo do tempo, paralelamente à evolução do arcabouço institucional-regulatório. Ao mesmo tempo em que as geradoras hidrelétricas ficaram mais expostas aos rebatimentos comerciais das variações hidrológicas, o MRE foi constituído para mitigar (parcialmente) o risco. Para garantir expansão da reserva térmica no sistema, os consumidores contrataram este “seguro” e

assumiram a exposição financeira de liquidar no curto prazo a disponibilidade evitada. Portanto, o risco hidrológico sempre existiu e cada agente esteve mais ou menos exposto ao seu possível desdobramento financeiro.

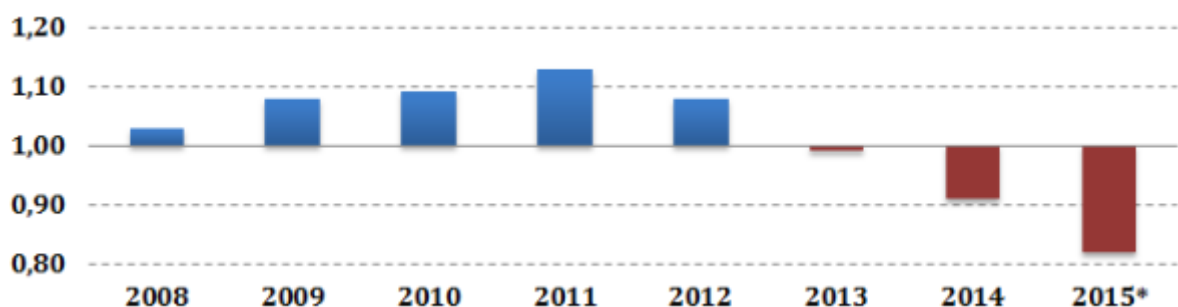
As consequências do risco hidrológico

No sistema elétrico brasileiro, a construção de hidrelétricas com grandes reservatórios de armazenagem, interconectadas em um sistema interligado nacional, tornou a realização do risco hidrológico uma possibilidade remota. Porém, com o crescimento contínuo do consumo e as dificuldades de ampliação da reserva hídrica, a capacidade de regularização dos reservatórios se reduz gradativamente. Consequentemente, a garantia de suprimento passa a estar cada vez mais condicionada à realização de hidrologias favoráveis e o acentuado e recorrente deplecionamento dos reservatórios torna o risco mais palpável. Neste novo contexto, os desdobramentos financeiros da exposição ao risco hidrológico passam a ser concretos e cruciais, colocando à prova a alocação de riscos pré-estabelecida.

Desde fins de 2012, o país voltou a enfrentar incertezas quanto à garantia de fornecimento de energia. Todo o parque térmico contratado para atuar esporadicamente foi acionado, atendendo quase 30% da carga, ante a uma participação média inferior a 10%. O seguro contratado revelou-se inadequado e extremamente custoso. As distribuidoras não conseguiram repassar os custos da exposição ao risco hidrológico dos consumidores, recorrendo a empréstimos bancários e à ajuda do Tesouro. O realismo tarifário de 2015 apresentou a conta aos consumidores cativos e as bandeiras tarifárias passaram a expressar mais claramente a cor do risco hidrológico antes oculto.

Todos os possíveis recursos já foram obtidos para equacionar a custosa exposição ao risco hidrológico assumido pelos consumidores, embora o saldo ainda esteja negativo. Neste contexto, o novo capítulo da crise apresenta a conta do risco hidrológico assumido pelas geradoras hidrelétricas, que passaram a conviver desde 2013 com geração inferior às suas garantias físicas, como mostram as Figuras 1 e 2.

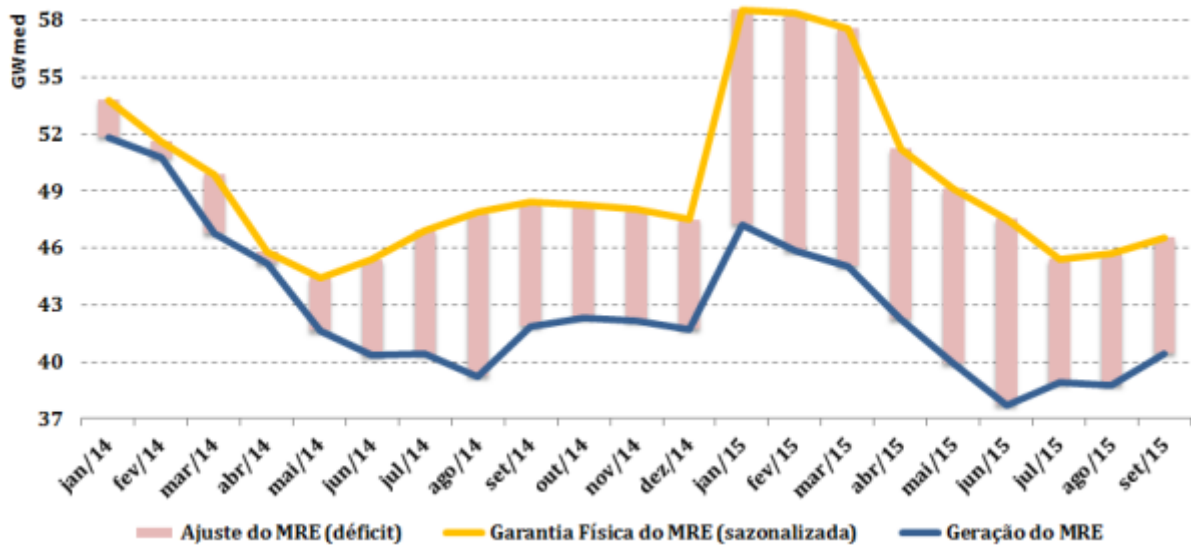
Figura 1 – GSF médio anual



*Média entre janeiro e setembro

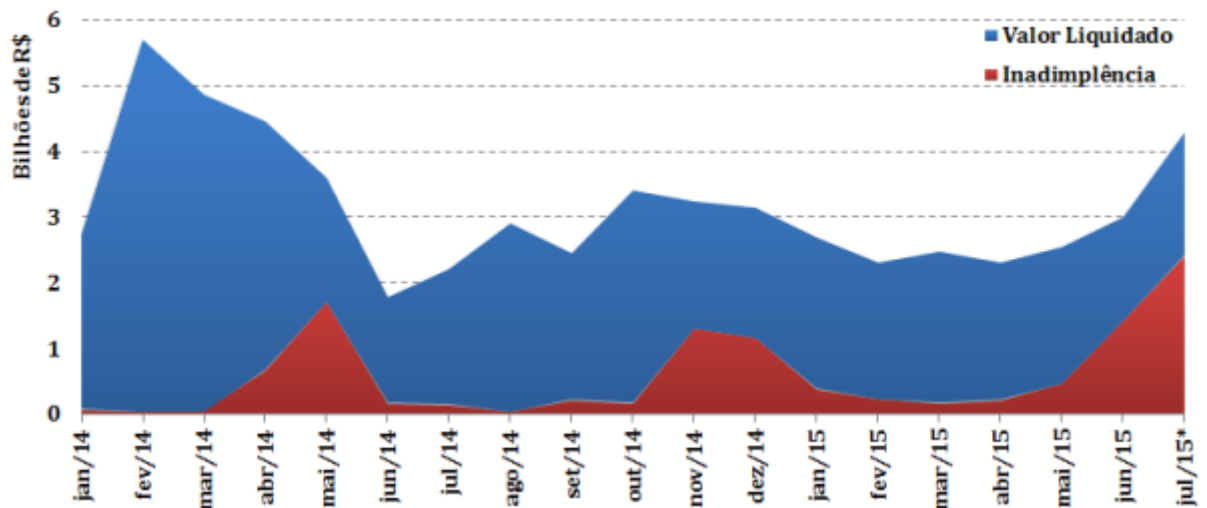
Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

Figura 2 – Elevação do déficit do MRE entre 2014 e 2015



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

Com energia alocada inferior à garantia física, as geradoras hidrelétricas devem liquidar as posições contratuais deficitárias no mercado de curto prazo, ao PLD vigente. Em 2015, para amenizar as exposições ao risco hidrológico de todos os agentes, a ANEEL reduziu o teto do PLD em mais de 50%, para R\$ 388/MWh. Ainda assim, o PLD menor não foi suficiente para garantir a liquidação da exposição dos agentes no mercado. Entre janeiro e agosto, a inadimplência média de todos os agentes no mercado de curto prazo saltou de 10% em 2014 para 27% em 2015. Em julho e agosto de 2015, a inadimplência alcançou 56% dos R\$ 4,2 bilhões a ser liquidado. Enquanto em 2014 as distribuidoras eram as principais responsáveis pela inadimplência, em 2015 o montante não liquidado pertence principalmente às geradoras hídricas, que estão recorrendo a liminares judiciais para não arcarem com a exposição ao risco hidrológico. Como as geradoras estão obtendo decisões judiciais favoráveis que as isentam de liquidar os débitos no mercado de curto prazo, a CCEE suspendeu a liquidação de setembro.

