
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Novembro/Dezembro de 2014 – Ano 14 – n.5

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados seis artigos:

Senso de urgência: conter o consumo de eletricidade no país, por Renato Queiroz.

O PEMAT e os desafios relacionados à decisão de investimento em gasodutos, por Michelle Hallack e Miguel Vazquez.

Eleições americanas: energia derrota Obama, por Ronaldo Bicalho.

A transformação do panorama global do petróleo e do gás e os impactos sobre o Brasil, por Luciano Losekann e Edmar de Almeida.

A relação entre o mercado de gás natural, o mercado de LGN e o mercado de petróleo nos Estados Unidos, por Marcelo Colomer.

Setor de energia no Brasil: o balanço de 2014, por Edmar de Almeida e Luciano Losekann.

Equipe:

Editor: Ronaldo Bicalho

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

Secretária executiva: Jacqueline G. Batista Silva

Contatos: economia.energia@ie.ufrj.br

Autores

Edmar de Almeida

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

Luciano Losekann

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

Marcelo Colomer

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

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.

Renato Queiroz

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

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

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

Ronaldo Bicalho

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

Senso de urgência: conter o consumo de eletricidade no país

Por Renato Queiroz

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) acendeu uma luz vermelha ao divulgar em 17 de outubro passado que a situação dos reservatórios da Região Sudeste continuava se deteriorando e as previsões eram pessimistas. De fato o PMO referente à semana de 25 a 31 de outubro de 2014 apontou para uma piora na previsão de vazões. O ONS em seu programa mensal de operação eletroenergética (PMO) publicado semanalmente faz projeções, entre outras, dos volumes das chuvas nas regiões do Brasil. A previsão das vazões afluentes aos reservatórios em base mensal e semanal é uma atividade básica no planejamento da operação energética em um sistema predominantemente hidroelétrico como o brasileiro.

O Sudeste, que responde por cerca de 70% do armazenamento de água nas usinas hidrelétricas brasileiras, tinha como projeção chegar ao final de outubro com 19 % de armazenamento. O informe do ONS ainda apontava que, em outubro, as chuvas das regiões Sudeste e Centro-Oeste não deveriam atingir a 70 % da média histórica. Como a situação prevista para outubro foi pior, a expectativa do nível dos reservatórios para o final de novembro, cai para 15,8% no Sudeste.

E certamente os custos marginais de operação atingem a previsões crescentes. No PMO da 2ª semana de outubro a previsão era de cerca de R\$ 850,00. Já o PMO de 25 a 31 de outubro o valor encontrava-se em R\$ 890,12. As últimas previsões já indicam que o custo marginal de operação ultrapassa os R\$ 1000/MWh, na média, entre 1º e 7 de novembro. Neste sentido o preço de liquidação das diferenças (PLD) no mercado brasileiro estará batendo no seu limite máximo legal de R\$ 822,83/MWh.

Ainda no rol das notícias preocupantes o programa mensal da operação, que ajusta também a previsão da carga de energia mensal nos subsistemas para cada mês, previa em 17 de outubro um crescimento da carga de energia [i] de 2,4 % em relação ao mesmo de mês de 2013 e não 1,3 % como era a previsão anterior. Esta nova previsão se deve ao aumento do consumo de energia elétrica dos consumidores residenciais e comerciais. Os novos números previstos pelo ONS já são superiores para os meses de novembro. E o verão ainda não chegou com toda a sua intensidade.

Por outro lado, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) [ii] tem afirmado em suas reuniões que as previsões de aflúências indicam a garantia do suprimento para o atual ano, pois o parque de geração termelétrica tem condições de complementar a geração hidrelétrica.

No entanto, há um consenso no âmbito técnico do setor que algumas ações para obtenção de resultados no curto e médio prazos já poderiam ter sido priorizadas

pelos órgãos de decisão de política energética nacional. Há uma unanimidade entre esses especialistas que não dá para ficar rezando para chover sem ações preventivas de economia no consumo de energia elétrica. Medidas como essas contribuiriam para diminuir o violento “stress” técnico e econômico a que está submetido o setor, reduzindo os custos finais reais da crise tanto para as empresas quanto para os consumidores.

Vejam as de médio prazo quais seriam essas medidas:

- Programa intensivo na busca de diminuição das perdas técnicas na rede de Distribuição de Energia. As perdas que ocorrem dentro do sistema de distribuição são classificadas em comerciais e perdas técnicas. Na primeira classificação são os conhecidos roubos ou “gatos” na linguagem popular. A ANEEL define essas perdas decorrentes de “furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, obsolescência dos aparelhos de medição etc”. A diminuição dessas perdas comerciais encontra dificuldades. Há locais nas cidades em que um fiscal da Distribuidora não se arrisca a chegar perto temendo pela sua segurança pessoal. Tais perdas significam que os consumidores regulares vão arcar com parte do consumo dos furtos de quem realiza ações ilegais em sua conexão com a Concessionária. Além disso, há grandes prejuízos destas empresas e do próprio Estado que perde na arrecadação de impostos. As perdas técnicas se referem ao consumo dos equipamentos responsáveis pela distribuição de energia. A diminuição de perdas por motivos técnicos exige investimentos das Concessionárias em reforços nas redes de distribuição, na implantação de novas subestações, na expansão e instalação de bancos de capacitores, na substituição de transformadores sobrecarregados etc. Anualmente, as distribuidoras registram elevadas perdas na distribuição, tanto técnicas, quanto comerciais. Havia indicações de que após a privatização das empresas Distribuidoras tais perdas diminuiriam. Isso não aconteceu. Hoje no país as perdas na Distribuição chegam a um nível que beira os 15 %. A Agência Reguladora estabelece limites ou metas que podem ser compensados na Revisão Tarifária das empresas. No caso das perdas técnicas, a ANEEL poderia intensificar a fiscalização nas Concessionárias avaliando se essas empresas estão realizando um programa de investimentos necessários na modernização das instalações; e até estabelecer novas
- Uma segunda ação importante que deve ser intensificada, ainda no âmbito da distribuição é a implantação dos *smart meters*, ou seja, medidores eletrônicos inteligentes que podem aferir em tempo real a oferta e o consumo da energia elétrica identificando erros e oferecendo inclusive comunicação entre a empresa e o consumidor. O processo de instalação destes medidores em escala nacional está lento, pois falta estrutura para instalações em grandes distâncias de redes, em várias subestações e também em modernização nos sistemas de comunicação e automação. Esta ação tem que ser enfrentada para que seja acelerada a instalação de uma rede chamada inteligente. Os benefícios virão rapidamente.
- Programa acelerado de troca de lâmpadas mais eficientes. A portaria interministerial nº 1007/2010, que estabeleceu níveis mínimos de

eficiência energética para lâmpadas incandescentes terá como resultados até 2016 a saída de circulação no país de lâmpadas incandescentes. Como as lâmpadas LED (Light Emitting Diode) são as mais eficientes com menor consumo em watts e maior fluxo luminoso há necessidade de aumentar a motivação do consumidor em usar tal tecnologia e também orientá-lo, pois as LEDs necessitam ser usadas corretamente. Mas o fator preço é fundamental para esta decisão. As lâmpadas LEDs que chegam ao mercado brasileiro ainda são bem mais caras que outras e o seu preço influencia na decisão do consumidor. Há iniciativas de incentivos em um uso maior de LEDs por algumas Distribuidoras. O governo, no entanto, poderia desenvolver um forte programa com subsídios e ampla divulgação para levar o consumidor a trocar suas lâmpadas incandescentes e fluorescentes compactas por lâmpadas LEDs. O consumidor desconhece na sua grande maioria que as lâmpadas de LED duram aproximadamente 25 vezes mais do que as lâmpadas incandescentes e três vezes mais do que as lâmpadas fluorescentes compactas. Vale ressaltar que estas tecnologias já estão sendo produzidas no Brasil e disponíveis no mercado. Mas um programa de incentivos para o Brasil ter mais fabricantes é uma ação de política industrial de importância significativa.

- Geração Distribuída / Painéis Solares em residências. Um programa mais agressivo de implantação de placas solares no setor residencial deveria ser avaliado com urgência. A regulação da ANEEL para geração descentralizada ou distribuída de pequeno porte, desde 2012, teve avanços e reduziu entraves através da Regulação Normativa 482/2012. Quem quiser gerar energia, por exemplo, através da energia solar, e não usar toda a energia gerada poderá injetar a sobra na rede da Distribuidora e obter um crédito para abater o consumo em meses futuros. O que tem como barreira são os preços dos painéis solares, inversores e outros componentes, pois não há um mercado ativo de produção de peças para geração fotovoltaica. Os preços aqui no país com impostos de importação ficam bem altos. Um programa direcionado para reduzir impostos federais tais como impostos de importação, PIS, COFINS e impostos estaduais, tais como o ICMS, pode acelerar um programa como este. O governo decidiu iniciar os leilões para geração centralizada de energia elétrica a partir de energia solar. Certamente esta ação deverá abrir as portas para um desenvolvimento nacional de componentes para a indústria de energia solar. Mas o fomento para a geração distribuída para condomínios e residências com ações em paralelo de política industrial trará resultados de curto prazo e aliviará o sistema interligado. A avaliação e fomento de modelos comerciais, como há em mercados mais maduros, como o americano (ex. o “Solar Lease”), também incrementa o desenvolvimento dessa indústria. E o próprio governo poderia incentivar avaliações e mapeamentos desses mecanismos através de projetos de P&D.

No curto prazo a sociedade já deveria ter sido amplamente e didaticamente informada da situação dos reservatórios das hidrelétricas, do uso na base de usinas térmicas que não foram previstas para tal frequência de operação e também dos altos custos da operação com térmicas. Essa ação é uma necessidade que o governo deveria buscar, fornecendo explicações em uma

linguagem que o público não especializado pudesse entender. Neste plano de informação poderia até constar opções e sugestões para a diminuição do consumo que a princípio pareceria ser de pouca economia de kWh por residência, lojas etc. Mas, com o apoio da mídia, e havendo forte adesão a tais opções pela população a economia de energia no conjunto dos consumidores será significativa.

