

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Setembro/Outubro de 2017 – Ano 17 – n.4

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados sete artigos:

Os novos rumos do setor elétrico brasileiro, por Luciano Losekann.

A crise da indústria venezuelana de petróleo, por William Adrian Clavijo Vitto.

A construção de mercados elétricos em perspectiva – Questões para o Brasil, por Diogo Lisbona Romeiro.

O setor elétrico brasileiro fora de tempo e lugar, por Ronaldo Bicalho.

Como está a atratividade do segmento de E&P no Brasil?, por Edmar de Almeida.

Impactos da adoção de instrumento de precificação de carbono sobre o Setor Elétrico Brasileiro, por Clarice Ferraz

Bioeconomia em construção XIII – Explorando os modelos de negócio circulares nas cadeias dos plásticos: o caso do PET, por José Vitor Bomtempo, Clarice Ferraz e Kamila Komatsu

### **Equipe:**

**Editor:** Ronaldo Bicalho

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

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

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

# **Autores**

## **Clarice Ferraz**

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

## **Diogo Lisbona Romeiro**

Doutorando 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 Mendès-France, França; Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e membro do Grupo de Economia de Energia do IE/UFRJ.

## **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.

## **Kamila Komatsu**

Mestre pela Escola de Química da 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.

## **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.

**William Adrian Clavijo Vitto**

Doutorando do Instituto de Economia da UFRJ.

# Os novos rumos do setor elétrico brasileiro

**Por Luciano Losekann**

Os últimos meses foram marcados por novidades significativas para o setor elétrico brasileiro. No início de Julho, o Ministério de Minas e Energia colocou em consulta pública uma nota técnica ([NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE](#)) denominada de “Aprimoramento do marco legal do setor elétrico” e que propõe uma reorientação do mercado elétrico brasileiro. Logo após o encerramento da Consulta Pública, o governo anunciou no dia 21 de agosto a proposta de privatização da Eletrobras, através de um modelo pouco coerente com o conteúdo da nota técnica.

O grande desafio do setor elétrico brasileiro consiste em conciliar fluxos de produção voláteis, dependentes de fatores naturais como chuva e ventos, a fluxos financeiros estáveis, que deem atratividade aos investimentos. A comercialização de energia através de leilões se mostrou positiva ao propiciar a expansão do parque gerador de forma competitiva e conferir um instrumento de política energética. No entanto, também implicou na rigidez no longo prazo dos fluxos financeiros. Os mecanismos de compensação existentes no Brasil para conciliar esses fluxos, baseados no conceito de garantia física e no Mecanismo de Realocação de Energia, não se mostraram eficazes frente ao desequilíbrio ocorrido desde 2013. A medida provisória 579 ([lei 12.783/2013](#)), ao retirar a renda hidráulica de geradores, agravou essa inadequação.

A gestão desse desafio se tornará mais complexa com a crescente participação de fontes renováveis intermitentes e a perda de capacidade de regularização dos reservatórios. A difusão das fontes eólica e solar implica em maior volatilidade da oferta e um horizonte de intermitência mais curto em relação à fonte hídrica, com variações significativas intra-diárias.

O contexto das mudanças propostas é bastante crítico. Desde 2013, o setor elétrico vem passando por uma crise, que iniciou pela incerteza de abastecimento, acarretou em uma crise financeira das empresas do setor e evoluiu para a judicialização. Hoje, menos da metade das transações de curto prazo contabilizadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica são liquidadas, a inadimplência corresponde a valor mensal de cerca de R\$ 2 bilhões, a maior parte relacionada a liminares que isentam a participação de geradores da compensação do GSF (Generation Scaling Factor) decorrente de geração hidrelétrica inferior à garantia física.

A nota técnica do MME aponta como solução para o desafio do setor elétrico a intensificação da liberalização das transações de energia. Assim, o mercado livre seria ampliado e os geradores deveriam gerenciar o risco de descasamento de posições contratuais e quantidade gerada de forma individualizada. Com um portfólio de contratação menos engessado, os agentes encontrariam mecanismos para adequar fluxos físicos e financeiros, onde o mercado spot teria

maior relevância. Para lidar com o problema de garantir a expansão, já que o mecanismo de leilões para o mercado regulado seria esvaziado, a proposta é separar a contratação de energia da contratação de capacidade, ou “lastro”. A remuneração da capacidade é prática usual em desenhos institucionais de experiências internacionais e, no caso brasileiro, que conta com fontes de geração intermitentes, foi adaptado para o conceito de lastro que consiste no potencial de cada fonte agregar confiabilidade ao suprimento.

Em artigos anteriores, apontei que abrir mão do mecanismo de leilões de expansão não é adequado frente ao objetivo de dar segurança ao abastecimento de eletricidade e de aumentar a participação das novas fontes renováveis. Os leilões concedem um poderoso instrumento para a execução de política energética nesse momento de transição do setor. No caso, esse instrumento seria substituído por mecanismos que envolvem bastante incerteza. A referência atual de preço de curto prazo no Brasil (PLD) não tem sido um bom sinal para orientar decisões e é duvidoso que a venda de lastro seja suficiente para dar sustentabilidade financeira aos projetos de geração, principalmente os de maior porte.

Originalmente, a nota técnica propunha a descotização da energia e a venda das usinas da Eletrobras que tiveram a renovação renovada através da lei 12.783/2013. Assim, os contratos de venda de energia seriam readequados ao preço de mercado da energia no Brasil. A nota utiliza como referência um preço de R\$ 200/MWh, que impactaria em uma elevação de 7% na tarifa de eletricidade, considerando que uma parte da diferença entre o preço do sistema de cotas (cerca de R\$ 50/MWh) e o preço de referência seria utilizada para reduzir encargos da conta de energia. Pela construção do argumento da nota técnica, o modelo de privatização seria a venda separada de cada uma das 14 usinas, que juntas correspondem a uma capacidade de geração de 13,9 GW. Nessa perspectiva, isso permitiria a multiplicidade de expectativas quanto ao risco de mercado e menor concentração da oferta de energia, essencial para o sucesso de um setor de geração mais liberalizado.