Figura 3 – Liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo

*Valores referentes a julho e agosto

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

Repactuando o risco hidrológico das geradoras hídricas

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia (APINE) e a Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE) solicitaram à ANEEL compensação dos consumidores pelas perdas financeiras incorridas pelas geradoras hídricas. Em linhas gerais, as Associações alegaram que, afóra a hidrologia desfavorável, um conjunto de fatores imprevisíveis reduziu a geração hídrica, dentre os quais se destacam a geração térmica fora da ordem de mérito e a geração da energia de reserva. Sob a perspectiva alegada, a geração hídrica foi deslocada por outras fontes por fatores extraordinários, incapazes de serem precificados pelos agentes, afetando o equilíbrio contratual estabelecido e, conseqüentemente, ensejando compensação pelos danos causados.

Diante das alegações apresentadas pelas Associações, no âmbito da Audiência Pública nº 32/2015, a ANEEL firmou entendimento que os prejuízos enfrentados pelas geradoras decorreram da concretização ordinária do risco hidrológico e não da manifestação de um risco impossível de ser precificado ou da extrapolação do risco por medidas extraordinárias e intervencionistas. Portanto, as geradoras não teriam direito a compensação financeira pelas perdas enfrentadas.

Dentre as justificativas, a ANEEL alega, em linhas gerais, que a geração fora da ordem de mérito está prevista oficialmente e que a maior geração de energia de reserva decorre das transformações naturais da matriz ao longo do tempo, que não afetaram historicamente o GSF. Por outro lado, argumentam que as geradoras deveriam estar preparadas para cenários mais extremos, com PLD mais elevado, e que ainda possuem diversos mecanismos capazes de mitigar a exposição ao risco hidrológico. Dentre estes, a ANEEL destacou a possibilidade de sazonalização da garantia física – que pode ser redistribuída ao longo do ano

a critério das usinas, impactando a liquidação no mercado – e a própria possibilidade de manter uma fração da garantia física descontratada, como forma de *hedge* comercial – o que reduz os ganhos com a liquidação da energia secundária (sobra), mas ameniza as perdas com o ajuste do MRE (déficit).

Não obstante, face à judicialização que paralisa o setor, a Agência identificou “oportunidade e conveniência” para repactuação do risco hidrológico suportado pelas geradoras hídricas. Com este objetivo, foi publicada Medida Provisória nº 688/2015 autorizando a repactuação do risco suportado pelas geradoras hidrelétricas nos contratos firmados no mercado regulado e não regulado (livre e autoprodução). Conjuntamente com o risco hidrológico, a MP prevê a possibilidade de repasse do risco contratual de redução máxima de 10% da garantia física das geradoras. A MP autoriza a renegociação, via adesão voluntária das geradoras precedida de desistência das ações judiciais em curso, e determina que a repactuação dos contratos do mercado regulado ocorra através de transferência do risco aos consumidores e do mercado não regulado através de transferência de *hedge* de energia de reserva. A MP condiciona a repactuação à anuência da ANEEL, que deverá ainda estabelecer critérios e parâmetros específicos. A renegociação é retroativa a janeiro de 2015, o que implica em vincular a compensação das perdas financeiras, calculadas pela ANEEL, à repactuação dos riscos assumidos. Pretende-se, assim, garantir alguma contrapartida aos consumidores, que passam a suportar maior exposição ao risco hidrológico.

O mecanismo proposto é que as geradoras passem a pagar um prêmio pelo “seguro contratado” para proteção do risco antes assumido, que corresponde à contrapartida aos consumidores. Para a energia contratada no mercado regulado, o prêmio deve ser depositado na Conta das Bandeiras Tarifárias. Para ressarcir as perdas de 2015, o pagamento do prêmio é postergado até que o montante credor seja coberto. Caso o prazo do contrato vigente seja insuficiente, as outorgas de venda podem ser estendidas, por no máximo quinze anos. Para a energia contratada no mercado não regulado, o prêmio é depositado na Conta de Energia de Reserva, o que corresponde à contratação de energia de reserva existente, hoje arcada por todos os consumidores. As geradoras poderão ainda contratar nova energia de reserva, reduzindo os custos futuros que seriam suportados pelos consumidores. Para ressarcir as perdas de 2015, as outorgas vigentes também podem ser estendidas por quinze anos.

Para aumentar a possibilidade de adesão das geradoras litigantes, destravando a liquidação no mercado de curto prazo, a ANEEL pretende ofertar um cardápio de escolhas.

Para a repactuação dos contratos no mercado não regulado, a proposta é que as geradoras possam escolher o nível de energia de reserva existente a ser contratada para proteção, desonerando todos os consumidores. As geradoras poderão ainda contratar energia de reserva incremental (nova) em montante igual ao solicitado da energia existente. A energia de reserva existente definida na repactuação, arcada por todo o período de outorga remanescente, delimita o montante do deslocamento hidráulico a ser ressarcido em 2015. Pela flexibilidade de escolha permitida, em relação a quanto de energia existente

contratar, a ANEEL entende que o risco de redução da garantia física não deve ser repactuado.

Para a repactuação dos contratos no mercado regulado, a ANEEL estabelece que o risco a ser repactuado deve-se referir à exposição ao mercado de curto prazo que desconsidere estratégias de sazonalização dos agentes, ou seja, distribuindo a garantia física em mesma proporção ao longo dos meses (sazonalização *flat*).

O cálculo do prêmio de risco procura quantificar a pior perda esperada para os agentes consumidores do risco assumido. A metodologia do cálculo define o valor em risco relativo à exposição a um cenário hidrológico equivalente ao registrado em 2014 (segundo pior ano da série histórica), levando-se em conta o horizonte contratual do mercado regulado de 25 anos e uma taxa de desconto[2]. Esta metodologia permite estabelecer distintos prêmios de risco de acordo com o grau de proteção desejado pelas geradoras, que corresponde ao estabelecimento de um limite mínimo do GSF abaixo do qual as perdas são assumidas pelos consumidores.

A proposta da ANEEL estabelece três classes de produtos distintas. Na classe de produtos “P”, as geradoras permanecem com o risco de redução da garantia física, escolhem a proteção desejada ao risco hidrológico e mantêm a propriedade da energia assegurada (a liquidação de eventuais sobras de energia). Na classe “SP”, as geradoras também ficam com risco de redução da garantia física e escolhem o grau de proteção ao risco hidrológico, mas abrem mão da energia secundária, beneficiando os consumidores. A classe SPR é constituída por um único produto no qual as geradoras se protegem integralmente de qualquer efeito da exposição ao risco hidrológico e da possibilidade de revisão da garantia física, mediante o pagamento de um prêmio equivalente a redução de 10% do preço do contrato.

Como se pode observar na Figura 4, o resultado do deslocamento hídrico a ser compensado em 2015 não varia entre as classes P e SP, pois depende apenas do nível de proteção. Entretanto, para um mesmo nível de proteção, o prêmio a ser pago na classe P é superior, já que a energia secundária não é repassada ao consumidor. Assim, por exemplo, o produto SP95 equivale a repassar ao consumidor perdas decorrentes de GSF inferior a 95% e todas as sobras futuras (energia secundária), mediante o pagamento de prêmio de R\$ 4,75/MWh. Como este nível de proteção implica em deslocamento hidráulico a ser compensado em 2015 avaliado em R\$ 26,69/MWh, a geradora tem um ativo de R\$ 21,94 a ser recuperado sob a forma de postergação do pagamento do prêmio a ser realizado de 6,39 anos.