Uma dessas ações, por exemplo, é não deixar que determinados eletrodomésticos operem em modo de espera (stand by). A luz que fica acesa sempre no aparelho de micro-ondas, no DVD, na TV, no conversor de TV por assinatura etc. acarreta um desperdício de energia e rebate na conta de luz. Hoje muitos especialistas afirmam que as luzes de *stand-by* respondem por 15 % do gasto de energia de uma residência. Há certas comodidades, conforme o produto, que levam o consumidor a não desligar a luz de espera para evitar a necessidade de realizar novas configurações como é o caso de conversores de tvs por assinatura ou televisores que, ao serem desligados por completo, perdem informações como o relógio, etc. Mas um plano bem transparente apontando as vantagens da economia fará o consumidor brasileiro apoiar tais medidas.

A situação apresentada pelo ONS em seu PMO leva à necessidade de um estabelecimento de um programa de divulgação mostrando à sociedade a importância da diminuição do consumo no curto prazo com informações e sugestões de usos mais eficientes. Em adição uma avaliação de ações de política energética com medidas estruturais concretas para a diminuição do consumo no médio prazo como aquelas exemplificadas acima.

Os órgãos de defesa do consumidor bem como os especialistas do governo em efficientização de energia conhecem bem todas essas medidas de mudanças de hábitos e também as ações mais estruturais listadas. Mas, no Brasil, todas essas ações estão sendo desenvolvidas em um cronograma de um ambiente de fatura de energia, o que não é o nosso caso. O setor elétrico necessita de um senso de urgência. O uso eficiente e racional da energia encontra-se dentro deste contexto.

Referências:

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL <http://www.aneel.gov.br/>

Empresa de Pesquisa Energética – EPE <http://www.epe.gov.br/>

Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético-ILUMINA <http://ilumina.org.br/>

Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS – <http://www.ons.org.br/>

[i] Carga de energia ou carga de energia própria é o montante total de energia requisitado de uma instalação ou conjunto de instalações em determinado período (relação entre a eletricidade gerada em MWh e o tempo de funcionamento das instalações). É medido em megawatt médio (MWh).

[ii] Comitê governamental, criado em 2004 para acompanhar e avaliar a segurança do suprimento eletroenergético, composto por representantes dos agentes oficiais do setor energético brasileiro como: o Ministério de Minas e Energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a Empresa de Pesquisa Energética e o Operador Nacional do Sistema Elétrico.

O PEMAT e os desafios relacionados à decisão de investimento em gasodutos

Por Michelle Hallack e Miguel Vazquez

Desafios no estabelecimento de mecanismos de decisão sobre o cálculo do investimento em gasodutos podem ser observados em muitos países. Discordâncias na determinação de quanto, quando e onde investir no transporte em gás não são uma exclusividade brasileira. Diferentemente das jaboticabas, esses desafios e discordâncias sobre a definição do investimento em infraestruturas de transporte de gás no Brasil são observados em vários países. Neste contexto, a discussão sobre o PEMAT (Plano de Expansão da Malha de Transporte) brasileiro pode ser vista como parte de uma discussão mais ampla sobre possíveis mecanismos para fazer face aos desafios relacionados à decisão de investimento em gasodutos.

Atualmente, discussões deste gênero são frequentes nos países Europeus, em alguns Estados Norte-Americanos (como New England) e países sul-americanos (como a Colômbia). Nestes casos, a inclusão massiva da geração térmica a gás natural combinada com a volatilidade da demanda de ponta (causada por questões climáticas inesperadas e/ou por massiva inclusão de renováveis no sistema) potencializou os desafios dos modelos inicialmente adotados.

Este artigo chama a atenção para alguns mecanismos e algumas propostas internacionais relacionadas aos mecanismos de decisões de investimento de transporte de gás natural. Estes mecanismos, se pensados no contexto nacional, levando em conta suas especificidades, podem ser fontes de inspiração tanto para a adoção de alguns mecanismos quanto para a rejeição de outros [1].

Estados Unidos: Desafios e propostas em um modelo contratualizado

Nos Estados Unidos a lógica dos investimentos em gasodutos interestaduais foi construída de forma clara e é considerada em grande medida um sucesso. Os gasodutos para serem autorizados precisam provar que são necessários para a sociedade. A forma mais frequente de se fazer isto é através de estabelecimento de contratos de longo prazo com potenciais usuários. A regulação garante que o dono do gasoduto não possa transportar seu próprio gás (separação dos interesses do transportador em relação aos do proprietário do gás).

Por outro lado o regulador garante que as tarifas sejam estabelecidas de maneira a cobrir os custos dos gasodutos (que vendem seus serviços em contratos que frequentemente duram 10 ou 15 anos). Neste sistema a sobre capacidade não é valorizada e os riscos são alocados principalmente aos usuários do sistema que contratam capacidade. Este sistema é visto como um sucesso por muitos, porque permitiu desenvolver, com certa rapidez, uma malha de transporte de gás malhada e que, em grande medida, permitiu o recente boom do gás não convencional.

Tal modelo começou, no entanto, a trazer desafios à massiva integração de térmicas a gás em algumas regiões do país. Um exemplo disso pode ser observado em New England. No último inverno os preços do gás natural aumentaram muito, se comparados com as médias de preços nacionais. A principal causa apontada foram gargalos no transporte de gás para a região. Este contexto gerou uma grande preocupação com a confiabilidade do sistema elétrico, que na ausência de gás direcionado ao setor pode sofrer graves restrições.

Do ponto de vista do sistema de gás natural, a confiabilidade exigida se refere ao cumprimento dos contratos firmes assinados. Desta perspectiva, o setor de gás não identifica nenhum problema de segurança, uma vez que os contratos firmes estão assegurados.

Do ponto de vista do sistema elétrico, visto a incerteza em relação ao despacho, as centrais termoeletricas não estão dispostas a assumir o risco de comprar capacidade firme de longo prazo. Na perspectiva do sistema elétrico, o operador do sistema é o responsável pela garantia do sistema de transporte e operação das redes. Cabe às geradoras o negócio de produção elétrica de acordo com o mercado elétrico. Quando as geradoras são despachadas elas vão ao mercado comprar gás e capacidade de transporte. Contudo, mesmo com um mercado secundário de capacidade transporte desenvolvido, que permite realocação da capacidade existente, não há garantia que o agente elétrico vá conseguir adquirir a capacidade necessária. Por outro lado, estes contratos/demandas de curto prazo não se encaixam no modelo de investimento dos gasodutos americanos. Estes contratos de curto prazo geram um aumento de preços temporários do serviço de transporte, contudo, da perspectiva dos gasodutos, não cobrem os riscos de volume diretamente.

Neste contexto, poderia surgir um agente que estivesse disposto a incorrer nos riscos para arbitrar comprando capacidade de longo prazo para revender no curto para o sistema elétrico. Contudo, no contexto estudado, os riscos/benefícios não levaram os agentes privados a entrar no negócio. Isto é, não geraram garantias de investimentos suficientes para atender os critérios de confiabilidade requeridos pelo sistema elétrico [2].

O mecanismo que está sendo discutido, e parece que aceito em grande medida, é a compra de capacidade de transporte de gás natural através de contratos de longo prazo pelo operador do sistema elétrico. O operador do sistema elétrico é um agente regulado e responsável pela operação do sistema e pela seguridade do mesmo. As vantagens deste mecanismo é a manutenção da lógica histórica da regulação de gás natural aplicada a nível federal, a rapidez que se pode colocar em prática o mecanismo e o uso das informações do operador do sistema elétrico na determinação da capacidade requerida.

Algumas críticas potenciais podem ser feitas a tal mecanismo e dependerá na prática de como ele for aplicado. Por um lado, a compra por um agente regulado de capacidade de transporte pode levar a um sobreinvestimento (o que significa sobrecusto para o sistema elétrico). Ademais, estes agentes, dependendo do esquema regulatório que será aplicado, podem não ter incentivos para vender a

capacidade quando não utilizada no curto prazo isto levaria a uma queda da eficiência na alocação de recursos no sistema de gasodutos.

Europa: Desafios e propostas em um modelo com planificação regulada

No caso dos países Europeus os investimentos nas redes de gasodutos são feitos pelos operadores de sistema de gás a partir de uma aprovação prévia do regulador. Com o processo de liberalização, separação e regulação do transporte de gás natural o desafio relativo ao planejamento ganhou novos contornos e se tornou público. Quanto, quando e onde investir no sistema de transporte na ausência de contratos de longo prazo se tornou um desafio no sistema de entrada e saídas (virtual hub) típico dos países Europeus.

Em um primeiro momento se pensou que uma forma de resolver o problema seria realizar *open seasons* uma espécie de licitação de demanda de capacidade de entrada no sistema de gás, cujo preço seria regulado. Há também leilões, cujo preço da capacidade seria estabelecido no processo, supondo um preço de reserva. O objetivo deste sistema é revelar a informação do carregador de gás sobre sua demanda de serviços futuras. O processo de conseguir esta informação de maneira crível deveria passar, de alguma forma, pela apropriação de parte dos riscos pelos carregadores. O que se observou é que a demanda neste processo foi muito inferior à esperada e foi considerada insuficiente para determinação do plano de investimento.

Neste contexto seguiu-se realizando planos de investimentos pelo operador do sistema que deveriam ser aceitos pelo regulador nacional. Estes planos devem considerar os resultados das *open seasons* e leilões, mas devem ser capazes de inserir elementos a partir dos cenários de ponta da expectativa de demanda. Este planejamento se tornou o ponto central do desenvolvimento da capacidade para atender as demandas de gás nacionais. Contudo se identificou que estes planejamentos tinham dificuldade de incorporar as demandas políticas (de política energética e ambiental). Estas demandas vinham principalmente dos objetivos políticos da União Europeia, por exemplo: objetivos de integração do mercado, segurança de suprimento e inserção de energia mais limpas.