No entanto, a proposta de privatização da Eletrobras segue modelo distinto do que é indicado na nota técnica 5 do MME. A empresa permaneceria integrada. O Estado venderia o controle acionário na bolsa de valores e manteria uma *Golden Share* como forma de defender o interesse público através de direito de veto. Esse é um modelo comum em privatizações na Europa e que foi utilizado no Brasil na privatização da Vale. Os representantes do governo salientaram os ganhos de governança resultantes e a possibilidade de reduzir o custo de capital, incluindo a adesão ao Novo Mercado da Bovespa. Para assegurar interesse pela empresa, seria promovida a descotização da venda de eletricidade das 14 usinas com concessão renovada e a União receberia uma compensação.

Ainda que o tema de governança seja relevante, a razão principal para a venda da Eletrobras é de ordem fiscal. A venda da Eletrobras faz parte de um pacote de privatização de ativos para conter o rombo nas contas públicas. A questão setorial, ou seja, do papel da Eletrobras nesse novo setor elétrico brasileiro ainda não foi discutida na proposta de privatização. Colocar objetivos setoriais em segundo plano pode ter impactos danosos, como os que ocorreram nas privatizações do setor elétrico nos 1990.

Os dois papéis mais significativos da Eletrobras são a gestão dos recursos hídricos e a promoção de projetos estruturantes para o setor. A Eletrobras detém 32% da capacidade de geração do sistema elétrico brasileiro e 50% da capacidade de armazenagem do país está localizada em reservatórios de hidrelétricas da empresa. Os reservatórios têm um papel fundamental para a conciliação de fluxos de geração e fluxos financeiros no setor. A trajetória de perda de capacidade de regularização e a difusão de renováveis intermitentes tornam a gestão dos reservatórios mais crítica. Se considerarmos ainda os usos consuntivos da água, como abastecimento de residências e industrial, fica claro o interesse público relacionado a coordenação dos recursos hídricos.

Além disso, a Eletrobras atuou nos últimos anos capitaneando os projetos de grande porte do setor elétrico brasileiro. Mesmo com a presença de agentes privados em consórcios, dificilmente esses projetos sairiam do papel sem a participação da Eletrobras. Ainda que decisões equivocadas relacionadas a esses projetos sejam evidentes, contribuindo para o endividamento excessivo da empresa, não parece adequado que a expansão do setor elétrico não contemple hidrelétricas de maior porte.

Certamente, a opção de privatizar a Eletrobras integrada é mais adequada para a empresa prestar adequadamente esses dois papéis do que privatizar a empresa fatiada, conforme proposta inicial da nota técnica do MME. No entanto, os detalhes do processo de privatização não estão claros para uma avaliação definitiva, principalmente, qual tipo de decisões estará sobre controle da *Golden Share*. Certamente, a possibilidade de que os interesses fiscais preponderem em relação aos objetivos setoriais é bastante preocupante para os novos rumos do setor elétrico brasileiro.

# A crise da indústria venezuelana de petróleo

**Por William Adrian Clavijo Vitto**

A trajetória recente da indústria venezuelana de petróleo tem se convertido em um dos temas de maior preocupação do setor. Em um país como a Venezuela, onde a indústria petrolífera possui uma participação de quase 30% do PIB nacional, o declínio abrupto da produção neste contexto de preços baixos levou o país a uma crise econômica e social sem precedentes na sua história. Entretanto, para entender a crise da indústria petrolífera venezuelana é necessário abordar o conjunto de transformações no arcabouço regulatório do setor e na gestão da indústria ao longo da década de 2000.

## **1. As reformas da década de 2000**

A gênese desse processo começou no final da década de 1990, quando a chegada de Hugo Chavez na presidência originou uma mudança na gestão da indústria petrolífera nacional. A partir da Lei Orgânica de Hidrocarbonetos Gasosos (LOHG) de 1999 e a Lei de Hidrocarbonetos Líquidos (LOH) de 2001, o governo entrante estabeleceu um novo marco regulatório reservando para o Estado o controle da atividade petroleira e a totalidade das ações da empresa Petróleos de Venezuela S.A. (VENEZUELA, 1999). Dessa forma, o Estado aumentou expressivamente sua participação nas atividades de E&P para cerca de 70% e estabeleceu metas ambiciosas de aumento da produção nacional (TOLMASQUIM e PINTO JUNIOR, 2001; SANTOS, 2015).

Visando aumentar sua projeção sobre América Central e Caribe, em 2005 o governo lançou a Petrocaribe, uma iniciativa voltada para a venda de petróleo venezuelano a preços preferenciais para os países membros da aliança, além do financiamento de projetos de infraestrutura energética na região (GRANMA, 2017).

No ano de 2006, o governo nacional começou o processo de migração dos contratos sob a modalidade de convênios operativos, que tinham sido estabelecidos na década de 90, para os contratos de empresas mistas com maioria acionária do Estado venezuelano, tal como estabelecido na lei 2001.

A partir de 2008, a Venezuela começou um processo de aprofundamento das relações com a China, que, além de se inserir como um grande consumidor, também passou a agir no mercado internacional através de programas de financiamento para países em desenvolvimento em troca do acesso de empresas nacionais nas operações de E&P e a garantia de fornecimento de petróleo. Desde 2007, os bancos estaduais da China emprestaram à Venezuela US\$ 60 bilhões para serem ressarcidos em óleo – *acordos oil for loan* (INTERAMERICAN DIALOGUE, 2016).

Em 2009, o governo da Venezuela estatizou parte das empresas prestadoras de serviços para a indústria de P&G, em uma tentativa de capacitar a PDVSA para