Figura 4 – Opções de produtos para repactuação do risco hidrológico no mercado regulado

PRODUTO	Quem fica com o resultado da secundária?	Valor realizado compatível com o produto R\$/MWh (-)	Valor em risco a ser remunerado ao consumidor R\$/MWh - 2º pior ano completo (2014)	Resultado do deslocamento hidráulico de 2015 R\$/MWh	Prêmio a ser pago pelo gerador na Conta Bandeira R\$/MWh	Ativo do gerador referente à retroação da repactuação a janeiro de 2015 R\$/MWh	Prazo de postergação do pagamento do prêmio (anos, a partir de 2016)
P100	Gerador	10,46	39,97	40,27	12,76	27,51	2,53
P99	Gerador	9,65	36,73	37,56	11,77	25,79	2,58
P98	Gerador	8,87	33,50	34,84	10,80	24,04	2,62
P97	Gerador	8,13	30,26	32,13	9,88	22,25	2,66
P96	Gerador	7,45	27,33	29,41	9,04	20,37	2,66
P95	Gerador	6,78	24,42	26,69	8,21	18,48	2,66
P94	Gerador	6,15	21,51	24,23	7,42	16,81	2,68
P93	Gerador	5,57	18,83	21,84	6,69	15,15	2,68
P92	Gerador	5,03	16,24	19,45	6,01	13,44	2,64
P91	Gerador	4,53	13,65	17,38	5,37	12,01	2,64
P90	Gerador	4,04	11,06	15,43	4,74	10,69	2,67
P89	Gerador	3,57	8,48	13,69	4,13	9,56	2,74
SP100	Consumidor	7,35	35,85	40,27	9,31	30,96	4,20
SP99	Consumidor	6,54	32,62	37,56	8,31	29,25	4,50
SP98	Consumidor	5,76	29,38	34,84	7,35	27,49	4,86
SP97	Consumidor	5,02	26,14	32,13	6,43	25,70	5,29
SP96	Consumidor	4,33	23,22	29,41	5,58	23,83	5,77
SP95	Consumidor	3,67	20,31	26,69	4,75	21,94	6,39
SP94	Consumidor	3,04	17,39	24,23	3,96	20,27	7,38
SP93	Consumidor	2,46	14,71	21,84	3,23	18,61	8,78
SP92	Consumidor	1,92	12,13	19,45	2,55	16,90	11,04
SP91	Consumidor	1,41	9,54	17,38	1,90	15,48	16,64
SP90	Consumidor	0,93	6,95	15,43	1,28	14,15	Não paga
SP89	Consumidor	0,46	4,36	13,69	0,68	13,01	Não paga
SPR100	Consumidor	Dependem do preço			10% do preço	Depende do preço	Depende do preço

Fonte: Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL

Perspectivas – Concentrando o risco hidrológico nos consumidores

A tendência que se configura, com a Medida Provisória nº 688, é concentrar as exposições ao risco hidrológico nos consumidores, como já ocorre nos contratos de disponibilidade, de Itaipu e das geradoras que aderiram ao regime de cotas (Medida Provisória nº 579/2012). A própria ANEEL, “considerando a probabilidade futura do risco hidrológico”, sugere que os “novos contratos regulados de venda de energia de fonte hidrelétrica sejam celebrados na modalidade por disponibilidade de energia”[3].

A solução encontrada pela ANEEL é acertada em não repassar apenas prejuízos para os consumidores, estabelecendo contrapartidas pelo maior risco assumido, e em formatar propostas mais flexíveis que tendem a aumentar a adesão das geradoras litigantes. Se por um lado, os esforços atuais podem destravar o mercado de curto prazo, por outro estão longe de abrirem portas para a saída da crise. Como a própria ANEEL revela, há diversas questões cruciais relacionados

à operação, comercialização e expansão do sistema, suficientes para ensejar uma profunda revisão de todo o modelo.

Ao afirmar que “a expansão da potência nominal de outras fontes manteve-se neutra em seus efeitos sobre o GSF, dado o baixo uso da capacidade instalada”[4], a ANEEL reconhece que a expansão da oferta no sistema deu-se à custa de maior responsabilidade do bloco hidráulico na garantia de suprimento. Com a perda de regularização dos reservatórios, a exposição ao risco hidrológico é cada vez maior.

Porém, como reconhece a própria ANEEL, o “potencial dano financeiro de um déficit físico não é compensado por uma sobra física de igual tamanho, pois o déficit geralmente custa mais do que o valor de venda da sobra”[5]. As sobras, valoradas a PLD muito baixo, implicam em doação hídrica nos períodos de abundância que não é reconhecida nos períodos de escassez. Esta assimetria de riscos não leva em conta o valor cada vez mais significativo dos reservatórios para o sistema.

Ao mesmo tempo em que defende que “os agentes tinham informação disponível para considerar a realização de cenários críticos em suas estratégias de precificação”[6], a ANEEL reconhece que o “o modelo computacional tem sido incapaz de prever hidrologias críticas”[7]. Para mitigar a perda de regularização dos reservatórios e a incapacidade da energia assegurada garantir de fato energia física ao sistema, o operador recorre ao despacho térmico fora da ordem de mérito e à contratação de energia adicional de reserva quando todos consumidores já estão amplamente contratados. Paralelamente, a expansão adiciona um parque térmico flexível com alto custo variável e contrata fontes não despacháveis a título de reserva.

A expansão da matriz se direciona para maior intermitência, com a participação das novas renováveis e das hidrelétricas a fio d’água. Se antes os reservatórios ocultavam os riscos de suprimento, agora o setor terá que se reestruturar para melhor alocá-los e mitigá-los. O maior desafio, no entanto, não está em administrar os riscos, mas como tirar proveito deles.

Referências:

D’ARAÚJO, R. (2015). Da Superfície para as entranhas – Um modelo com defeitos genéticos. Instituto Ilumina. Disponível em: <http://ilumina.org.br/da-superficie-para-as-entranhas-um-modelo-com-defeitos-geneticos>

JOSKOW, P. (2008). Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. Utilities Policy, vol. 16.

KELMAN, J.; VEIGA, M.; KELMAN, R. (2002). Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos.

OLIVEIRA, A. (2007). Mercado Elétrico: Centralizar a Gestão de Risco? In: MOTTA, R. S.; SALGADO, L. H. (orgs.) Regulação e Concorrência no Brasil – Governança, Incentivos e Eficiência.

Notas:

[1] O PLD é o custo marginal de operação determinado pelo ONS, limitado a valores de mínimo e máximo estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

[2] Como premissa, a ANEEL igualou a taxa de desconto dos consumidores à taxa dos geradores, correspondente ao custo médio ponderado do capital (9,63% a.a.).

[3] Voto do Relator, processo nº 48500.006210/2014-19

[4] Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL

[5] Voto do Relator, processo nº 48500.006210/2014-19

[6] Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL

[7] Nota Técnica nº 238/2015–SRM-SRG/ANEEL

As indústrias emergentes e a economia da complexidade

Por Miguel Vazquez e Michelle Hallack

Não faz muito tempo, conversávamos no GEE sobre o futuro da economia baseada em biomassa (conversa lançada por José Vítor Bomtempo), discutindo se existem ferramentas que nos permitam dizer alguma coisa sobre a evolução das indústrias emergentes. No Boletim Infopetro, questões relativas às indústrias emergentes já apareceram várias vezes: a potencial 'biorrefinaria', os veículos alternativos, a complexidade do sistema elétrico interligado, as redes inteligentes... Entre as indústrias de energia, atualmente, são muitas as que podem ser consideradas emergentes, visto os recentes movimentos de transformação do setor. Nesse sentido, um dos desafios apontados nessa conversa pode ser enunciado como segue: como vamos falar das estratégias que as empresas vão escolher, se a estrutura da indústria ainda não está formada, e é profundamente incerta? Este artigo se apresenta como uma tentativa de responder a essa pergunta.

Vamos tentar primeiro procurar alguns elementos básicos que caracterizam essa situação. O primeiro deles é que, em indústrias em formação, **várias estruturas organizacionais competem pela sobrevivência**. Existem várias linhas de pensamento que estudam este tipo de situação. Uma delas, que propomos neste artigo com potencial analítico, é a ciência da complexidade. Em realidade, não é uma ciência, senão um "ponto de vista", um conjunto de preocupações, em que a característica comum é estudar como elementos de um sistema altamente interconectado interagem para criar padrões.