Esta constatação levou a inclusão de um novo elemento no mecanismo de decisão de investimento em gasodutos: a definição de projetos de interesse comum (Projects of Common Interest). A Comissão Europeia escolhe através de um mecanismo detalhado e público de Análise Custo Benefício projetos de investimento prioritários. A escolha dos projetos esta baseado na criação de índices para medir o impacto das infraestruturas para atingir os objetivos definidos pela política. Os projetos que tenham maior benefício relativo recebem diversos incentivos da Comissão que incluem facilidades importantes de financiamento e arranjos especiais de pagamento da infraestrutura.

O modelo de investimento em infraestrutura europeu pode ser visto hoje como um tripé em que diferentes informações/interesses são considerados: (1) interesse/informação dos carregadores que objetivam garantir capacidade em algumas regiões específicas (*Open Season*); (2) interesse/informação dos

operadores do sistema de gás através dos planejamentos de investimento baseado nas suas previsões de demanda de investimento nos próximos dez anos (Ten Years Development Plan) que são aprovadas ou vetadas pelos reguladores nacionais; (3) interesses/informações da Comissão Europeia através do mecanismo de projeto de interesse comum em que incentivos são dados para os investimentos em projetos que atendam a estes interesses.

Note que estes três diferentes mecanismos interagem complementando-se entre si, mas também gerando algumas estratégias negativas. As questões relativas às complementaridades institucionais e interação dos incentivos são relevantes e podem representar, em certa medida, um desafio ao tripé. A explicação dos mecanismos de transmissão de incentivos entre os mecanismos, contudo, necessitaria de outro artigo.

Alguns elementos para pensar

O desafio na determinação dos investimentos em gasodutos de transporte de gás natural está longe de ser uma jabuticaba. Isto é, não é um desafio unicamente do caso brasileiro. Claramente, temos especificidades, mas alguns elementos poderiam ser considerados para pensar a realidade brasileira.

Um deles é a coordenação do sistema elétrico e de gás natural. Na ausência de um operador do sistema de gás natural, um arranjo institucional possível poderia ser através de uma contratação de capacidade de transporte de gás pelo operador do sistema elétrico. Quais as potenciais vantagens e desvantagens? Atualmente, não existe um mecanismo claro e público da alocação dos riscos e custos das termoeletricas relativos à capacidade (volume/localização/características) do transporte de gás natural. Atualmente os riscos/custos relativos à capacidade para abastecer o sistema elétrico está, em grande medida, na mão/bolso dos usuários do sistema de gás. Vantagens e desvantagens desta repartição de risco/custos deveriam ser melhor consideradas.

Por outro lado, se o novo modelo de investimento em gasoduto pretende fazer um planejamento centralizado com o PEMAT, devemos nos perguntar se o mecanismo de obtenção de informações do mesmo inclui todos os agentes e todas as informações relevantes. A busca por um modelo de planejamento nos países europeus nos últimos 15 anos parece mostrar que o processo é complicado e deve envolver diferentes esferas. No caso Europeu, as *open seasons*, que foram pensadas a priori como um bom sistema para revelar a preferência dos usuários por demanda de capacidade, se mostraram insuficientes. Por dois motivos: (a) os usuários potenciais não tinham todas as informações relevantes no que se refere às características da rede (conhecidas pelo operador do sistema) e (2) não incorporavam os objetivos políticos (como integração de mercados e inclusão de renováveis na matriz elétrica). Somente com a inclusão de mecanismos que incluam as informações destes outros agentes, grande parte dos projetos pode ser incorporada no planejamento e nos planos de investimentos. Ademais, temos que considerar também que os agentes podem agir estrategicamente, não revelando a informação privada para ganhos próprios. Por exemplo, manter um congestionamento evitando novos entrantes.

O que se observa no cenário internacional é que a decisão de quanto de capacidade de transporte e onde construir é uma decisão econômica complexa e que envolve diferentes agentes e setores. Neste sentido, a busca de escolher um mecanismo de tomada de decisão do investimento parece como elemento central. Este mecanismo determina quais agentes e interesses são incluídos no cálculo dos investimentos e como estes riscos e custos serão alocados. Nesta perspectiva, o problema muda de foco, o debate não é o resultado em si do mecanismo, mas sim como se combina os diferentes interesses (informações, incentivos, objetivos...) que devem ser considerados.

[1] Este artigo está baseado no capítulo que os autores prepararam para o livro “The Rutledge Companion to Network Industries”, atualmente no prelo. Esse trabalho se apoia, por sua vez, na análise dos modelos internacionais de regulação discutidos no Programa de Treinamento em Market Design na Florence School of Regulation

[2] Note que esta discussão parece retomar as motivações de mecanismos de capacidade (capacity markets, reliability options...) típicas do mercado elétrico, mas agora incluindo uma infraestrutura adicional transporte de gás.

Eleições americanas: energia derrota Obama

Por Ronaldo Bicalho

As eleições de 4 de Novembro nos Estados Unidos representaram uma derrota para a política energética do presidente Barack Obama.

No Senado, os **Republicanos** reconquistaram a maioria, ficando com 53 cadeiras contra 44 dos **Democratas**, na Câmara ampliaram o seu domínio, controlando 244 assentos contra 186 dos **Democratas**, e nas eleições para governador, das 36 disputas, os **Republicanos** ganharam em 24.

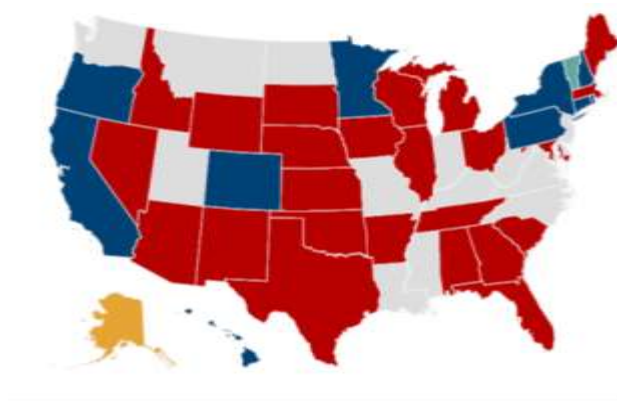
Senado



Câmara



Governador



Nessas eleições de meio de mandato, os Republicanos, ao final, tomaram 12 cadeiras dos Democratas no Senado, 12 cadeiras na Câmara e 3 governos estaduais.

Nas disputas pelo Senado, as maiores derrotas Democratas vieram de estados produtores de energia como Kentucky, West Virginia, Alaska e Colorado. Em West Virginia, grande produtor de carvão, os Republicanos conseguiram eleger um senador pela primeira vez em 56 anos – Shelley Moore Capito, que também foi a primeira mulher eleita para o Senado pelo estado.

As principais questões energéticas envolvidas nas eleições foram as seguintes: a construção do oleoduto Keystone XL, a liberação das exportações de petróleo e gás, a exploração e produção de petróleo e gás em terras federais, os subsídios para as energias renováveis, a limitação das emissões de CO₂ das plantas de geração a carvão pela agência ambiental federal (EPA), o binômio energia limpa – mudança climática.

A vitória republicana terá impactos sobre a evolução dessas questões a partir de janeiro, quando assume o novo congresso.

Um exemplo das mudanças que irão ocorrer é a substituição na presidência do importante comitê de meio ambiente e obras públicas da senadora Democrata da Califórnia Barbara Boxer, uma ativista ambiental, pelo senador Republicano do Oklahoma James Inhofe, autor do livro “A grande farsa: como a conspiração do aquecimento global ameaça o seu futuro”.

Keystone XL

A liberalização da construção do oleoduto de 1.900 km, que irá transportar quase 1 milhão de barris por dia de petróleo ultra pesado da região de Alberta no Canadá para as refinarias do Texas, é um dos primeiros pontos da pauta da nova maioria Republicana.



Obama vem adiando essa liberalização há anos, contudo a margem para essa postergação se reduziu de forma significativa. Anteriormente o apoio à liberalização contava com 57 senadores entre Republicanos e Democratas. Na nova legislatura esse número ultrapassará os sessenta votos necessários para evitar qualquer manobra de obstrução à aprovação por parte daqueles que são contra o oleoduto.

Obama tem argumentado que a questão é da alçada do Executivo e que não aprovará nada que represente um aumento das emissões.

Contudo, diante das mudanças ocorridas no Senado, só restaria ao presidente vetar a decisão de aprovar o oleoduto.

Nesse momento, a questão essencial relativa ao Keystone XL não é sobre a sua aprovação, ou não, no Senado, mas, justamente sobre o veto de Obama.

O veto é bastante delicado, não só por representar um enfrentamento com o Congresso, mas também pelo fato de que a derrubada do veto (67 votos) pode ser uma possibilidade a partir da nova configuração legislativa.

Nesse sentido, é possível imaginar que o oleoduto irá sair. A questão é se isso será fruto de alguma negociação mais ampla, ou não.

A liberação das exportações

A liberação das exportações de gás e petróleo é outro tema caro aos Republicanos. Aqui também o Governo Obama vem adotando uma estratégia de protelação da decisão.

O levantamento das proibições às exportações de petróleo, nascidas no contexto de escassez dramática dos anos 1970, e a aceleração da liberação da construção das plantas de liquefação de gás para a exportação surgem como favas contadas diante do novo quadro do Congresso.

Mais uma vez, a questão que se levanta é a possibilidade de que essas liberações surjam no quadro de uma negociação entre a Casa Branca Democrata e o Congresso Republicano.

A restrição às emissões

Diferentemente das duas questões anteriores, aqui a possibilidade de acordo é muito pequena.

A regulamentação das emissões de CO₂ das plantas de geração de eletricidade por parte da agência ambiental federal (Environmental Protection Agency – EPA) é uma das estratégias chaves para o enfrentamento do aquecimento global do Governo Obama. Em contrapartida, é um dos pontos que enfrenta a maior resistência por parte dos Republicanos, que consideram essa iniciativa do executivo como uma verdadeira declaração de guerra ao carvão (coal war). Dado os impactos negativos sobre a indústria de carvão, essa regulamentação amealha adversários não só entre os Republicanos, mas também junto aos Democratas que vêm dos estados produtores dessa fonte de energia.