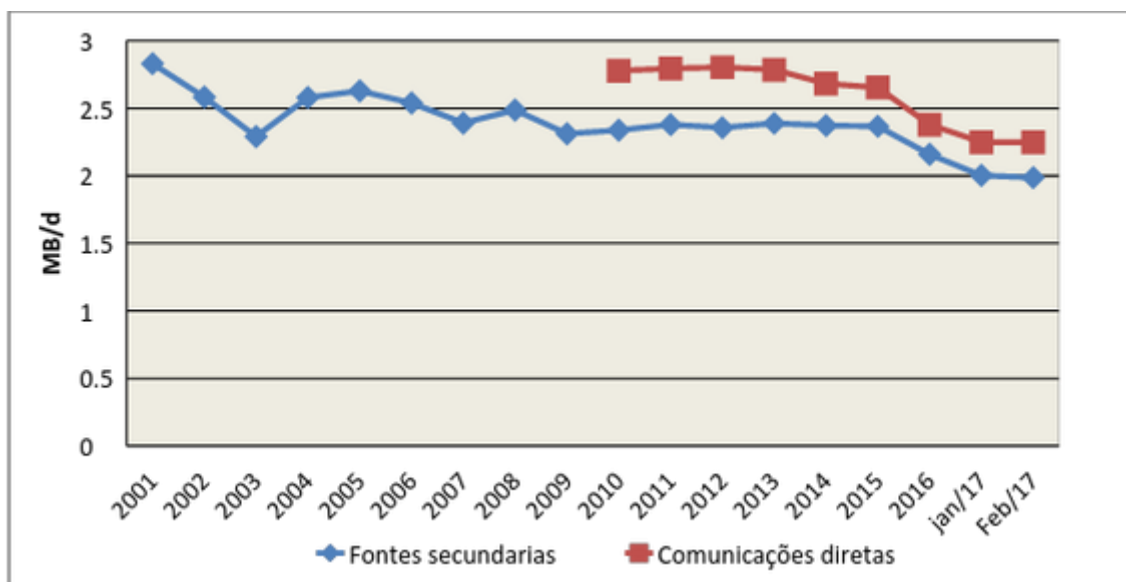
desenvolver suas próprias filiais fornecedoras capazes de prestar serviços para a indústria venezuelana e para os demais países da América Latina (PRODAVINCI, 2016).

Finalmente, em 2013, o conjunto de mudanças regulatórias foi completado com a promulgação da Lei de Contribuição Especial por Preços Extraordinários e Preços Exorbitantes no mercado internacional de hidrocarbonetos. Dito instrumento facultou ao Estado cobrar uma alíquota às empresas operadoras quando o preço do mercado internacional fosse superior ao preço estabelecido no orçamento público anual. No ano seguinte, a mesma lei sofreu modificações nos valores estabelecidos para o cálculo da alíquota por preços extraordinários e exorbitantes (VENEZUELA, 2013). Nessas condições, a Venezuela culminou o período do *boom* das *commodities*.

## 2. Venezuela após o boom das commodities

No segundo semestre de 2014, a queda dos preços do petróleo deixou em evidência uma indústria atravessando sérias dificuldades financeiras e operacionais com efeitos sumamente preocupantes sobre o equilíbrio das finanças públicas e a estabilidade do país. No lançamento da primeira versão do plano “*Siembra Petrolera*”, no ano de 2005, a meta era alavancar a produção para 5,84 MB/d. No entanto, segundo dados da OPEP, entre 2001 e 2016, o país experimentou uma queda da produção de 672.000 barris, sendo que 30% dessa queda – 275.000 segundo dados das comunicações diretas com a OPEP – ocorreu somente no passo de 2015 a 2016 (OPEP, 2016).

### Gráfico 1. Evolução da produção venezuelana de petróleo, segundo fontes da OPEP



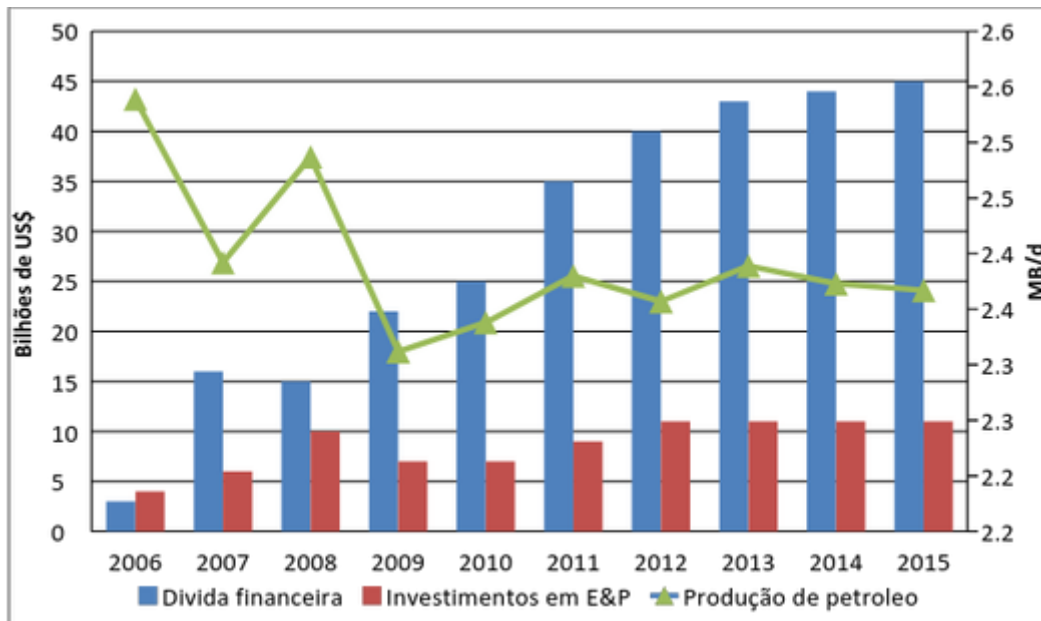
Fonte: OPEP

As causas da queda da produção durante o período selecionado pode-se encontrar em três fatores fundamentais: a perda de capacidades técnicas da empresa estatal após as demissões massivas em 2003, a queda da presença de



empresas prestadoras de serviços, e o baixo nível de investimentos em exploração e produção (MONALDI, 2015; SANTOS, 2016). Entre 2006 e 2015, a PDVSA multiplicou sua dívida financeira por quinze. No entanto, esse endividamento foi direcionado, principalmente, para financiar o gasto social do governo e não se traduziu em um aumento dos investimentos em exploração e produção (MONALDI, 2015) (ver gráfico 2).