Nesse sentido, estudar complexidade será estudar a formação de padrões, e de como esses padrões afetam aos elementos que causam essa formação. Olhar uma indústria (ou um conjunto de indústrias, ou partes concretas de uma indústria) sob as lentes da complexidade, significa estudar a evolução dessa indústria, dando especial atenção para a criação de resultados como consequência da interação complexa entre o comportamento dos indivíduos que participam dela, e como esses resultados afetam, por sua vez, o comportamento dos indivíduos. Podemos pensar no problema da seguinte forma: a complexidade estuda como os indivíduos poderiam reagir aos padrões que eles conjuntamente criam.

Essa visão, assim colocada, não está longe de como frequentemente se motiva o equilíbrio de Nash. Então, qual a diferença? A teoria dos jogos busca reações muito particulares: aquelas que, supostas as respostas dos demais jogadores, constituem a melhor resposta. Ou seja, um conjunto de reações que fazem com que ninguém tenha incentivos (interesse) para mudar o seu comportamento. Olhar uma indústria sob as lentes da complexidade significa que o equilíbrio, se existe, deve ser resultado da nossa descrição da indústria, e não uma suposição inicial. Portanto, o segundo elemento central do nosso enfoque é que **a indústria não está, necessariamente, em equilíbrio** [1]. Mas note que

não se nega a possibilidade de que, em algumas situações, o sistema esteja em equilíbrio.

Mas então, que tipo de resultados podemos obter? O que podemos fazer se, como dizia Schumpeter, o que temos é “*a chaos that is not in analytical control*”? Uma possibilidade (entre várias) é a proposta pela ciência da complexidade: enxergar a economia como uma grande computação. Há o perigo, neste contexto, de acreditar que essa visão (a economia como algoritmo de cálculo) implica que podemos definir um método analítico que descreva o resultado que finalmente o algoritmo obterá (de fato, essa é a ideia atrás do equilíbrio de Walras, em que o resultado da economia se supõe calculado mediante o algoritmo da Relaxação Lagrangiana [2]). Contudo, um grande número de trabalhos matemáticos deste século mostra o contrário (o Teorema Fundamental da Computação, por exemplo [3]). Ademais, os algoritmos não precisam ser especialmente complexos para que não possamos determinar analiticamente os seus resultados. Ou seja, em sistemas complexos (e normalmente, as indústrias são sistemas complexos) a existência de um equilíbrio não é garantida e, se existe, a sua existência deve ser justificada.

Vamos tentar, usando um exemplo, caracterizar o tipo de fenômeno que estamos estudando. Pensemos no fluxo de pessoas tentando entrar na barca Rio-Niterói (como sabemos, problema de grande complexidade). Começemos pelo modelo mais simples: quando um indivíduo está perto do indivíduo da frente, a sua velocidade se reduzirá (este ponto é controverso na descrição da barca Rio-Niterói); quando a separação com o indivíduo da frente é grande, a sua velocidade aumentará. Uma determinada densidade de pessoas no horário pico definirá uma certa distância média entre os indivíduos, os quais acelerarão ou frearão até uma velocidade correspondente com a separação média. Ou seja, uma velocidade de equilíbrio emerge naturalmente. Mas, como todos os que conhecem a barca Rio-Niterói sabem, as soluções fora desse equilíbrio têm relevância prática. Por exemplo, um indivíduo pode furar a fila e se colocar no espaço entre outros dois indivíduos. Isso reduz drasticamente a velocidade do último, o que por sua vez reduz a velocidade do indivíduo de trás. A compressão se propaga para trás e finalmente aparece um gargalo. Em algum momento antes da saída da barca, o gargalo desaparece. Do nosso ponto de vista, é relevante notar três coisas no fenômeno anterior. A primeira é que o fenômeno é espontâneo. Portanto, é em grande medida único, e não simples de capturar mediante estatística ou modelos analíticos. Ademais, é temporário (não pode ocorrer em equilíbrio). E, finalmente, acontece num ‘meso-nível’ (nem individual, nem agregado). O tipo de fenômenos que estamos tentando estudar, também não são fenômenos que envolvem uma firma só, nem fenômenos que se dão homogeneamente em toda a indústria. Ademais, o tipo de fenômeno que estudamos mistura dois elementos de natureza às vezes muito diferenciada: tecnologia e instituições.

A operacionalização da visão anterior foi abordada recentemente pelos autores no contexto da introdução de energia fotovoltaica[4] e do carro elétrico[5]. O elemento básico da nossa descrição é a ‘situação de ação’ (*action situation*) introduzida por Elinor Ostrom[6]. Junto com as ‘regras do jogo’, formam os ‘ambientes de ação’ (*action arenas*), que definem um arcabouço geral que envolve tanto os níveis institucionais de Williamson[7], quanto os níveis de

prática tecnológica de Dosi[8] e Künneke[9] (ver Figura 1). Em resumo, usando o arcabouço geral definido por Ostrom, podemos introduzir, de forma bastante geral, um grande número de elementos necessários para a descrição do nosso meso-nível.

Tipo de situação	Nível institucional	Nível tecnológico
Operacional	Alocação de recursos	Gestão da operação
Escolha coletiva	Governança	Rotinas
Nível constitucional	Ambiente institucional	Trajectoria tecnológica
Nível meta-constitucional	Cultura	Paradigma tecnológico

Figura 1. Relação entre ‘situações de ação’ e níveis institucionais e tecnológicos. Fonte: Elaboração própria, usando Elinor Ostrom, *Understanding Institutional Diversity* (Princeton university press, 2009)., Oliver E. Williamson, “Transaction Cost Economics: How It Works; Where It Is Headed,” *De Economist* 146, no. 1 (1998): 23–58. e Rolf W. Künneke, “Institutional Reform and Technological Practice: The Case of Electricity,” *Industrial and Corporate Change* 17, no. 2 (2008): 233–65..

Ademais, existe um elemento de interação adicional, que é central para a nossa descrição da evolução de indústrias emergentes: o que Elinor Ostrom chamou de estratégia de mudança de nível (*level-shifting strategy*): mesmo que os processos de tomada de decisões nos quatro níveis estejam aninhados (ex. decisões no nível operacional estarão guiadas pelas decisões tomadas no nível de escolha coletiva), os agentes que decidem no nível operacional podem considerar mudar as regras decididas no nível de escolha coletiva. Nesse sentido, as estratégias de mudança de nível são centrais para entender a evolução das indústrias emergentes e, em particular, a coevolução de instituições e tecnologia nas mesmas.

Com a teoria anterior, caracterizamos de forma abstrata o problema que estamos estudando. Uma pergunta adicional é: o novo enfoque tem consequências na hora de definir políticas energéticas? O primeiro ponto que levantamos é que a atuação sobre as instituições não acontece separadamente da prática tecnológica. Ambos os processos co-evoluem. Nesse contexto, um problema, que começamos a estudar no contexto dos carros elétricos[10], é o papel das instituições (e a sua dinâmica) no problema estudado por Richard Langlois [11] para a indústria dos microcomputadores, e por Pyka e Saviotti [12] para a indústria de biotecnologia dos EUA. Nos dois trabalhos, se observam duas estratégias empresariais que competem nas respectivas indústrias. Por um lado, algumas firmas optam por desenvolver capacitações dentro da firma; por outro, há firmas que optam por desenvolver ‘capacitações externas’: capacitações que se encontram em um mercado altamente especializado (ou rede de pesquisa e inovação), no lugar de dentro da firma.