Essa regulamentação está sendo feita à revelia do Congresso, caracterizando o último recurso de um Governo que não conseguia aprovar nada no legislativo e por isso teve que recorrer a uma velha lei dos anos 1970 sobre poluentes (clean air act), com a sanção inicial da Suprema Corte – sanção que deverá ser julgada em definitivo ainda este ano.

Neste contexto, as disputas em torno desse tema continuarão acirradas. O que a nova maioria Republicana possibilitará é mediante o controle do processo orçamentário tentar asfixiar a agência ambiental, cortando os recursos necessários à elaboração das regras que irão definir os limites para a emissão de

CO₂ das plantas de geração no próximo ano; prometidas para o início do ano no caso das plantas novas e para o meio do ano no caso das plantas já existentes.

Subsídio às renováveis

Este é mais um tema cuja aprovação é cara para os Democratas e sua reprovação é fundamental para os Republicanos.

Com os incentivos à energia eólica vencidos (wind production tax credit – PTC) e sua postergação enfrentando enormes dificuldades e os da energia solar (Solar Investment Tax Credit – ITC) indo até 2016, também sem grandes perspectivas de renovação, as energia limpas entram em uma fase difícil nos Estados Unidos; pelo menos no que diz respeito aos incentivos federais.

Eficiência energética

Esse é um dos poucos temas no qual um consenso é possível. Nesse sentido, a desobstrução da pauta a partir da aprovação do Keystone XL pode abrir as portas para uma nova lei de incentivo à eficiência energética que receba o apoio tanto de Republicanos quanto de Democratas.

As restrições à tecnologia de fraturamento hidráulico

Não se pode afirmar de forma categórica que esta é uma questão que divide Republicanos e Democratas. Cabe lembrar que a agência ambiental federal não consegue chegar a uma conclusão definitiva sobre a segurança do uso da tecnologia do “fracking”, demonstrando certa ambiguidade do Governo Obama em relação ao tema.

Na verdade, o tema tem sido objeto de deliberações no âmbito local – tanto estadual quanto municipal. Nesse sentido, foi motivo de consultas populares durante as eleições.

Oito consultas foram realizadas: três na Califórnia, quatro em Ohio e uma no Texas.

Na Califórnia os municípios de San Benito e Mendocino votaram a favor da proibição do fracking, porém, os eleitores de Santa Barbara recusaram iniciativa similar.

Em Ohio, Youngstown, Gates Mills e Kent votaram a favor do fraturamento hidráulico, ao passo que Athens votou contra.

No Texas, a cidade de Denton aprovou o banimento do fracking. A importância aqui se deve ao fato de Denton ser a primeira cidade texana a banir essa tecnologia; mesmo sendo de uma importante região produtora de óleo e gás. Nesse sentido, foi uma derrota simbólica importante para a indústria de petróleo e gás americana.

E agora Obama?

A derrota Democrata nas eleições de meio de mandato ocorreu justamente na semana em que o Painel intergovernamental sobre mudanças climáticas da ONU divulgou mais um dos seus relatórios chamando a atenção sobre a gravidade do aquecimento global.

A vitória Republicana ocorre um ano antes da Conferência da ONU sobre a mudança climática em Paris na qual Obama esperava levar uma posição americana de maior comprometimento com a limitação das emissões globais.

A derrota de Obama nas eleições de Novembro torna mais difícil de ser realizado o compromisso do presidente de deixar um legado de fortalecimento das ações contra o aquecimento global, a favor das energias limpas e de restrição ao uso dos combustíveis fósseis.

Enfim, a meta política, definida em 2008, de construir uma transição energética americana que permitisse sair de uma economia baseada nos fósseis para uma economia sustentada nas energias renováveis, enfrentando os desafios da segurança energética e da mudança climática ao mesmo tempo, é claramente impossível de ser alcançada na configuração de forças atual.

Concretamente, o marco institucional necessário à sustentação dessa transição não pôde ser construído a partir das condições objetivas dadas pelo quadro partidário americano.

Desde 2009, quando teve sua proposta de marco regulatório derrotada no Congresso – tendo maioria Democrata nas duas casas –, Obama não conseguiu passar nada no legislativo relativo a energia e mudança climática.

O impasse legislativo americano atual é inegável. A atual 113ª legislatura (2013-2014) do Congresso é a menos produtiva em 40 anos, com apenas 85 decretos sendo transformados em lei. Para se ter uma ideia, 700 leis foram aprovadas na 100ª legislatura (1987-1988), durante o segundo mandato do presidente Reagan; mais de 300 durante a 104ª legislatura, durante a presidência de Clinton (1995-1996); e mais de 500 na 108ª legislatura, durante o primeiro mandato do presidente Bush (2003-2004).

A legislatura que começa (114ª) é a chamada legislatura “pato manco”, em função de ser a relativa aos dois últimos anos do mandato do presidente que está de saída – o pato manco. Em função disso não se deve esperar muito dela a favor de Obama.

É possível que a nova maioria Republicana crie condições para que algumas coisas ocorram no front legislativo. O que de fato não tem acontecido nos últimos seis anos. Contudo, o enfrentamento entre um Congresso Republicano e uma Casa Branca Democrata pode vir a caracterizar uma nova rodada de impasses institucionais.

Nesse contexto, as expectativas para a política energética do presidente Obama nos próximos dois anos não são muito promissoras. Provavelmente, a estratégia

de explorar ao máximo as ações no âmbito exclusivo do executivo – à revelia do legislativo – vai se acirrar. Em contrapartida, a resistência do Congresso à legalidade jurídica e política dessa estratégia vai se tornar cada vez mais intensa e abrangente.

Em suma, acirra-se o impasse em relação à transição energética americana e, com isso, aumenta-se a incerteza sobre a evolução do contexto energético nesse país. Evolução esta decisiva para a evolução do contexto energético mundial.

A transformação do panorama global do petróleo e do gás e os impactos sobre o Brasil

Por Luciano Losekann e Edmar de Almeida

Em 12 de Novembro último, com o apoio do IBP, foi realizado no Rio de Janeiro o seminário “The Changing Global Energy Landscape: Impacts for Brazil”. Fruto da parceria entre o Grupo de Economia da Energia e a Columbia University, o seminário contou com a participação de dois especialistas americanos [1] importantes: Robert McNally e Jason Bordoff. Os dois são fundadores do Center on Global Energy Policy, sendo que o primeiro foi assessor de energia do presidente George Bush e o segundo, atual diretor do Centro, foi assessor do presidente Barack Obama.

O seminário ocorreu em um momento bastante oportuno. O panorama global dos mercados de petróleo e gás natural se alterou fortemente nos últimos meses. Após um período anormal de calma nos preços entre 2011 e 2014, os preços do petróleo caíram fortemente e o futuro aponta para maior volatilidade dos preços. A revolução do *shale gas* agora terá impactos além das fronteiras dos Estados Unidos, tanto diretamente, via as exportações americanas de GNL, quanto indiretamente, mediante a difusão junto a outros países da tecnologia de produção de óleo e gás não convencionais. O novo panorama tem fortes implicações para o Brasil, que necessita realizar pesados investimentos para desempenhar papel mais relevante na indústria de petróleo.

Mudança no Panorama dos Preços do Petróleo

A palestra de Robert McNally, “Estabilidade e Volatilidade do Mercado internacional de petróleo – Passado, Presente e Futuro”, buscou identificar os determinantes da volatilidade dos preços do petróleo e prever a tendência futura para o mercado. No histórico da indústria de petróleo, podem ser observados períodos de elevada volatilidade e de estabilidade. A volatilidade está associada às forças de mercado, num contexto de baixas elasticidades de oferta e demanda.

Como os custos mais representativos são fixos, a oferta responde pouco a variações de preço. Pelo lado da demanda, o consumidor não encontra substituto de escala global para gasolina e também responde pouco a variações de preço no curto prazo. Assim, sem a atuação de coordenação para a estabilização, pequenas oscilações de oferta e demanda têm grandes impactos nos preços.

A história moderna da indústria de petróleo se inicia na Pensilvânia em 1859. No início, quando os mercados ainda não estavam desenvolvidos e as tecnologias não tinham se estabelecido, a volatilidade era elevada. Rockefeller percebeu que movimentos tão amplos de preços (Bust and Boom) não eram favoráveis ao desenvolvimento do mercado. A Standard Oil por intermédio de

práticas de monopsonio e monopólio passou a controlar a oferta para estabilizar o preço.

Com a contestação das grandes empresas e o surgimento da defesa da concorrência nos EUA, a Standard Oil foi cindida e perdeu o poder de controlar os preços. Assim, os preços voltaram a ser instáveis nos anos 1920s. Os países dominantes perceberam a necessidade de controlar a oferta. Ocorreu, então, a primeira versão da OPEP, a partir do final da década de 1920. A Texas Railroad Commission desempenhou o papel de controlar a oferta, mantendo capacidade ociosa de produção. O controle de capacidade ociosa foi a forma encontrada para estabilizar os preços, já que essa capacidade pode ser colocada rapidamente em produção. Nessa longa fase de estabilidade de preços, ocorreram várias interrupções de oferta no Oriente Médio, como em 1967, mas, mediante o controle da capacidade ociosa, foram contornadas sem grandes impactos sobre os preços.

Essa capacidade de controle se esgotou na década de 1970. Em 1972, a Texas Railroad Commission decidiu colocar a capacidade em plena produção para atender a demanda que era crescente nos EUA. Assim, perdeu a capacidade de controlar os preços e os países produtores se aproveitaram. Após os choques, a OPEP passou a desempenhar o papel de reter capacidade de produção. Com a Arábia Saudita tendo maior relevância no controle da capacidade ociosa (Swing role).

Nos anos 1980s, a capacidade ociosa em mãos da Arábia Saudita era muito elevada. Isso gerou custos e, a partir de certo momento, os sauditas decidiram diminuir sua capacidade ociosa. Com o aumento de produção, os preços colapsaram.