**Gráfico 2. PDVSA: Evolução dos investimentos em E&P vs. Dívida Financeira**

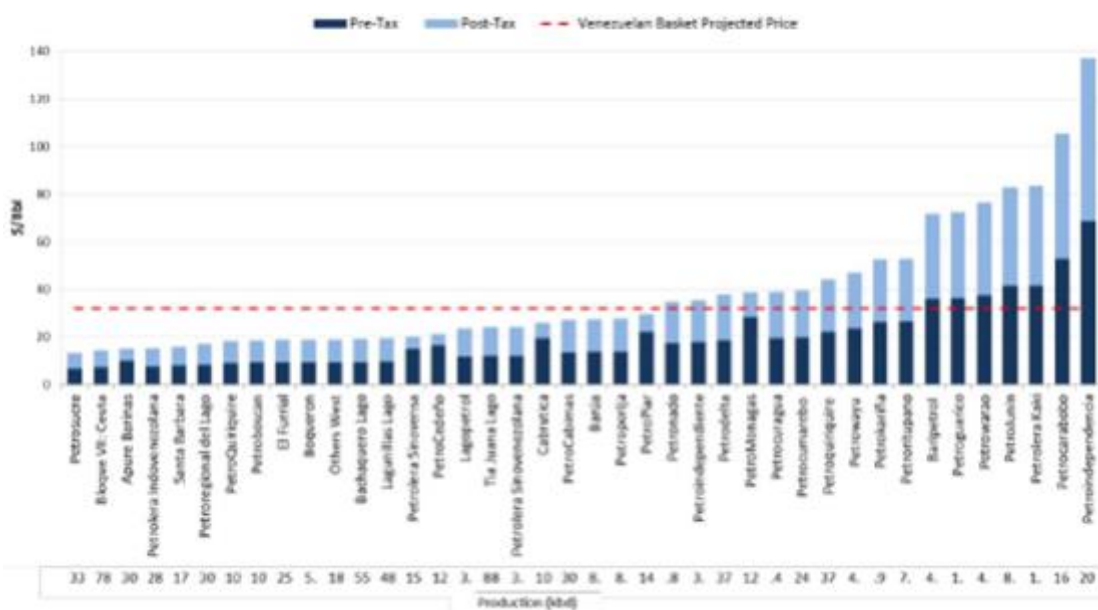


Fonte: Elaboração própria a partir de Santos, 2015

Entre 2014 e 2015, a participação das empresas mistas na produção nacional de petróleo passou de 37% a 40%. Nesse mesmo período, a correlação da produção entre petróleo leve e petróleo pesado também sofreu uma mudança. A produção de leves caiu em 83.000 b/d, trazendo importantes consequências sobre a capacidade de processamento do petróleo pesado (MINPET, 2014 apud. PALACIOS, 2016).

O aumento da participação do petróleo pesado na cesta de produção venezuelana no contexto de preços baixos, também passou a afetar a viabilidade de alguns projetos e as receitas do Estado. Num nível de preços médio de 2015, os custos de produção de vários projetos, principalmente da faixa petrolífera do Orinoco, ficaram fora de qualquer viabilidade econômica. Nos casos mais extremos, o *break even* por barril em projetos como Petrowarao, Petrojunin, Petrocarabobo e Petroindependencia são inviáveis mesmo excluindo o pagamento dos impostos contemplados no regime fiscal venezuelano.

### Gráfico 3. Break even por reservatório petrolífero: antes e depois do pagamento de impostos



Fonte: Wood Mackenzie

Nessas condições, a PDVSA também passou a apresentar um sério problema de estrangulamento para financiar por si só a recuperação dos níveis de produção perdidos. Segundo o balanço financeiro de 2015, publicado pela estatal em julho de 2016, a empresa apresentou um declínio anual das receitas totais de 40% e uma perda operacional de US\$ 3 bilhões em suas operações globais. Para 2016, as receitas estimadas decorrentes das exportações da PDVSA foram calculadas em US\$ 30 bilhões. Entretanto, considerando que 94% dos ingressos de divisa ao país decorrem das exportações de petróleo, é necessário assumir que a grande quantidade desses recursos seja utilizada para cumprir com o pagamento de dívida da estatal e do governo, calculada em US\$ 68 bilhões para final de 2016, sendo que US\$9,6 devem ser cancelados durante 2017 (PRODAVINCI, 2017).

A estratégia dos países produtores de petróleo para amortizar a queda dos preços foi aumentar a produção para colocar a maior quantidade de petróleo no mercado internacional. No entanto, a possibilidade da Venezuela maximizar suas receitas a partir das exportações, além de se encontrar limitada pelo declínio da produção, também foi afetada por outros problemas operacionais e pelas decisões de política do governo.

De 2005 a 2015, o número de empregados da PDVSA passou de quase 50.000 para 150.000. Durante esse mesmo período, os custos operativos por barril de petróleo produzido pela empresa quase triplicaram, passando de uma média de US\$11 para US\$30 (SANTOS, 2016).

No segmento *upstream*, de acordo com as comunicações da OPEP, em 2010 a capacidade venezuelana de refino era de 1.867,9 mb/d. Entretanto, os problemas de manutenção experimentados pelas refinarias venezuelanas desde

2012 têm provocado problemas operacionais, afetando sua capacidade de refino. De acordo com o Ministério de Petróleo e Minaria, em 2015 o fator de utilização da capacidade de refino foi de 1.3 milhões de b/d, ao redor de 67% da capacidade total (PALACIOS, 2016).

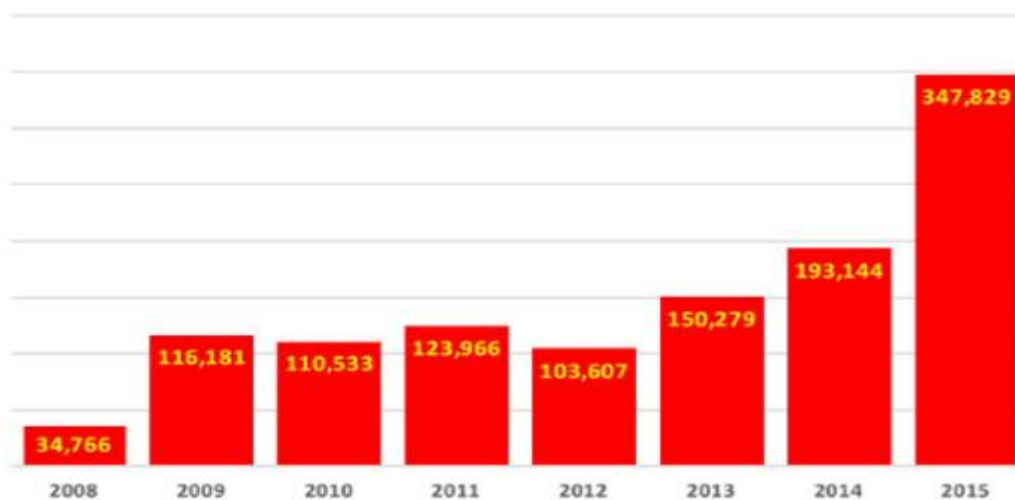
Em março de 2016, mais da metade dos terminais de carga do complexo de Jose se encontravam inoperativos (PALACIOS, 2016). Adicionalmente, a partir de 2014 a queda da produção de petróleo leve fez com que a PDVSA e as suas empresas associadas importassem esse tipo de petróleo para ser utilizado nos procedimentos para o transporte e o processamento do óleo pesado da faixa petrolífera do Orinoco (PARRAGA, 2014).