Em uma indústria emergente, o processo de escolha por um modelo definitivo ocorre no que chamamos antes de meso-nível. Portanto, parece um processo que pode ser mais bem compreendido sob a ótica da complexidade. O seguinte passo, então, é a experimentação. Se usamos as lentes da complexidade, a ferramenta será a computação. No lugar de usar cálculo, álgebra ou topologia, usaremos algoritmos para analisar os nossos processos. Esse enfoque se apoia nas ideias usadas por Franco Malerba e colaboradores [13] para estudar a formação da indústria de microprocessadores, em que desenvolveram um *'history-friendly model'*. A grande vantagem dessa estratégia é a capacidade de compreensão de como funcionam fenômenos relevantes, e como aparecem. Para dar uma analogia física do tipo de estudo que se pretende abordar, pensemos no sol. Desde longe, parece uma grande esfera de gás em equilíbrio. Mas, junto com esse 'equilíbrio', há fortes processos temporários (ex. tormentas magnéticas ou ejeções de plasma). A grande bola de gás parece, desde longe, uma esfera, mas nunca está em 'equilíbrio'. Há fenômenos locais, em diferentes escalas, e temporários, que surgem como consequência de fenômenos passados, que evitam a existência de um equilíbrio. É esse tipo de fenômenos, que dominam em uma indústria emergente, que propomos estudar sob as lentes da ciência da complexidade.

Referências:

- [1] Equilíbrio aqui definido como na definição de Nash ou em seus refinamentos.
- [2] Michel Minoux and Steven Vajda, *Mathematical Programming: Theory and Algorithms* (Wiley New York, 1986).
- [3] Alan Turing, "On Computable Numbers, with an Application to the Entscheidungsproblem," *Proc. London Math. Society* 2, no. 42 (1936).
- [4] Miguel Vazquez and Michelle Hallack, "Institutional and Technological Dynamics in the Choice of Power Generation Portfolio" (International Society for New Institutional Economics, Cambridge, Massachusetts, 2015).
- [5] Miguel Vazquez, Michelle Hallack, and Yannick Perez, "Coevolution of Institutions and Technology: The Case of Electric Vehicles" (International Conference of the Chaire Armand Peugeot, Singapore, 2015).
- [6] Elinor Ostrom, *Understanding Institutional Diversity* (Princeton university press, 2009).
- [7] Oliver E. Williamson, "Transaction Cost Economics: How It Works; Where It Is Headed," *De Economist* 146, no. 1 (1998): 23–58.
- [8] Giovanni Dosi, "Technological Paradigms and Technological Trajectories: A Suggested Interpretation of the Determinants and Directions of Technical Change," *Research Policy* 11, no. 3 (1982): 147–62.
- [9] Rolf W. Künneke, "Institutional Reform and Technological Practice: The Case of Electricity," *Industrial and Corporate Change* 17, no. 2 (2008): 233–65.

[10] Vazquez, Hallack, and Perez, “Coevolution of Institutions and Technology: The Case of Electric Vehicles.”

[11] Richard N. Langlois, “External Economies and Economic Progress: The Case of the Microcomputer Industry,” *Business History Review* 66, no. 01 (1992): 1–50.

[12] Andreas Pyka and P. Paolo Saviotti, “The Concept of Network Organisation-Biotechnology-Based Industries as Exemplar,” *Economics, Evolution and the State: The Governance of Complexity*, 2005, 99.

[13] Franco Malerba et al., “‘History-Friendly’ models of Industry Evolution: The Computer Industry,” *Industrial and Corporate Change* 8, no. 1 (1999): 3–40.

Notas sobre o novo quadro energético mundial (*)

Por Ronaldo Bicalho

Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE) (**), de agora até 2040, a utilização de energia no mundo deverá crescer um terço; puxada pela Índia, China, África, Oriente Médio e Sudeste Asiático.

Esse aumento se dará exclusivamente nos países que estão fora da OCDE (***). Tendências econômicas e demográficas, em conjunto com uma maior eficiência no uso da energia, reduzirão de forma continuada o consumo nos países da OCDE; liderados pela União Europeia (-15%), Japão (-12%) e Estados Unidos (-3%).

Em relação aos países que se encontram fora da OCDE e constituem os motores do crescimento do consumo de energia nas próximas décadas, o destaque é a China.

A transição chinesa para um modelo de crescimento econômico menos intensivo em energia tem implicações importantes para as tendências globais de crescimento do consumo energético. A China, sem dúvida, tem um grande peso na evolução do cenário energético mundial e até 2040: permanecerá, com grande folga, sendo o maior produtor e consumidor de carvão; implantará mais capacidade de geração renovável do que qualquer outro país; ultrapassará os Estados Unidos como o maior consumidor de petróleo; e terá um mercado de gás maior do que o da União Europeia.

Dessa forma, em 2040 a demanda de energia na China será quase o dobro da demanda dos Estados Unidos.

No entanto, mudanças estruturais na economia chinesa, favorecendo a expansão do setor de serviços em relação à indústria pesada, implicarão uma redução de 85% na energia necessária a cada unidade do futuro crescimento econômico; face àquele observado nos últimos 25 anos. Escolhas políticas mudarão a face do sistema energético chinês e o ritmo que ele se expande. A China prepara-se para implantar um mercado de emissões envolvendo o setor de energia e a indústria pesada para segurar o consumo de carvão. Em 2005, apenas 3% do consumo de energia estava sujeito a padrões obrigatórios e melhorias contínuas de eficiência, hoje esse valor alcança metade do consumo e, em conjunto com a implantação em larga escala da energia eólica, solar, hídrica e nuclear levam a uma desaceleração no crescimento e a um pico das emissões chinesas de CO₂ em torno de 2030.

O outro país importante na evolução do consumo de energia nas próximas três décadas é a Índia. O país deverá ocupar cada vez mais o centro do palco energético, sendo responsável por um quarto do crescimento do consumo global no período em questão.

A Índia tem um sexto da população do mundo e a terceira maior economia. Contudo, o seu consumo de energia representa apenas 6% do consumo global e 240 milhões de indianos não têm acesso à eletricidade. Com políticas em curso para acelerar a modernização do país e desenvolver a sua base industrial, com população e renda em ascensão e um esperado adicional de 315 milhões de novos moradores nas cidades indianas em 2040, a Índia está entrando em um período sustentado de rápido crescimento do consumo de energia.

A demanda por carvão para a geração de eletricidade e para sustentar o surto industrial levará a participação do carvão para quase a metade do mix energético indiano e tornará o país a fonte mais importante de sustentação do crescimento do uso mundial de carvão.

A demanda por petróleo aumentará mais do que em qualquer outro país do mundo e se aproximará de 10 milhões de barris por dia em 2040.

A Índia também irá intensificar a implantação de tecnologias de baixo carbono, embora a incerteza sobre o ritmo no qual as novas grandes barragens e centrais nucleares podem ser construídas cria uma forte dependência da energia solar e eólica para o cumprimento da promessa indiana de ter uma participação de 40% da capacidade de combustíveis não fósseis no setor de geração de energia elétrica até 2030.

Embora a Índia tenha apresentado ganhos significativos na questão do acesso à energia para a sua população, o mundo está muito aquém de uma situação em que todos tenham à disposição uma energia acessível, confiável, sustentável e moderna.

Apesar dos esforços já realizados, estima-se que hoje 1,2 bilhão de pessoas – 17% da população mundial – permanecem sem eletricidade e 2,7 bilhões de pessoas – 38% da população mundial – usam biomassa sólida tradicional (leia-se basicamente lenha) para cozinhar, colocando a sua saúde em risco e aumentando o desflorestamento.

Nas previsões da AIE, espera-se que o número de pessoas sem acesso à eletricidade caia para 800 milhões em 2030 e o número de pessoas sem energia limpa para cozinhar caia para 2,3 bilhões em 2030.

Segundo as previsões da AIE, o mercado de petróleo se reequilibra em US\$ 80/bbl em 2020, com novos aumentos no preço depois disso. A demanda cresce até 2020, porém o subsequente crescimento até 2040 é moderado pelos preços mais elevados, pelos esforços para eliminar gradualmente os subsídios, pelas políticas de eficiência e pelas mudanças na direção dos combustíveis alternativos.

O curto ciclo de investimento do óleo não convencional e sua capacidade de responder rapidamente aos sinais de preço estão mudando a maneira que o mercado de petróleo opera, porém a intensidade com que os recursos de óleo não convencional estão se desenvolvendo nos Estados Unidos pode puxar os custos para cima.

Um período mais prolongado de preços mais baixos não pode ser descartado. Essa trajetória se baseia nos pressupostos de menor crescimento no curto prazo da economia global; estabilidade maior no Oriente Médio e manutenção da estratégia da OPEP de produção em favor de garantir uma maior participação no mercado de petróleo; maior resiliência da oferta não-OPEP, nomeadamente a partir do petróleo não convencional americano.