A regra geral é que 5% de capacidade ociosa são suficientes para estabilizar os preços. Isso ocorreu nos anos 1990. Nos anos 2000, o crescimento da demanda mundial de derivados foi reduzindo a capacidade ociosa. O ano de 2009 foi uma exceção, em função da crise econômica, mas, rapidamente, a capacidade ociosa voltou a ficar inferior a 5%. Assim, a volatilidade dos preços tende a aumentar. Apesar dos preços elevados, a oferta mundial de petróleo não responde como ocorreu na década de 1970, quando ocasionou o contrachoque na década seguinte.

As expectativas de oferta da IEA foram repetidamente frustradas em 2003, 2004 e 2005. Posteriormente, o boom do Shale nos EUA apareceu como uma surpresa, o crescimento da produção dos EUA superou as expectativas. No entanto, o óleo Norte Americano ainda representa uma parcela pequena da oferta global e não é suficiente para compensar a frustração de oferta de outros players. Ao contrário do que se pode pensar, o crescimento da produção dos EUA não é suficiente para explicar a queda recente dos preços.

Uma questão debatida no seminário foi “por que os preços do petróleo ficaram elevados e estáveis nos últimos três anos e agora caem?”. Esse movimento foi determinado pela percepção quanto ao comportamento da Arábia Saudita e da OPEP. Apesar da sobre-oferta decorrente do comportamento frustrante da economia, os preços elevados se sustentaram com a expectativa que a OPEP, em

particular a Arábia Saudita, iria cortar a produção. No entanto, os sauditas anunciaram que não estão dispostos a desempenhar esse papel; o que não era esperado. A partir desse momento, os preços caíram de forma mais expressiva.

A expectativa é que para manter os preços estáveis é necessário que a OPEP corte 2 MMbbl/dia no início de 2015. O prognóstico da BP, por exemplo, é que em algum momento a OPEP terá que cortar, mas o palestrante não acredita nessa possibilidade. A percepção da Arábia Saudita é que esse corte deve ser proveniente da oferta americana de Shale Oil.

Pelo lado americano, a oferta de shale oil e shale gas é mais flexível, podendo responder a variações de preço em prazo mais curto. Em campos de shale, é necessário investir continuamente em fracking para manter a produção. Com o preço mais baixo, a atratividade de investimentos em novos poços cai e a produção tende a responder de forma mais rápida. Assim, o Shale oil poderia colocar teto e piso para o preço do petróleo.

No entanto, a Arábia Saudita é otimista quanto ao volume de produção americana que deverá ser retirado do mercado. O preço atual, de US\$85/barril, é suficiente para parar investimentos apenas nos campos menos eficientes. Seria necessário cortar 1,5 MMbb/dia no próximo ano. No entanto, estudos indicam que os EUA só reduziriam a produção em 0,5 MMbb/dia se o preço do petróleo chegasse a US\$50/barril. Hoje a mensagem dos produtores dos Estados Unidos é a continuação da perfuração e da produção.

Ou seja, os preços no curto e médio prazo devem permanecer baixos. Em prazo mais longo, a conclusão de Robert McNally é indefinida no que diz respeito a se o preço será mais baixo ou mais alto, porém no que concerne à volatilidade não há dúvida: será elevada. Ou seja, o preço dependerá do comportamento da oferta e da demanda e deve experimentar elevações e reduções em função de alterações nos fundamentos de mercado.

Pelo lado da demanda, o baixo desempenho da economia global foi um determinante da situação atual. Para o futuro, as previsões dominantes tendem a subestimar o consumo. As hipóteses consideradas não devem se confirmar. Os combustíveis alternativos no transporte não têm as mesmas qualidades dos derivados de petróleo, limitando sua ampliação na matriz. O crescimento do PIB será intensivo em energia. O processo de ganhos de eficiência experimentado no passado pelos países da OCDE não deve se repetir na mesma intensidade em países emergentes. Assim, o crescimento futuro do PIB vai exigir mais óleo do que é considerado por analistas.

A questão ambiental não deve ser uma restrição tão relevante. Não se vê ações relevantes que possam propiciar atingir cenários de menores emissões de CO₂, como o cenário 450 da IEA. O que se vê são países reduzindo o esforço de mitigação como resposta à crise econômica. Na visão de Robert McNally, os sinais que podem induzir a redução do uso de combustíveis fósseis só tendem a surgir quando motivados pela questão fiscal. Para sustentar os gastos crescentes com seguridade social com o envelhecimento da população, a taxa sobre combustíveis fósseis poderá ter esse resultado.

Mudança no Panorama Mundial do Gás Natural

A palestra de Jason Bordoff, intitulada “Evolving Global Natural Gas Market”, abordou o mercado mundial de Gás Natural Liquefeito. O principal foco foi a avaliação do impacto das exportações de GNL dos EUA nos preços globais do gás natural.

Historicamente, o gás natural foi tratado como um produto pouco atrativo pelas operadoras, que focavam petróleo. Essa situação vem mudando nos últimos anos com a ampliação do gás natural no consumo. Assim, a participação do gás natural no portfólio das operadoras passou a crescer. Esse processo caracterizou a chamada era do gás.

O primeiro drive da Era do Gás foi o rápido crescimento da oferta. O crescimento da oferta entre 2000 e 2013 foi bastante superior a do petróleo. Sendo que a maior parte do crescimento foi proveniente de países da OCDE, como EUA e Austrália.

Com o aumento da oferta dos EUA o preço despencou no país. Como nos demais mercados globais, Europa e Ásia, o preço do gás natural aumentou, os EUA passaram a experimentar uma vantagem competitiva nas indústrias que utilizam o combustível. Esse foi um determinante para a recuperação econômica dos EUA após a crise financeira.

Mesmo com a redução do preço do gás natural e do petróleo, mais recente, a produção ainda cresce. A redução do preço do petróleo tem grande impacto sobre a atratividade, já que os líquidos são um fator de viabilidade dos projetos. O número de poços perfurados se reduziu, mas isso foi compensado pela maior produtividade dos poços.

O aumento da oferta de gás natural recente impactou na ampliação do comércio internacional através de GNL, já que os gasodutos não experimentam expansão. Esse movimento deve se intensificar nos próximos anos, com a liderança da Austrália e dos EUA.

Outra característica da Era do Gás é a chamada competição gás-gás. A dinâmica de precificação deixa de ser atrelada ao preço do petróleo para ganhar determinantes próprios, definidos pelas condições de oferta e demanda com maior relevância dos mercados spot. Isso já é realidade na Europa, mas ainda não se concretizou na Ásia.

A perspectiva é que a Ásia continuará liderando o crescimento da demanda. Nos EUA, o gás natural ampliou sua participação na matriz de geração elétrica. A recuperação recente do preço spot do gás natural causou uma inflexão, mas as restrições ao uso de carvão pelo EPA podem favorecer o gás novamente.

O shale gas que revolucionou o mercado de gás natural nos EUA é observado em outros países. No entanto, é uma interrogação se essa dinâmica irá funcionar em outras partes do mundo. Isso envolve aspectos geológicos, institucionais e de infraestrutura. Os campos não apresentam as mesmas características de produtividade e conteúdo dos EUA. A institucionalidade americana ofereceu a

flexibilidade necessária para que a produção crescesse rapidamente. E, talvez o aspecto mais importante, a disponibilidade de infraestrutura nos EUA (gasodutos e logística) permite que o gás natural de shale, com maior custo unitário que o convencional, experimente lucratividade mesmo com preços mais baixo. A IEA é otimista sobre oferta fora dos EUA. Esse otimismo funcionou para os EUA, mas é incerto se funcionaria em outros lugares do mundo. As preocupações ambientais são chaves. Mesmo os EUA têm várias localidades que baniram o shale.

A Europa e a Ásia continuarão muito dependentes de importações. A evolução futura da demanda irá depender de políticas ambientais, principalmente através da substituição do carvão. O consumo de gás cresce tanto em caso de cenários mais ou menos otimistas para o meio ambiente.

A entrada dos EUA irá diminuir o preço do GNL no mundo. Mas, esse processo vai demorar. O primeiro projeto de exportação de GNL entra no ano que vem. Mas a entrada da maior parte ocorre em 2018 e 2019. Com a possibilidade de contar com outras fontes de suprimento, a Europa pode diminuir gastos com o gás importado da Rússia, mas a redução não deve ser relevante.

Até aqui, o custo de projetos GNL se elevou muito. Os projetos da Austrália, que experimentam custos muitos superiores aos orçados, puxaram os custos para cima. Com a entrada dos EUA e redução dos preços, alguns desses projetos vão enfrentar dificuldades.

Impactos Potenciais para o Brasil

A mudança do panorama internacional do petróleo e do Gás terá impactos muito relevantes para a indústria Brasileira de petróleo e de gás. A redução dos preços do petróleo, no curto prazo, e a maior volatilidade dos preços no médio e longo-prazos representam um grande desafio para os investimentos em petróleo no Brasil. O país precisa investir cerca de US\$ 50 bilhões ao ano e o custo do petróleo nacional não é baixo. Esse desafio recai em grande parte sobre a Petrobras, que é a única operadora do pré-sal. Assim, é fundamental uma atenção redobrada sobre o fluxo de caixa da Petrobras para evitar uma deterioração rápida da capacidade de investimento da empresa.

O novo panorama mundial do petróleo e do gás requer uma nova discussão sobre a atratividade dos investimentos em E&P no Brasil. Vários países da América Latina, como México e a Argentina, vêm adotando medidas para atrair investimentos estrangeiros para a E&P. Esta postura mais pragmática dos países vizinhos implica maior competição pelos investimentos privados em E&P. Neste sentido, é oportuna uma discussão sobre as questões regulatórias que podem afetar a competitividade do E&P no Brasil como a política de conteúdo local, a política de preços dos derivados no país, a tributação sobre os investimentos e as rodadas de licitação.