No plano interno, outro fator que impede a Venezuela de colocar mais petróleo nos mercados internacionais é o consumo doméstico de combustíveis fósseis. Em 2015, pouco mais de 550.000 barris diários de petróleo foram dirigidos para o consumo interno, cerca de 200.000 barris a menos do que em 2013 (MONALDI, 2015). A queda do consumo doméstico pode ser explicada pelo aumento do preço da gasolina realizado em 2016 e pela redução da oferta em quase 100.000 barris realizada também no ano anterior, visando colocar mais petróleo no exterior (PALACIOS, 2016).

Outro fator que reduziu a capacidade venezuelana de colocar mais petróleo no mercado são as exportações de petróleo aos países do Petrocaribe. Estima-se que 400.000 barris das exportações venezuelanas de petróleo em 2012 foram a preços preferenciais para países do Petrocaribe (El Economista, 2015). No entanto, as necessidades de financiamento da Venezuela fizeram reduzir as exportações no marco desses acordos em 50% em 2015. Somente no caso cubano, principal beneficiário desse acordo, entre 2015 e 2016, as exportações de óleo cru caíram em 40% (REUTERS, 2016).

Um agravante da redução do poder de mercado venezuelano encontra-se nos compromissos adquiridos com a China e a financeirização dessa dívida. Até o ano de 2015, em decorrência da queda dos preços, os despachos de petróleo passaram de 193.144 b/d para 347.829 b/d entre 2014 e 2015 (ver gráfico 3). Durante 2016, os envios de petróleo para esse país caíram 74.000 b/d em comparação com as exportações de 2015 para fechar o ano em 505.000 b/d, dos quais, ao redor de 30% são destinados para pagar serviço de dívida (ELUNIVERSAL, 2017).

**Gráfico 4. Serviço da dívida a China em barris de óleo equivalente diários**



Fonte: Santos, 2016.

Para completar o quadro de restrições no mercado internacional, desde o final de 2016 a Venezuela se comprometeu, junto aos seus parceiros da OPEP e outros países produtores de petróleo, a reduzir sua produção em 95.000 b/dia, como parte do acordo para reequilibrar os preços no mercado internacional do petróleo (REUTERS, 2016). Assim, estamos falando de um país com importantes constrangimentos para poder recuperar sua produção e cumprir com seus compromissos de dívida.

Dessa forma, considerando o panorama exposto, pode-se argumentar que a crise da indústria venezuelana de petróleo vai mais além da queda dos preços internacionais do petróleo, deixando em evidência os sérios problemas de gerenciamento experimentados pelo setor nesse país durante mais de uma década. Ao longo do período analisado, foi possível evidenciar que os problemas financeiros da PDVSA não foram resultado de uma escassez de divisas, e sim de uma administração ruim do ingresso petrolífero e da distorção dos objetivos da indústria, tal como foram delineados nas leis de 1999 e 2001. Nesse sentido, o novo marco regulatório instituído com as leis ressaltadas anteriormente, tampouco pode ser apontado como elemento responsável pelo fracasso na gestão da indústria. Por fim, a possibilidade de uma recuperação da produção venezuelana se mostra bastante improvável, dados os problemas do governo e da PDVSA para conseguir novas fontes de financiamento e, mais recentemente, pela proibição dos Estados Unidos de realizar novas emissões de dívida e de bônus no sistema financeiro norte-americano.

### Referências bibliográficas

EL ECONOMISTA (2015). Envíos de crudo venezolano a Petrocaribe ha caído 50%. Disponível em url: <http://eleconomista.com.mx/industrias/2015/03/26/envios-crudo-venezolano-petrocaribe-ha-caido-50>;

EL UNIVERSAL (2017). Torino: Pdvsa redujo el envío de crudo a China y el Caribe. Disponible em: [http://www.eluniversal.com/noticias/economia/torino-pdvs-redujo-envio-crudo-china-caribe\\_666849](http://www.eluniversal.com/noticias/economia/torino-pdvs-redujo-envio-crudo-china-caribe_666849);

GRANMA (2017). PETROCARIBE. Disponible em url: <http://www.granma.cu/granmad/secciones/petrocaribe/que-es/que-1.html>;

MONALDI Francisco (2015). THE IMPACT OF THE DECLINE IN OIL PRICES ON THE ECONOMICS, POLITICS AND OIL INDUSTRY OF VENEZUELA. Columbia on Center Energy Policy;

OPEP (2017). Monthly Oil Market Report;

PALACIOS Luisa (2016). VENEZUELA'S GROWING RISK TO THE OIL MARKET. Columbia on Center Energy Policy;

PARRAGÁ Mariana (2015). Venezolana PDVSA amplía importaciones petroleras con compras a África, Rusia. Disponible em url: <http://lta.reuters.com/article/domesticNews/idLTAKCNoRP1PM20150925>;

PETROLEOS DE VENEZUELA S.A. (2016). Balance Financiero 2015;

PRODAVINCI (2017). LOS DATOS DE LA DEUDA / La deuda externa: entre la iliquidez y la insolvencia. Disponible em: <http://prodavinci.com/especiales/la-deuda-externa-entre-la-iliquidez-y-la-insolvencia/los-datos-de-la-deuda-la-deuda-externa-entre-la-iliquidez-y-la-insolvencia.html>;

ROUTERS (2016). Venezuela ratifica que adoptará recorte de producción crudo para cumplir con acuerdo OPEP. Disponible em: <http://lta.reuters.com/article/businessNews/idLTAKBN14G18U>;

SANTOS Miguel (2016). “Bases para el diseño de un programa de reconstrucción nacional”. Disponible em url: <https://es.slideshare.net/miguelangelsantos/bases-para-un-programa-de-reconstruccion-nacional>;

TOLMASQUIM M. e PINTO JUNIOR H. (2011). Marcos regularios da indústria mundial do petróleo. Editorial Sinergia. Brasil;

URBANEJA, Diego (2007). La Política Venezolana desde 1958 hasta nuestros días. Temas de Formacion Sociopolitica, Funacion Centro Gumilla. Venezuela.