A probabilidade do mercado de petróleo evoluir da forma apresentada anteriormente no longo prazo é enfraquecida pelo seu efeito sobre as receitas dos produtores: a receita de exportação de petróleo da OPEP, nesse cenário, cairia um quarto, apesar da produção maior.

Preços mais baixos podem não ser uma boa notícia para os consumidores. Os benefícios econômicos são contrabalançados pelo aumento da dependência do petróleo bruto importado e o risco de uma forte recuperação no preço se o investimento secarem. As preocupações sobre a segurança do aprovisionamento de gás também seriam aumentadas se os preços ficarem muito baixos e se tornarem insuficientes para gerar o investimento necessário em abastecimento.

Preços mais baixos do petróleo por si só não têm um grande impacto sobre a implantação de tecnologias de energias renováveis no sector da energia, desde que os formuladores de políticas permaneçam firmes em fornecer as necessárias regras de mercado, políticas e subsídios. As perspectivas para os biocombustíveis são atingidas por combustíveis para transportes convencionais mais baratos, assim como a adoção de veículos movidos por eletricidade e gás natural e o incentivo para investir em tecnologias mais eficientes. Em um cenário de preço de petróleo baixo, períodos de retorno mais longos implicam uma perda de quase 15% da poupança de energia, renunciando algo em torno de \$ 800 bilhões de valor de melhorias de eficiência em carros, caminhões, aviões e outros equipamentos de uso final, atrasando a necessária transição energética.

O gás natural, onde substitui combustíveis mais intensivos em carbono ou serve de back-up para a integração das energias renováveis, é uma boa contribuição na descarbonização gradual do sistema energético. Um aumento de consumo de quase 50% o torna o combustível fóssil de incremento mais rápido até 2040.

A China e o Oriente Médio são os centros de crescimento da demanda de gás mais importantes, tornando-se consumidores maiores do que a União Europeia. Com o preço do gás já baixo na América do Norte, e decrescendo em outros lugares em função da ampla oferta e vinculações contratuais com o preço do petróleo, há uma abundância de compradores de gás buscando preços competitivos no início do período considerado nas previsões da AIE. Contudo, o tamanho da expansão de longo prazo é restringido pelas políticas de eficiência, pela concorrência das renováveis e do carvão na geração de eletricidade; também pode ser limitado futuramente se o adiamento dos investimentos resultante do atual ambiente de preços baixos tornar os mercados mais apertados nos anos 2020s.

Um quinto do crescimento projetado da demanda consiste de gás transportado por grandes distâncias via gasodutos extremamente intensivos em capital ou projetos de GNL.

As emissões de metano, um poderoso gás de efeito estufa, ao longo da cadeia de abastecimento vai afetar as credenciais ambientais do gás, se não houver uma ação política concertada para enfrentar esses vazamentos.

O gás não convencional é responsável por cerca de 60% do crescimento da oferta global de gás, mas a difusão de seu desenvolvimento para além da América do Norte é mais gradual e desigual. O ritmo de crescimento do gás não convencional da China é uma grande incerteza: políticas que incentivam este desenvolvimento estão em curso – com a produção projetada para exceder 250 bcm em 2040 -, mas aspectos da geologia, limitada disponibilidade de água e densidade populacional em algumas áreas-chave ricas em recursos, juntamente com as questões regulatórias relacionadas à fixação de preços, ao acesso aos recursos e aos dutos domésticos, impedem um rápido aumento na produção chinesa.

O carvão aumentou a sua participação no mix global de energia de 23% em 2000 para 29% hoje, contudo, o ímpeto por trás dessa onda de crescimento está diminuindo e o combustível enfrenta uma reversão de expectativas. A promessa de um crescimento continuado da demanda, especialmente na China, desencadeou grandes investimentos em abastecimento nos últimos anos, mas o uso real do carvão tem ficado muito aquém, resultando em excesso de capacidade e derrocada dos preços.

Nas projeções da AIE, o combustível que sustentou 45% do aumento da demanda global de energia ao longo da última década atenderá apenas cerca de 10% de crescimento adicional para 2040, em grande parte devido a uma triplicação da demanda de carvão na Índia e no Sudeste Asiático.

O consumo na OCDE, onde o uso de carvão enfrenta forte política restritiva, está projetado para cair em 40% durante o mesmo período: o consumo de carvão na União Europeia em 2040 cai para cerca de um terço dos níveis atuais.

Em 2040, a Ásia é projetada para dar conta de quatro em cada cinco toneladas de carvão consumidos globalmente, e o carvão continuará a ser a espinha dorsal do sistema de energia em muitos países no cenário central da AIE. No entanto, seu uso contínuo em todo o mundo é compatível com políticas ambientais rigorosas somente se for utilizado da forma mais eficiente, com avançadas tecnologias de controle para reduzir a poluição do ar, e se for feito um avanço consistente na demonstração de que o CO₂ pode ser segura e rentavelmente capturado e armazenado.

O setor de energia elétrica lidera o processo de construção de um sistema energético descarbonizado.

Os países não membros da OCDE são responsáveis por sete de cada oito unidades adicionais de demanda de eletricidade. Com 60 centavos de cada dólar investido em novas centrais elétricas para 2040 gastos em tecnologias de energia renovável, a produção mundial de eletricidade, com base em energias renováveis, aumenta em cerca de 8300 TWh (mais da metade do aumento da geração total), equivalente à saída de todas as usinas de geração de combustível fóssil de hoje na China, nos Estados Unidos na União Europeia juntos. O

resultado líquido é que a participação do carvão no mix global de energia elétrica cai de 41% para 30%, com as energias renováveis não hídricas ganhando um montante semelhante, enquanto gás, nuclear e hidrelétrica manterão as suas quotas atuais.

Em 2040, a geração baseada em energias renováveis atingirá uma quota de 50% na União Europeia, cerca de 30% na China e no Japão, e acima de 25% nos Estados Unidos e na Índia: em contraste, o carvão ficará com menos de 15% do fornecimento de eletricidade fora da Ásia. Apesar das tecnologias mais caras e do aumento dos preços dos combustíveis fósseis, a eletricidade está prestes a se tornar mais acessível, em relação ao PIB, na maioria das regiões. Com mais geração a partir de energias renováveis e nuclear, e usinas térmicas mais eficientes, as emissões de CO₂ de geração de energia crescerão apenas um quinto do crescimento da potência até 2040; esta relação foi de um-para-um ao longo dos últimos 25 anos. Para realizar estas projeções, o mundo precisa adicionar mais capacidade até 2040 do que está instalado em todo o mundo hoje, enquanto a utilização média da capacidade baixará por causa da necessidade de integrar as tecnologias de energias renováveis variáveis. Isto levanta questões em muitos países sobre os mecanismos de mercado adequados à geração dos investimentos necessários em geração e redes.

A eficiência energética desempenha um papel crucial limitando o crescimento da demanda de energia em um terço até 2040, enquanto a economia global cresce 150%. Metas obrigatórias na China e na Índia têm aumentado a cobertura global da regulamentação de eficiência na indústria de 3% em 2005, para mais de um terço de hoje, e tais políticas energéticas continuarão a expandir seu alcance e eficácia até 2040. Nos países da OCDE, as medidas de eficiência reduzem o crescimento da demanda para 60% da esperada sem elas.

As preferências políticas pelas opções energéticas de baixo carbono têm sido reforçadas pelas tendências de custos, na medida em que a extração de petróleo e gás torna-se gradualmente mais cara enquanto os custos das energias renováveis e de tecnologias mais eficientes na utilização final continuam a cair.

Notas:

(*) Estas notas são baseadas no sumário executivo da publicação da Agência Internacional de Energia citada abaixo.

(**) IEA. **World Energy Outlook 2015**. Paris: OECD/IEA, 2015.

(***) A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE – atua nos âmbitos internacional e intergovernamental e reúne os países mais industrializados do mundo e alguns países emergentes, como México, Chile, Coreia do Sul e Turquia.