Com relação ao gás natural, a situação brasileira é de elevada incerteza. Pelo lado da oferta, as expectativas de oferta de gás natural no pré-sal são menos favoráveis ao que se antecipava. Em 2019, o contrato de importação da Bolívia se encerra. A renovação do contrato depende das reservas bolivianas, cujas

expectativas não são favoráveis. Pelo lado da demanda, é evidente a necessidade de ampliar a geração termelétrica e a questão é a competição com o carvão. O menor preço de importação de GNL poderia dar mais competitividade para as térmicas a gás no leilão. No entanto, conforme a análise de Jason Bordoff, o preço do GNL não deve cair tanto para possibilitar a competitividade de térmicas na base de geração. Os preços atuais de US\$ 17 a 19/MMBTU podem baixar para US\$ 14/MMBTU, mas não para US\$ 10/MMBTU.

Neste contexto, é fundamental uma discussão profunda da estratégia de oferta de gás natural para o setor termelétrico e para os outros segmentos da demanda. A incerteza quanto à oferta futura pode comprometer investimentos na indústria e na geração termelétrica, com impactos negativos para o desenvolvimento futuro do mercado de gás no país.

[1] O professor Edmar de Almeida também fez uma apresentação no seminário, intitulada “Competition for Foreign Investment in E&P in Latin America”.

A relação entre o mercado de gás natural, o mercado de LGN e o mercado de petróleo nos Estados Unidos

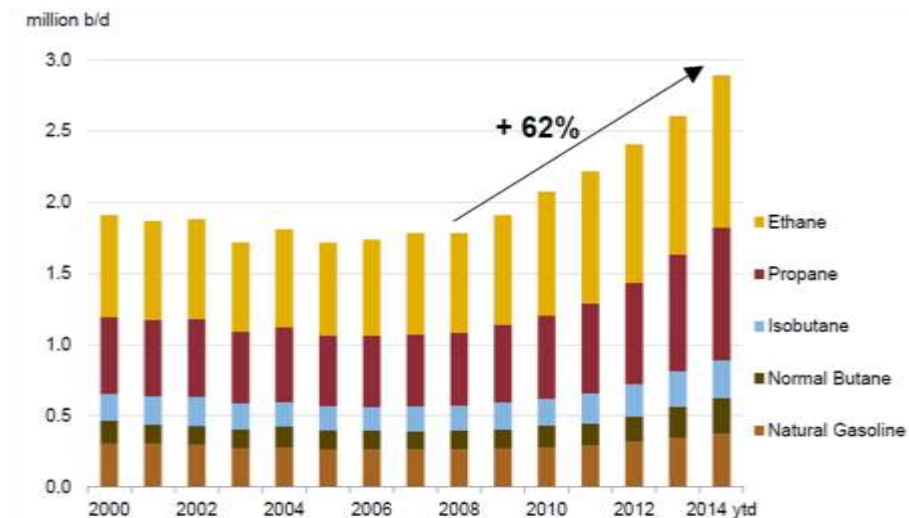
Por Marcelo Colomer

Nos últimos anos, o crescimento da produção de petróleo e gás natural localizados em formações geológicas reconhecidas como não-convencionais nos EUA deu origem a importantes mudanças nos mercados internacionais, sendo manchete de muitas revistas e tema de muitos trabalhos acadêmicos. Contudo, o que pouco tem sido analisado é a relação existente entre o mercado de petróleo e a comercialidade dos projetos de exploração de gás não convencional.

A produção de metano, principalmente em formações não convencionais, pode carregar consigo uma elevada produção de Líquidos de Gás Natural (LGN) – da sigla em Inglês (NGL). Incluem-se entre os líquidos de gás natural o etano, propano, butano, isobutano e a gasolina natural. Apesar da pouca atenção despertada por estes produtos, estima-se que eles corresponderão, até 2025, a um quarto da produção de hidrocarbonetos líquidos nos EUA (EBINGER, C e AVASARALA, G, 2013).

A geração de hidrocarbonetos na natureza é um processo lento e complexo, o que explica porque cada formação geológica possui características diferentes umas das outras. Nesse sentido, enquanto alguns reservatórios de gás natural possuem predominantemente metano, outros possuem também outros hidrocarbonetos de cadeia mais longa, o que lhe proporciona um maior teor energético. Nos EUA, por exemplo, 74% da produção de LGN provém de campos de gás natural[1], principalmente daqueles localizados em formações não convencionais como *Eagle Ford*, *Anadarko* e *Rockies* (EBINGER, C e AVASARALA, G, 2013).

Figura 1 – EUA: Produção de LGN a partir do processamento de gás natural

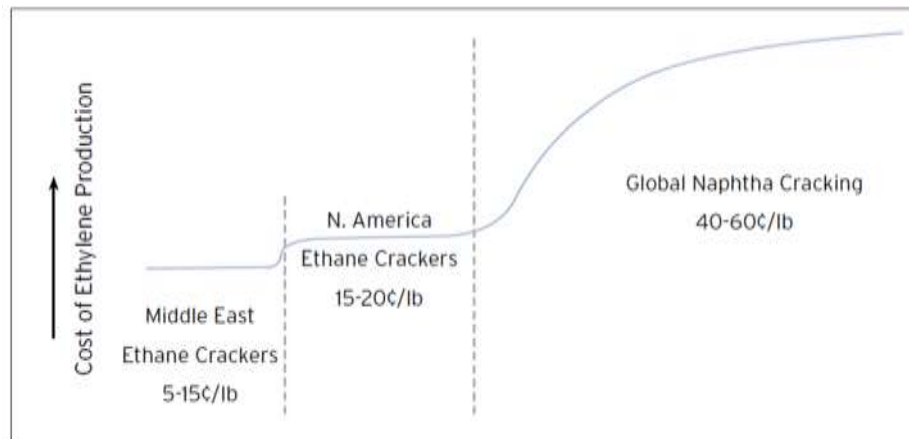


Fonte: EIAa 2014

A produtividade dos campos de gás natural em termos de LGN é medida em galão por mil pés cúbicos de gás natural (GPM) e vai variar muito entre as diferentes regiões produtoras. A formação de folhelho de *Barnett* no Texas, por exemplo, pode produzir algo em torno de 2,5 a 3,5 GPM, enquanto a formação *Bakken*, na Dakota do Norte, produz aproximadamente 12 GPM (EBINGER, C e AVASARALA, G, 2013).

Uma vez processados ou separados, os líquidos de gás natural possuem uma variedade de usos. Quase todo o etano e 1/3 do propano são consumidos pelo setor petroquímico. O restante do propano é utilizado no aquecimento residencial e comercial enquanto o butano, isobutano e a gasolina natural são utilizados nas refinarias para a composição dos seus *blends* energéticos. Nesse sentido, a expansão recente da produção de LGN nos EUA, com conseqüente queda nos preços domésticos dos líquidos, conferiu uma imensa vantagem competitiva para a indústria química norte-americana frente a europeia, cuja produção depende dos dispendiosos produtos do petróleo como a nafta e o óleo combustível.

Figura 2 – Curva Típica de Custo na Petroquímica por Região



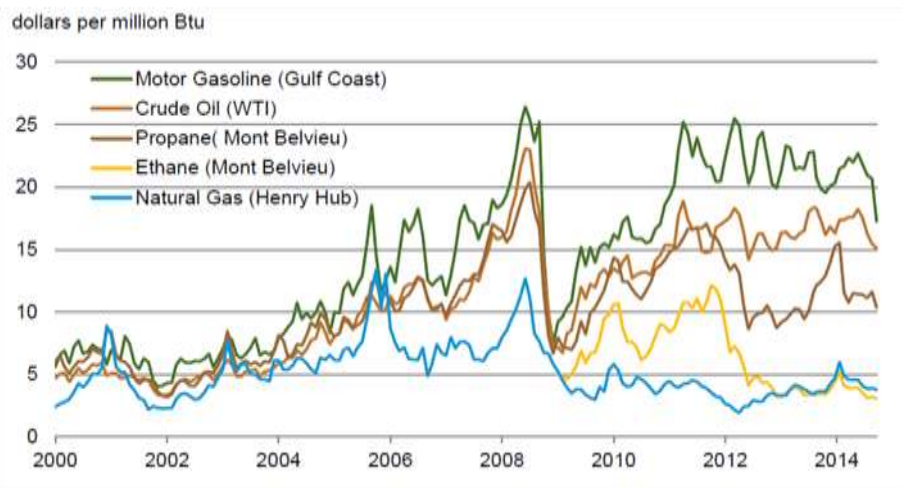
Fonte: LyondellBasell Investor Presentation apud EBINGER, C e AVASARALA, G, 2013

No que diz respeito ao mercado de LGN, este apresenta um comportamento cíclico de preços e dependente da demanda petroquímica por etano que representa cerca de 40% da produção de LGN proveniente do gás natural. A diferença entre o preço médio dos líquidos e o preço do gás natural é conhecida no mercado como “*spread*”. Durante períodos de forte consumo industrial, o *spread* se eleva justificando e incentivando a comercialização separada dos líquidos. Conforme o processamento de LGN cresce, a oferta de líquidos, principalmente de etano, aumenta reduzindo o *spread* até o ponto no qual torna-se mais rentável comercializar o etano junto ao gás natural por meio do processo conhecido como “rejeição de etano”. A não separação do etano do metano aumenta o volume físico do gás natural comercializado reduzindo a produção tanto de metano quanto de LGN. Conforme a oferta decresce, aumenta-se a pressão sobre os preços dos líquidos causando um incremento sobre o *spread* o que estimula novamente o aumento do processamento de LGN.

Nos últimos 2 anos, o elevado preço do LGN desempenhou um importante papel na Indústria de gás natural norte-americana. Com preços do gás natural seco[2] oscilando entre 2 e 4 dólares o milhão de BTU, os produtores norte-americanos começaram a migrar para áreas onde eles pudessem produzir tanto gás natural seco quanto LGN. Estima-se que os líquidos de gás natural possam representar até 50% do valor de alguns reservatórios.