VENEZUELA (1999). Constitucion de la República Bolivariana de Venezuela;

\_\_\_\_\_ (1999). LeyOrganica de HidrocarburosGaseosos (LOHG);

\_\_\_\_\_ (2001). LeyOrganica de Hidrocarburos (LOH);

# A construção de mercados elétricos em perspectiva – Questões para o Brasil

Por Diogo Lisbona Romeiro

O Ministério de Minas e Energia (MME) realizou a Consulta Pública (nº 33/2017) sobre proposta de aprimoramento do marco regulatório e comercial do setor elétrico brasileiro, buscando a sua “modernização e racionalização”. A proposta foi estruturada em torno dos desdobramentos da Consulta Pública nº 21/2016, realizada com o intuito de identificar os desafios para expansão do mercado livre no Brasil. Partindo deste objetivo, as medidas propostas desembocam na expansão do mercado livre como solução para o aprimoramento do modelo setorial.

O preâmbulo da proposta aproxima-se da perspectiva de mudanças traçada pelo relatório “Utility of the Future”, realizado por MIT/Comillas (PÉREZ-ARRIAGA et al., 2016). A penetração das novas energias renováveis variáveis (NER), com custos mais competitivos e impactos mais perceptíveis, a proliferação de recursos energéticos distribuídos (como painéis solares, armazenamento e carros elétricos) e o desenvolvimento de redes inteligentes apontam para mudanças radicais nos sistemas elétricos. Neste horizonte, consumidores ativos e polivalentes – *prosumages* (consumidores, produtores e armazenadores) nos termos de Green & Staffell (2017) – contestam a centralização que estruturou o setor, ameaçando transformar os ativos constituídos das *utilities* em ativos irrecuperáveis (*stranded assets*). O processo de fuga em massa das redes, conhecido por “espiral da morte” – em que a atratividade crescente das soluções distribuídas leva a saída de usuários da rede, elevando as tarifas dos remanescentes e, conseqüentemente, a taxa de abandono –, pode se acelerar com a passividade da regulação vigente, orientada pelo *business as usual*.

Neste contexto de mudanças, o relatório prescreve orientações gerais balizadoras de novas políticas e arcabouços regulatórios. A principal prescrição é aprimorar a formação de preços e tarifas dos diferentes serviços elétricos, via adequação dos mercados atacadistas e varejistas, para melhor integrar os recursos distribuídos, remunerando a maior flexibilidade requerida. Em linhas gerais, trata-se de aperfeiçoar os mecanismos de mercado de modo a constituir um ambiente único de remuneração e competição para todas as tecnologias, apostando na sinalização de preços mais granulares no tempo e no espaço.

A constituição de mercados elétricos eficientes, capazes de gerar sinalização e incentivos adequados, revelou-se muito mais árdua do que se anunciava. Subsídios, externalidades e heterogeneidades tornam a pura comercialização da eletricidade insuficiente para garantir confiabilidade e adequabilidade do suprimento. Mesmo países que adotaram mercados exclusivos de energia (*energy-only markets*) estão introduzindo mecanismos de remuneração de capacidade para assegurar o suprimento em momentos críticos de escassez.

As pressões dos agentes por “mais mercado” ou “mais regulação”, como discutem Borenstein & Bushnell (2015), seriam motivadas pela tentativa de captura de renda diferencial e fuga de custos afundados, oscilando conforme divergências circunstanciais entre custos médios e custos marginais. Os autores advertem que as disputas por rendas podem encobrir a discussão essencial de custos incrementais.

A proposta de ampliação do mercado livre como aprimoramento para o setor elétrico brasileiro se insere neste quadro geral de transformações estruturais. As próximas seções discutem a relevância dos mecanismos de remuneração e as disputas subjacentes por rendas diferenciais, identificando ao fim questões pertinentes ao caso brasileiro.

### **Introduzindo competição e construindo mercados**

Até os anos 1980, em diferentes sistemas elétricos predominaram monopólios verticalmente integrados regulados pelo custo do serviço, responsáveis pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Este arranjo foi exitoso em expandir sistemas com demanda crescente, repassando ganhos com economias de escala e escopo através de redução de tarifas e aumento da confiabilidade do suprimento.

A partir de então, esse círculo virtuoso se reverte em círculo vicioso. Os choques do petróleo e as crises econômicas mundiais sucessivas, aliado ao esgotamento gradual das oportunidades de ganhos de escala e escopo, elevam os custos e dificultam o financiamento de novos investimentos. Face à demanda em declínio, as tarifas aumentam e a expansão projetada redundante em sobrecapacidade indesejável.

Outros setores enfrentam contexto semelhante, suscitando discussões sobre a razão de existir de monopólios e integração vertical. O diagnóstico geral, comum a diversas indústrias, identifica a falta de competição como causa para a ineficiência. Processos de liberalização são estruturados para abrir setores, promover competição e constituir mercados. A interação entre os agentes em ambientes livres resultaria em preços de mercado balizadores de decisões ótimas e alocações eficientes.

Em indústrias como eletricidade e telecomunicações, a liberalização foi propiciada por transformações tecnológicas concomitantes que permitiram a introdução de concorrência em elos específicos da cadeia. No setor elétrico, a introdução da competição nas pontas da cadeia (geração, comercialização e consumo) foi permitida pelo desenvolvimento, a custos competitivos, de usinas com escala mínima de eficiência reduzida. A padronização e modularização de térmicas a gás natural a ciclo combinado, aliada a preços historicamente baixos do energético, abriu espaço para competição no mercado atacadista.