As mudanças no marco institucional do gás na Bolívia e as consequências para o Brasil

Por Yanna Clara

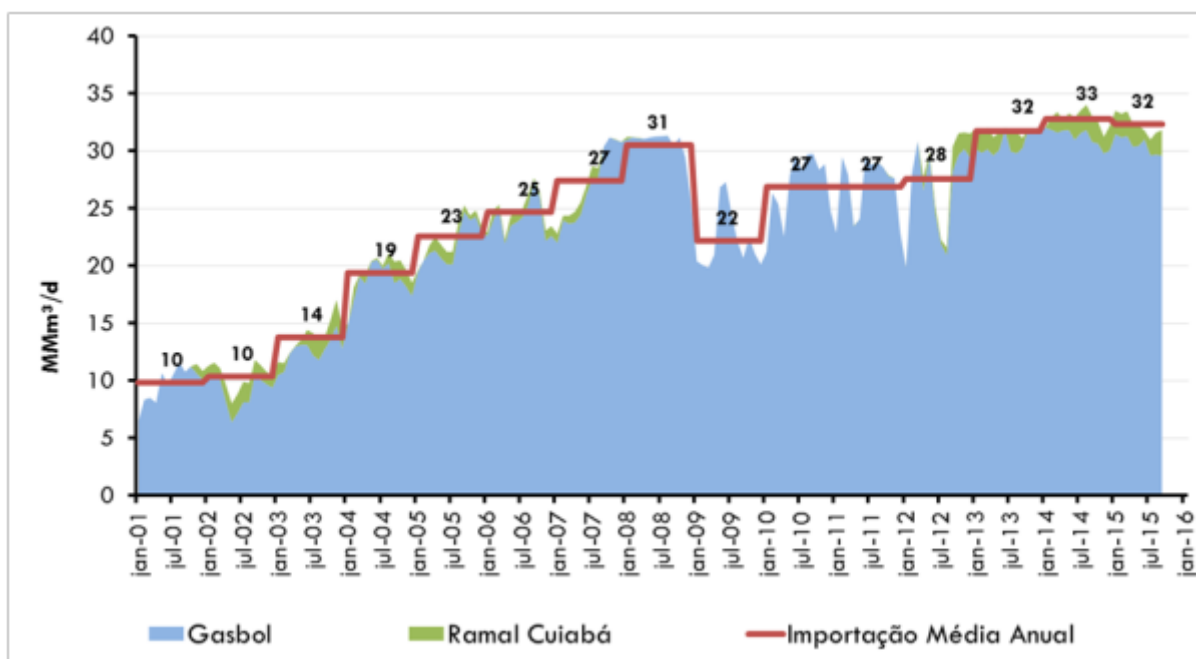
A oferta de gás natural brasileira é composta por três fontes distintas: a produção doméstica, ofertada principalmente como subproduto da indústria de petróleo; a importação da Bolívia; e as importações do mercado internacional via GNL. A produção nacional correspondeu em 2014 a 48% da oferta total, a Bolívia a 32% e as importações de GNL a 20%.

O contrato de importações da Bolívia entrará em processo de renegociação nos próximos anos, devido ao seu término previsto para 2019. São diversos aspectos que podem ser alterados em tal renegociação: preços, volumes, condições de *take or pay*, dentre outros. As condições em que o novo contrato será definido podem afetar e alterar o balanço atual da oferta do energético no Brasil.

Nesse contexto, é importante analisar quais as condições do mercado boliviano para a renegociação do contrato, dado o cenário de reservas bolivianas limitadas e os crescentes compromissos de venda de gás natural, tanto para as exportações quanto para o mercado interno do país.

O contrato original de importações do gás natural boliviano, envolvendo a Petrobras e a YPFB, foi assinado em 1996. As importações se iniciaram efetivamente em 1999, quando a construção do gasoduto foi finalizada. Em tal contrato permitia-se uma importação máxima de 31,5 MMm³/dia e *take or pay* (mínimo) de 24 MMm³/dia. Como podemos verificar pelo gráfico abaixo, o Brasil tem importado o máximo possível desde 2013, mantendo a média anual por volta de 33 MMm³/dia [1].

Volume de importações de gás natural da Bolívia (MMm³/dia) – 2001 a 2015



Fonte: Boletim de Gás Natural do MME.

O mercado de gás da Bolívia

A Bolívia atualmente consome aproximadamente 9 MMm³/dia e exporta 33 MMm³/dia para o Brasil e 16 MMm³/dia para a Argentina. A Bolívia vem realizando investimentos para elevar seu consumo interno, principalmente em indústrias intensivas no uso do gás como a petroquímica. O objetivo do governo é criar produtos de maior valor agregado, usando o gás natural produzido ao invés de vendê-lo em seu estado bruto. Alguns projetos já estão em andamento e outros em operação; como o caso da planta de separação de líquidos de gás natural em Gran Chaco.

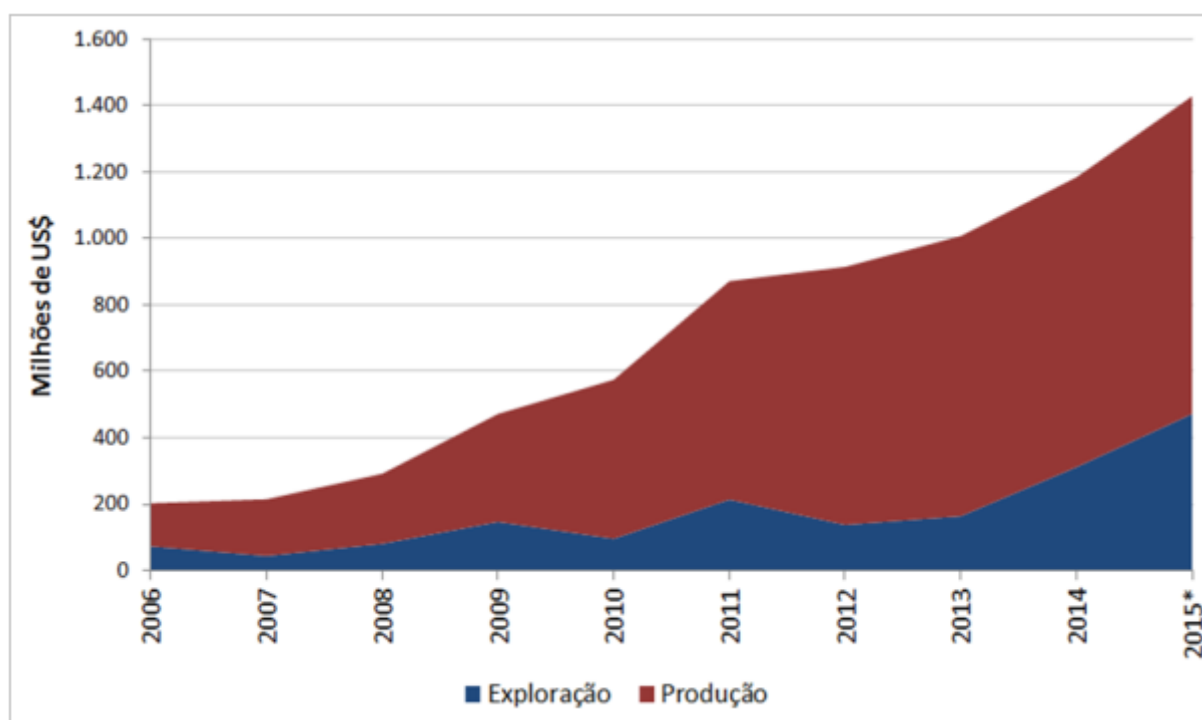
Os principais projetos são: uma planta de ureia e amônia; uma planta de propileno e polipropileno; e outra de etileno e polietileno. A planta de ureia e amônia já está com 72% da construção concluída e deve entrar em operação em 2016. O objetivo é que se produzam fertilizantes voltados principalmente para as exportações – cerca de 85% da produção será destinada ao mercado externo. Espera-se que essa planta consuma sozinha 1,4 MMm³/dia de gás natural. A planta de propileno e polipropileno está prevista para estar em operação em 2018, e a de etileno e polietileno em 2022, a qual consumirá sozinha 2,8 MMm³/dia.