Historicamente, o preço do LGN tem flutuado entre o preço do gás natural (Henry Hub) e o preço da gasolina na Costa do Golfo do México. Durante o período no qual os preços do petróleo (WTI) e os preços do gás natural (Henry Hub) estiveram próximos, os preços dos líquidos de gás natural situaram-se em uma estreita faixa entre o preço do gás natural e o preço da gasolina. A partir de 2009, quando o preço do gás começou a se descolar do WTI, aumentou-se tanto os preços em geral como também a diferença entre estes. Os preços dos LGN mais pesados passaram a se correlacionar mais com o preço do WTI enquanto os preços dos LGN mais leves passaram a estar mais atrelado ao preço do gás natural, conforme podemos ver na figura abaixo.

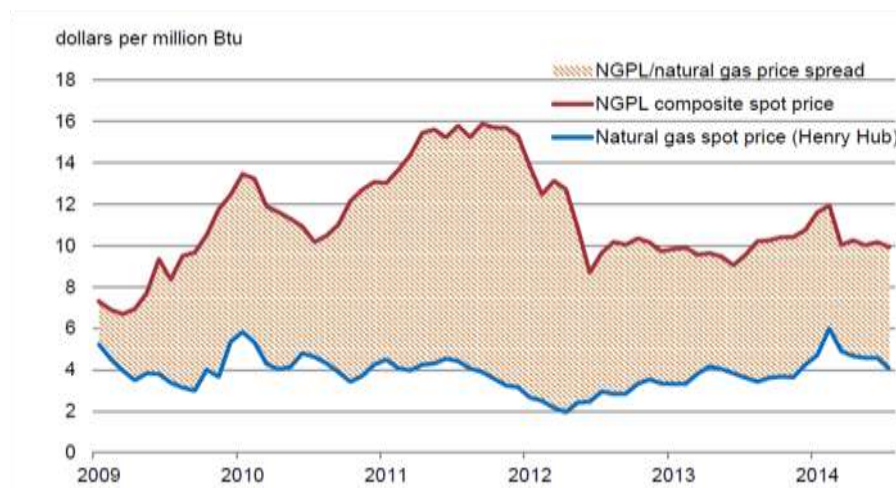
Figura 3 – EUA: Preços do LGN, Petróleo e Gás Natural



Fonte: EIAa 2014

Nesse contexto, o elevado *spread* do LGN, verificado nos EUA a partir de 2008, auxiliou os produtores de gás natural a manter a produção do energético mesmo em um cenário de preços decrescentes[3]. Contudo, a partir de 2013, a correlação estabelecida entre o preço do LGN e do petróleo começou a se dissolver de forma que, com exceção da gasolina natural, os preços dos líquidos passaram a caminhar em direção ao preço do gás natural reduzindo o *spread*, como pode ser visto na figura a seguir.

Figura 4 – Spread entre o LGN e o Preço do Gás Natural



Fonte: EIAa 2014

A redução recente do *spread*, explicado muito mais pela queda do preço do LGN do que pelo aumento do preço do gás natural, levanta a dúvida se a produção de gás natural não convencional nos EUA pode ser afetada por um novo cenário internacional de preços reduzidos de petróleo. Como ficou claro na

figura 3, os preços dos líquidos de gás natural, principalmente daqueles mais pesados, apresentam uma forte correlação com o preço do petróleo, principalmente no médio e longo prazo. No entanto, no curto prazo, os fatores relacionados às flutuações sazonais da demanda e à infraestrutura de escoamento e exportação parecem exercer uma importante pressão sobre os preços do LGN.

O preço do propano, por exemplo, pode ter uma variação de quase US\$ 10 por milhão BTU ao longo de um ano. Isto porque a demanda por propano depende muito da severidade do tempo no inverno, das condições de secagem do milho e dos limites de capacidade de escoamento. Esses fatores combinados com o crescimento da produção e exportação de propano tornam as previsões de preços muito incertas. Segundo a EIA (2014), as previsões de temperaturas mais elevadas no inverno 2014-2015 devem levar a uma redução de US\$ 0,18 por galão de propano em relação ao inverno passado.

No caso do etano, a redução recente do preço pode ser explicada pela falta de infraestrutura de escoamento do produto até o mercado o que “encalhou” a oferta em 2014 forçando o preço para baixo. Contudo, a conclusão das obras de escoamento do etano até as plantas de craqueamento de etileno e aos terminais de exportação deve ser um elemento importante para estabilizar os preços do produto acima do preço do gás natural.

Como ficou claro, o mercado de LGN é afetado por muitos fatores de demanda e de oferta que em alguns momentos agem na mesma direção sobre os preços e em outros contrabalançam os seus efeitos. Nesse contexto, a análise dos impactos da redução do preço do petróleo sobre o mercado de LGN, principalmente no curto prazo, mostra-se envolta em muitas incertezas. O que pode-se inferir é que, no médio e longo prazo, um possível realinhamento dos preços do gás natural com o preço do petróleo poderá reduzir consideravelmente a faixa de variação dos preços dos líquidos espremendo o *spread* em relação ao gás natural. No entanto esse realinhamento parece depender não somente da queda do preço de petróleo mas também dos efeitos que o aumento das exportações de Gás Natural Liquefeito (GNL) pelos EUA irão causar sobre os preços domésticos de gás natural. Assim, pode-se concluir que a intrincada relação existente entre o mercado de gás natural, LGN e de petróleo traz muitas incertezas sobre os cenários de produção de gás não convencional nos EUA.

Bibliografia

EIA (2014b), This Week in Petroleum, 8 de outubro de 2014, disponível em http://www.eia.gov/petroleum/weekly/archive/2014/141008/includes/analysis_print.cfm

EBINGER, C e AVASARALA, G (2013) Natural Gas Briefing Document: Natural Gas Liquids.

EIA (2014a) Hydrocarbon Gas Liquids (HGL): Recent Market Trends and Issues

[1] Os líquidos de gás natural podem também ser obtidos a partir do processo de refino do petróleo.

[2] Gás natural com reduzidos percentuais de líquido. Basicamente composto por metano puro.

[3] É importante lembrar que diferente da produção de óleo e gás em formações convencionais, os investimentos de E&P em formações de *shale gas* e *tight gas* apresentam um rápido período de recuperação. Enquanto o fluxo de produção em áreas convencionais pode manter-se por 15 a 30 anos, a maior parte da produção de um poço em formações não convencionais ocorre nos primeiros 3 anos. Nesse sentido, o crescimento da produção de gás “não convencional” depende de um contínuo investimento em E&P sendo, assim, mais sensível aos preços do gás natural e também do preço do LGN.

Setor de energia no Brasil: o balanço de 2014

Por Edmar de Almeida e Luciano Losekann

O setor de energia no Brasil no ano de 2014 foi marcado pela gestação de uma agenda extremamente negativa. Essa agenda terá que ser revertida nos próximos anos, sob pena de o País desperdiçar um dos seus principais salvos-condutos para o futuro que é sua generosa dotação energética.

A Copa do Mundo, no primeiro semestre, e o processo eleitoral, no segundo, postergaram decisões importantes para o enfrentamento adequado de problemas antigos e novos. Há um enorme conjunto de problemas tanto no setor elétrico quanto no setor de óleo e gás para 2015.

Setor de Petróleo e Gás: Um ano difícil e com incertezas crescentes

O ano de 2014 foi marcado por alguns resultados operacionais bastante positivos para a Petrobras. A empresa conseguiu reverter a dúvida que pairava sobre sua capacidade de efetivamente entregar um aumento da produção de petróleo. Entre janeiro e outubro de 2014, a empresa conseguiu aumentar sua produção de petróleo em cerca de 10%. Além disso, o primeiro módulo da refinaria de Pernambuco (Rnest) entrou em operação. Entretanto, estes resultados foram totalmente ofuscados pela revelação dos esquemas de corrupção e desvio de recursos.

A Petrobras enfrenta atualmente o que talvez seja a pior crise institucional e de governança de sua história. A revelação das entranhas enfermas de sua governança coloca em xeque a credibilidade da empresa com seus parceiros, fornecedores e credores. Os escândalos de corrupção também empurraram a empresa para uma possível crise financeira. A não divulgação de um balanço auditado no terceiro trimestre de 2014 ameaça a sua capacidade de levantar recursos no mercado para financiar o maior programa de investimento corporativo do mundo, e de rolar uma dívida que já ultrapassa o patamar de 100 bilhões de dólares. Quanto maior for a demora para divulgar um novo balanço corrigido e auditado, mais complicada fica a situação financeira da empresa.

Mesmo antes do surgimento da crise institucional na empresa, já havia sinais muito claros de que a trajetória econômico-financeira da Petrobras era desafiadora. O endividamento da empresa seguiu uma trajetória ascendente em 2014. Em junho de 2014, a dívida da Petrobras atingiu 112 bilhões de dólares, valor 17% maior do que o de junho de 2013. Paralelamente ao elevado patamar de investimentos, houve a sangria dos cofres da Petrobras para segurar os preços dos derivados e evitar o aumento da inflação. Até agosto de 2014, as perdas com as importações de derivados atingiram cerca de R\$ 3,7 bilhões.

A recente redução dos preços do petróleo a partir de outubro de 2014 contribuiu para aliviar as perdas com importações de derivados. Entretanto, preços mais

baixos no mercado internacional implicam em queda das receitas com exportações e impõem uma nova realidade para a perspectiva de futuros reajustes de preços dos derivados no mercado doméstico. Para uma empresa que tem que levantar recursos próprios para investir mais de 200 bilhões de dólares nos próximos 4 anos, a queda dos preços do petróleo não é uma boa notícia.

A situação financeira desafiadora e a crise de governança da empresa afetaram fortemente a cotação das ações da empresa em 2014. Além de muita volatilidade em função das turbulências associadas à eleição e à gestão da empresa, o valor por ação preferencial caiu de um patamar em torno dos R\$20,00 em janeiro de 2014 para cerca de R\$12,00 em dezembro 2014. Ressalte-se ainda que a agência de classificação de risco Moody's rebaixou o rating global em moeda estrangeira e local da Petrobras de Baa1 para Baa2 e manteve a perspectiva negativa.