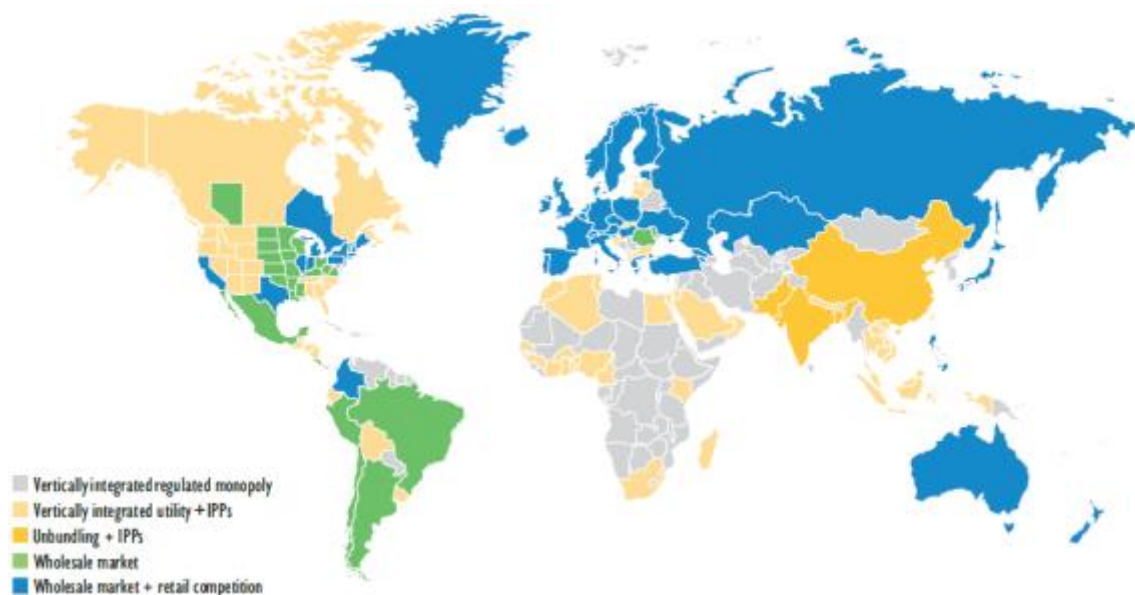
A reestruturação representava, em termos gerais: separação das empresas verticalmente integradas (*unbundling*); extinção de monopólios, à exceção dos naturais (serviço de distribuição); instituição de operadores independentes do sistema para garantir a confiabilidade do suprimento (controle de frequência e voltagem); livre acesso à malha de transporte; estabelecimento de mercados



transparentes de curto prazo de energia, tipicamente para o dia posterior (*day-ahead*), e de serviços ancilares em tempo real (*real-time balancing*); preços locais, refletindo custos marginais de congestionamento e perdas; liberdade contratual para consumidores libertos; e por último, mas não menos importante, mecanismos de resposta da demanda sensíveis a sinais de preço de curto prazo.

A onda de reestruturação atingiu todas as regiões do mundo, como revela a Figura 1. O grau de competição introduzido, no entanto, varia entre as diversas experiências – desde a convivência entre empresas verticalmente integradas e produtores independentes de energia (IPPs), passando pela instituição de mercado atacadista (*wholesale market*), à liberalização completa com competição no atacado e no varejo (*retail competition*).

**Figura 1 – Liberalização do setor elétrico no mundo por graus de competição introduzida**



Fonte: IEA (2016).

### **Remunerar capacidade (*capacity*) ou habilidades (*capabilities*)?**

A principal justificativa sustentada para as reformas residia na busca por maior eficiência, não apenas no nível operacional de curto prazo, mas, sobretudo, na orientação da expansão de longo prazo. Preços marginais de curto prazo seriam, em tese, suficientes para sinalizar a operação e a expansão ótimas do sistema. Esta premissa, entretanto, foi posta em dúvida desde a primeira onda de reformas.

Enquanto que a maioria dos países europeus adotou mercados exclusivos de energia (*energy-only markets*), a maioria das reformas observadas nos Estados Unidos e nos países latino-americanos (com exceção da primeira reforma brasileira) introduziu em seu desenho original algum mecanismo de remuneração de capacidade (MRC) adicional com intuito de atrair



investimentos necessários para assegurar o suprimento nos novos setores liberalizados (MASTROPIETRO, 2016).

Nos anos seguintes às reestruturações, tornou-se ainda mais evidente a ausência das premissas teóricas necessárias para que os mercados de energia provejam, por si só, sinais de investimentos e remuneração adequada para um dado nível de confiabilidade.

Inúmeras razões explicam a falta de remuneração nos mercados, problema denominado pela literatura por *missing money* (JOSKOW, 2008), como limites nos preços durante períodos de escassez, ações fora do mercado tomadas pelos operadores do sistema, insensibilidade da demanda à variação de preços em tempo real e mesmo inconsistência entre o critério de confiabilidade administrativo perseguido e as preferências dos consumidores (JOSKOW, 2013).

Além de faltar remuneração nos mercados estabelecidos, indefinições de produtos específicos ou de seus preços futuros resultam em inexistência de mercados próprios para remunerar alguns recursos, a despeito de seu valor para o sistema, o que Newbery (2016) denomina de *missing market problem*.

Frente à carência de remuneração adequada e mercados específicos, MRC estão sendo implantados em países que inicialmente optaram por mercados exclusivos de energia, como Reino Unido, Itália, França e Alemanha. Já os países que contemplaram MRC no desenho original, reestruturaram seus esquemas e corrigiram falhas em uma segunda onda de reformas.

Os MRC foram originalmente estruturados para remunerar centrais elétricas que garantem o suprimento em momentos de escassez. Em sistemas com restrição de capacidade (*capacity-constrained*), limitados pela disponibilidade de potência, os picos de demanda representam os períodos críticos. Já em sistemas com restrição de energia (*energy-constrained*), a disponibilidade da oferta da fonte primária determina os momentos críticos, podendo registrar intervalos prolongados de escassez.