Apesar dos incentivos ao consumo e a industrialização do gás natural, o país não possui reservas condizentes com a perspectiva de produção mais intensa do energético. As reservas da Bolívia em 2014 alcançaram o nível de 297 bilhões de metros cúbicos, um aumento de 5% com relação a 2009. No entanto, o índice Reserva/Produção do país se reduziu rapidamente no período, saindo de 23

anos em 2009 para aproximadamente 14 anos em 2014. Em outras palavras, o país produziu gás natural com mais rapidez e/ou intensidade do que explorou e descobriu novas jazidas, aumentando apenas marginalmente o nível de suas reservas.

Esse resultado se deve principalmente ao baixo investimento empreendido em exploração no país nos últimos anos. No gráfico abaixo se observam os valores investidos desde 2006 no *upstream* boliviano, tornando-se evidente o foco do investimento na fase de produção em detrimento dos investimentos em exploração.

Investimento em Exploração e Produção na Bolívia (Milhões de US\$) – 2006 a 2015



*Valor orçado para 2015.

Fonte: Elaboração Própria com dados da CBHE (2015).

As reformas da Bolívia

O governo da Bolívia está ciente das consequências do escasso investimento em exploração e desenvolvimento de novos campos de gás natural, e também petróleo. O país depende significativamente da renda das exportações do energético e, portanto, tornou-se urgente uma mudança em prol de uma política de incentivos para o setor.

A Bolívia vem empreendendo uma série de incentivos para modificar o cenário de reservas escassas em um contexto de necessidade de intensificar o consumo doméstico e também manter as exportações no nível atual. Nesse sentido, o

governo vem desenvolvendo um conjunto extenso de medidas que irão facilitar e atrair capital para a indústria de gás natural no país.

A primeira de diversas modificações legislativas específicas do setor de petróleo e gás natural foi o Decreto Supremo No. 2298, de março de 2015, que limita bastante o direito da consulta aos povos indígenas e permite a exploração e produção em áreas da comunidade, até então proibidas. Dessa maneira, o processo se torna mais ágil e menos burocrático.

Com o mesmo objetivo de expandir o território de exploração dos recursos bolivianos, foi lançado o Decreto Supremo No. 2366 em maio de 2015, o qual autoriza a exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas de proteção ambiental, exigindo, em contrapartida, a incorporação e uso das tecnologias mais adequadas para minimizar o impacto ao meio ambiente. Ademais, foi aprovado o Decreto Supremo No. 2549 em outubro de 2015, o qual eleva o número de áreas reservadas à empresa estatal YPFB.

Outro decreto do pacote de medidas do governo boliviano é o Decreto Supremo No. 2368, de maio de 2015, que estabelece os mecanismos necessários para a construção e operação de gasodutos que constituem projetos definidos como de “interesse nacional”, agilizando dessa forma, o seu processo de construção.

A Lei de Promoção do Investimento, de abril de 2014, é um dos primeiros passos em prol dos incentivos aos investimentos no país em geral. O objetivo de tal lei é estabelecer o marco jurídico e institucional geral para a promoção dos investimentos no país, através de incentivos específicos concedidos pelo Ministério de Desenvolvimento, que irá analisar os projetos e julgar os de maior interesse para o crescimento econômico da Bolívia. Os incentivos podem ser concedidos até um máximo de 20 anos, a depender do tempo de recuperação do investimento.

Uma medida que trará maior segurança jurídica aos investidores é a Lei 708, aprovada em junho de 2015, que se refere às normas de arbitragem e conciliação de diferentes setores da economia. A nova lei regula a conciliação e arbitragem, que atuam como meios alternativos de resolução de conflitos emergentes das relações contratuais ou extracontratuais. Através da norma, se reconhece a participação da decisão arbitral estrangeira e sujeita a cooperação judicial internacional às leis bolivianas.

A Lei de Conciliação e Arbitragem unida à Lei de Promoção de Investimentos, descritas acima, se consolidam como o marco legal que garante segurança jurídica e estabilidade aos investimentos no país, fatores essenciais para que aumente o interesse do capital estrangeiro no país.

Talvez a mais importante proposta do Governo, específica ao setor de hidrocarbonetos, seja o projeto da Lei de Incentivos à Exploração, que está sendo discutido e já foi aceito pela Câmara de Deputados. A lei prevê a criação de um fundo que será financiado por uma fração de 12% do IDH, o imposto sobre a produção de gás natural e petróleo que é distribuído entre os estados, municípios, universidades e o fundo indígena. O fundo servirá de incentivo para a produção de petróleo e condensado associados à produção de gás natural – o

incentivo será na faixa de US\$ 30 a 50 por barril em Zona Tradicional e US\$ 35 a 55 em Zona não Tradicional. O incentivo aplicado ao condensado associado à produção de gás natural terá duração entre 20 e 25 anos, enquanto incentivos ao petróleo não tem prazo (La Razon, 2015).

O projeto, por ora, prevê a possibilidade de abertura da Bolívia para novos tipos de contrato a serem definidos pelo Ministério de Energía y Hidrocarburos, a fim de criar maior flexibilidade e atrair o capital estrangeiro.

A YPFB espera que, com a aprovação da Lei de Incentivos, as reservas de gás natural do país irão ser incrementadas em 308 bilhões de metros cúbicos nos próximos cinco anos, mais que dobrando o nível atual de reservas. Além do gás natural, a lei incentiva principalmente a exploração de petróleo e condensados, cujo objetivo é diminuir a dependência externa do país de tais energéticos.

Além desse pacote de medidas legislativas, espera-se investir no setor US\$ 30 bilhões nos próximos 10 anos, sendo que desse total 80% seriam responsabilidade do governo boliviano. Algumas empresas, como Gazprom, Petrobras, Total, BG, Repsol e YPF, já assinaram contratos de exploração no país.

Consequências para o Brasil

As mudanças descritas acima trarão mais segurança e estabilidade para a Bolívia, que são características essenciais para atrair investimento externo. A conclusão é que o país vem tentando imprimir uma imagem bastante diferente da que foi construída na época da nacionalização do setor de hidrocarbonetos, que acabou por espantar os grandes investidores. É uma Bolívia mais forte e com maior credibilidade: vem crescendo em média à taxa de 5% por ano e possui reservas internacionais importantes para trazer estabilidade para economia.

No futuro, com o sucesso da campanha exploratória empenhada na Bolívia, as reservas voltarão a crescer vigorosamente e o país será capaz de suprir a crescente demanda interna e provavelmente manter os compromissos de exportação. No entanto, este é um cenário incerto tanto com relação a prazo, quanto com relação a volumes. É possível que o período de exploração seja mais demorado que as expectativas e nada garante que a quantidade de gás encontrada será suficiente para repor as reservas e ainda manter uma alta produção.

Além disso, o contexto do mercado de petróleo e gás natural não é dos melhores. Com a queda do preço do petróleo, as empresas estão sendo mais seletivas em suas escolhas de investimento e, mesmo com todo o esforço em atrair o capital estrangeiro, é possível que o resultado fique aquém das expectativas.

A concorrência pelo gás natural boliviano está se acirrando. Por um lado temos a Bolívia investindo em um polo petroquímico gás intensivo e por outro os países importadores e fortemente dependentes do energético. A renegociação se dará em um contexto de baixas reservas e uma necessidade cada vez maior de aumentar a produção. A equação é simples: no médio prazo, com uma produção

restringida, a oferta disponível para exportação será reduzida, já que é bem provável que a Bolívia priorize o suprimento de sua indústria nascente. O risco de suprimento para o Brasil existe e pode prejudicar principalmente os estados mais dependentes do energético importado, como os da região Sul.

Referências:

BP (2015). BP Statistical Review of World Energy June 2015.

Camara Boliviana de Hidrocarburos y Energía (2015). Revista Petróleo & Gas, No. 95, Janeiro/Fevereiro 2015.

Camara Nacional de Comercio (2014). Resumen de la Ley de Promocion de Inversiones.

Financial Times (2015), The New Bolivia, October 2015.

La Razon (2015). El proyecto de Ley de Incentivos, 16/11/2015.

Kaup, B. Z. (2010) Powering up: Latin America's energy challenges: Bolivia's nationalised natural gas: social and economic stability under morales. IDEAS reports – strategic updates, Kitchen, Nicholas (ed.) SU005. LSE IDEAS, London School of Economics and Political Science, London, UK.

Notas:

[1] Esse valor de importação inclui consumo do próprio transporte de gás natural, por isso é maior do que a importação máxima do contrato.