A crise da Petrobras afetou o conjunto do segmento de óleo e gás no Brasil. O contexto desafiador levou a empresa a endurecer a negociação com os fornecedores e a priorizar os segmentos com maior impacto para o seu fluxo de caixa. Como resultado deste processo, observou-se uma redução do nível de atividade no segmento de exploração. O número de sondas em operação no país caiu em 2014. O mesmo aconteceu com o número de poços perfurados.

Esta redução da atividade exploratória foi mais flagrante no segmento *onshore*. Neste segmento, observa-se a redução de empenho da Petrobras, que vem concentrando seus esforços no Pré-sal, e as crescentes dificuldades que as empresas independentes enfrentam para promover seus investimentos.

Neste ano o segmento *onshore* foi marcado pela consolidação de um processo de judicialização que está colocando em xeque os contratos da décima segunda rodada de licitações realizada em 2013. Em junho, o Ministério Público Federal (MPF) do Paraná suspendeu na Justiça Federal o efeito da licitação de 11 áreas da 12ª rodada. As atividades foram então suspensas até a realização de estudos técnicos que demonstrem a viabilidade, ou não, do uso da técnica do fraturamento hidráulico no Brasil, com prévia regulamentação do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama). O mesmo ocorreu em novembro na Bahia onde os contratos da 12ª rodada foram suspensos de forma liminar.

A crescente judicialização da exploração de gás em terra dificulta ainda mais o financiamento das campanhas de exploração por empresas independentes brasileiras que detêm a maior parte das áreas exploratórias concedidas. Após os problemas financeiros da OGX e da HRT, tornou-se extremamente desafiador levantar *equity* no mercado doméstico e internacional para investimento em exploração no País. Soma-se a isto, o fato de outros países da região como o México e a Argentina estarem promovendo reformas para atrair investidores internacionais para o segmento de exploração. Todos estes fatores contribuem para o enfraquecimento do nível de atividade exploratória no segmento terrestre no Brasil.

Apesar da produção de gás natural ter crescido cerca de 10% em 2014, a oferta doméstica para abastecer o mercado de gás natural no Brasil foi largamente insuficiente. Até setembro de 2014, as importações de gás natural superaram a

oferta doméstica, refletindo o contínuo aumento da dependência externa de gás em função do crescente despacho termelétrico. É importante ressaltar que o crescimento do mercado de gás natural em 2014 ficou concentrado no segmento termelétrico. Até setembro de 2014, o segmento industrial e GNV cresceram apenas 3,4% enquanto o mercado termelétrico cresceu 8,5%.

Setor de Energia Elétrica: Crise de múltiplas dimensões

O ano de 2014 também foi crítico para o setor elétrico brasileiro que 10 anos após a adoção do modelo elétrico vigente sofreu uma crise de múltiplas dimensões. O ano se encerrará com os reservatórios vazios, com níveis inferiores aos que motivaram o racionamento de 2001, e preços de curto prazo (PLD) próximos ao seu teto.

O Grupo de Economia da Energia realizou simulações para dois cenários a fim de avaliar a possibilidade de o Brasil enfrentar desabastecimento elétrico nos próximos doze meses. No cenário otimista, no qual não há atraso no cronograma de entrada de novas centrais, é necessário que a hidrologia seja superior a 79% da média de longo prazo (MLT) para que o nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste seja superior a 10% em novembro de 2015 (esse é o nível mínimo de segurança para a operação do parque gerador hidrelétrico da região). Considerando o histórico de hidrologia, isso não ocorreu em 9% dos anos. No cenário pessimista, em que há atraso da entrada de novas centrais, a hidrologia necessária passa para 86% da MLT, o que não ocorreu em 26% dos anos. Ou seja, é fundamental que o cronograma de entrada de centrais, que é concentrado em projetos eólicos, seja respeitado, para não depender excessivamente das condições hidrológicas.

A dimensão mais dramática da crise elétrica até aqui foi a econômica. A operação contínua do parque termelétrico de elevado custo operacional, planejado para ser acionado apenas em curtos períodos, somado aos elevados preços de curto prazo da energia desestruturaram os fluxos financeiros do setor. A receita dos agentes não acompanhou a explosão de custos. O déficit de remuneração, considerando valores conservadores, já soma R\$ 60 bilhões. Nesse cálculo, são considerados os custos represados de distribuidoras em função do despacho termelétrico e da exposição involuntária no mercado de curto prazo, resultante da não adesão de geradores à antecipação da renovação de suas concessões, e os custos das geradoras hidrelétricas que recorrem ao mercado de curto prazo em função da redução de garantia física motivada pela seca. Enquanto a cobertura do déficit das distribuidoras é assegurada via reajustes tarifários e empréstimos da CCEE, o déficit das geradoras não é passageiro, pois o seu repasse não está definido.

O problema do mercado livre foi menos enfatizado por ser menos transparente, mas é igualmente grave. Como o segmento opera com contratos de prazo mais curto, a transmissão dos preços elevados do curto prazo é mais rápida. Estimamos, a partir dos dados publicados pela CCEE, que cerca de metade da energia transacionada no mercado livre está sendo renegociada durante um período de preços elevados e falta de liquidez (entre 2013 e 2015). Consumidores eletrointensivos, que têm na energia elétrica um dos principais componentes de seus custos de produção, têm sua competitividade

comprometida ao pagarem preços tão elevados. Nesse cenário, alguns optam por reduzir ou paralisar suas atividades. É preciso salientar que mesmo consumidores contratados podem optar por essa estratégia, abrindo mão da produção para vender a energia no mercado. Esse comportamento explica a redução de consumo dos segmentos eletrointensivos, já abordada em postagens anteriores, que foi importante para evitar que os reservatórios estivessem em níveis ainda mais críticos nesse momento.

Além desses problemas emergenciais, há questões estruturais que determinaram a crise atual. Há uma clara inadequação do parque gerador em relação às características do setor elétrico brasileiro. Os leilões do mercado regulado balizados pelo índice custo benefício (ICB) selecionaram um parque termelétrico com viés para a flexibilidade de operação, com custos fixos baixos, mas custos variáveis extremamente elevados. A perspectiva era que o papel das termelétricas seria complementar e sua operação muito pouco frequente. Algumas térmicas possuem custos de operação superiores a R\$ 1.000/MWh. Como as térmicas foram operadas continuamente nos últimos anos, o custo resultante foi insustentável.

A outra questão estrutural é a dificuldade da atual trajetória de expansão. A continuidade da exploração das hidrelétricas na Amazônia está condicionada por fortes restrições ambientais, que geram incertezas no cronograma de obras, na intermitência produtiva (regime em fio d'água), além de custos mais elevados. A flexibilidade e as condições de suprimento de combustível (lastro) exigidas de termelétricas nos leilões implicam em soluções mais caras, principalmente através de GNL contratado no mercado spot. Além disso, o paradigma de financiamento setorial está em cheque a partir das consequências da MP 579 e da crise hídrica sobre a Eletrobrás. A empresa acumula prejuízo de R\$ 15 bilhões nos últimos três anos. Dificilmente ela será capaz de desempenhar o papel de estruturar a expansão, principalmente em projetos de grande porte, como vinha fazendo no passado. As consequências dessas dificuldades tornaram-se evidentes no leilão A – 5 de 27 de novembro. O preço médio do leilão foi próximo a R\$ 200/MWh; valor bem acima dos leilões anteriores.

Desafios de 2015

O ano de 2015 será um ano de grandes desafios para o setor energético nacional. Será necessário recuperar o tempo perdido em 2014 com a postergação de decisões importantes de política energética.

Em particular, é urgente rever a governança da Petrobras para resgatar a credibilidade da empresa diante dos seus parceiros, fornecedores e investidores. Para isto, será necessário estabelecer um contexto de maior transparência das decisões da empresa e maior autonomia de gestão empresarial. O enfrentamento da questão da política de preços para os combustíveis no País é fundamental. Enquanto o caixa da empresa for utilizado para promover política anti-inflacionária será muito difícil recuperar sua credibilidade no mercado de capitais.

É fundamental viabilizar uma trajetória de sustentabilidade financeira para os investimentos da Petrobras. Caminhar no fio da navalha não parece ser uma

estratégia adequada para os momentos de maior instabilidade com mudança na governança da empresa e com maior volatilidade que se descortina no mercado internacional de petróleo.

A evolução do mercado de gás em 2014 deixou claro que é fundamental uma política para mudar a trajetória de dependência de importações e a falta de competitividade para o gás no mercado não-termelétrico.

No setor elétrico, o ano de 2015 vai começar com duas novidades que contribuem para atenuar o quadro de crise, as bandeiras tarifárias e o teto reduzido do PLD. As bandeiras tarifárias passam a oferecer um sinal de escassez mais imediato aos consumidores de eletricidade. Ainda é cedo para saber qual será o efeito desses sinais no consumo, principalmente no segmento residencial. O racionamento de 2001 mostrou que há boa capacidade de resposta nesse segmento, mas o sinal da bandeira pode não ser suficiente. A redução do teto do PLD de R\$ 822/MWh para R\$ 388/MWh diminui as consequências da exposição ao mercado de curto prazo. Entretanto, a medida possui importantes efeitos colaterais. A literatura internacional indica que preços tetos baixos tendem a desestimular a expansão da capacidade de geração. Os pagamentos compensatórios para remunerar as centrais marginais, via Encargo de Serviços do Sistema (ESS) vão aumentar significativamente, pois somente 4% da capacidade de geração termelétrica tem custo variável superior a R\$ 822/MWh e 25% tem custo maior que R\$ 388/MWh. Por outro lado, perde-se a intensidade do sinal de preços para consumidores no mercado livre.

Ainda que essas questões emergenciais sejam equacionadas, e uma hidrologia favorável contribua para esse fim, há problemas estruturais que também precisam ser enfrentados. É preciso reestruturar o setor elétrico para lidar com os novos paradigmas de sua operação e expansão.