A penetração significativa das NER (principalmente eólica e solar) introduz nova dimensão de período crítico em ambos os sistemas, pela variabilidade da oferta dessas fontes, condicionando a confiabilidade do suprimento à capacidade de resposta do sistema residual. Esta maior flexibilidade pode ser provida por múltiplos recursos – geração despachável, armazenagem, interconexão, resposta da demanda e recursos distribuídos –, desde que se viabilize remuneração explícita e adequada.

Este novo contexto representa um desafio ainda maior para o desenho dos MRC. Originalmente estruturados sob a ótica restrita de capacidade instalada de *backup*, os mecanismos tendem a negligenciar as contribuições dos demais recursos e as suas habilidades (*capabilities*) em prover confiabilidade em condições de escassez. Para além de remunerar a capacidade instalada, os mecanismos devem premiar a *performance* em momentos críticos.

Esta nova orientação pode permitir maior convergência (principalmente via preço) entre mecanismos voltados para adequabilidade do suprimento (tipicamente MRC) e mecanismos de suporte a determinados recursos (tipicamente NER), propiciando a constituição de um ambiente único de competição, como defendido por Pérez-Arriaga et al. (2016). Analisando as experiências na América Latina (Brasil, Colômbia e Peru), Mastropietro et al. (2014) identificam a possibilidade de convergência entre MRC e NER, mas reconhecem que fontes convencionais e renováveis ainda não competem sob as mesmas condições.

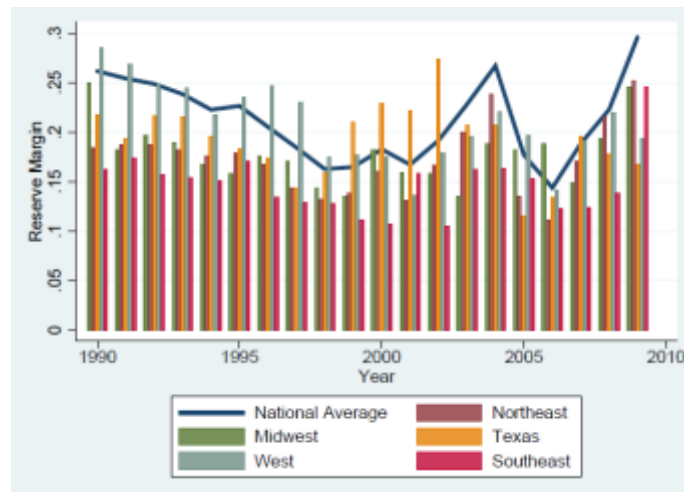
Na América Latina, o principal desafio nos setores elétricos reestruturados está em garantir que a expansão da capacidade instalada acompanhe o crescimento acelerado da demanda. A realização de leilões centralizados para contratação de longo prazo foi o mecanismo de remuneração encontrado para mitigar a incerteza no fluxo de caixa dos novos investimentos e dos ativos em operação. Pela predominância hidrelétrica na região, em muitos sistemas o produto transacionado (*reliability product*) não é capacidade, mas a própria energia (ou uma opção de compra futura). Assim, mais do que garantir capacidade em períodos de escassez, os leilões garantem adequabilidade da geração para todos os momentos.

### **Pressões por reestruturações: rendas diferenciais *versus* custos incrementais**

Embora discussões sobre eficiência predominem nos processos de reestruturação, Borenstein & Bushnell (2015) enfatizam a disputa por apropriação de renda diferencial [1] e por exclusão do compartilhamento de custos afundados como determinantes do posicionamento político dos agentes. Enquanto que os custos médios formam a base das tarifas sob o regime de regulação, os custos marginais determinam os preços nos mercados competitivos. Nos períodos em que estes custos divergem, o apoio oscila ao regime (regulação ou mercado) com menor custo. Assim, a variação entre custos médios e marginais explicaria o comportamento dos agentes e as preferências por maior ou menor liberalização.

Analisando as reestruturações nos Estados Unidos sob a perspectiva de duas décadas, os autores identificam que as margens de reserva elevadas nos anos 1990 (Figura 2) resultavam em sobrecapacidade instalada subutilizada, pressionando custos afundados a serem compartilhados. A pressão sob os custos médios se contrastava com a disponibilidade de geração a custos marginais menos elevados e com a atratividade de novas centrais a gás, em termos de custos de capital e de operação (combustível). Nos sistemas termelétricos, os custos marginais das centrais a gás tendem a determinar o preço de curto prazo, deslocando despachos mais custosos, tornando a liberalização ainda mais atrativa.

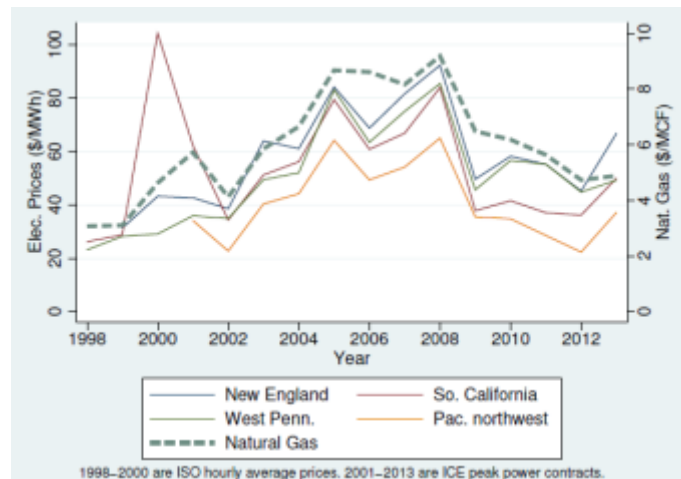
**Figura 2 – Evolução das margens de reserva de geração nos EUA**



Fonte: Boresntein & Bushnell (2015).

A discrepância incomum entre custos médios elevados e custos marginais reduzidos constituiu, na visão de Boresntein & Bushnell (2015, p. 7), “a fonte fundamental de pressão por reestruturação”. O apoio dos grandes consumidores à liberdade contratual não buscava redução global de custos e ganhos de competitividade, mas vislumbrava a oportunidade de acessar diretamente os mercados atacadistas, eximindo-se da responsabilidade de custos afundados de ativos considerados irrecuperáveis (“*stranded assests*”), o que já havia sido alertado por Boresntein & Bushnell (2000) anteriormente.

A reestruturação aumentou drasticamente a exposição das tarifas de eletricidade ao preço do gás natural, o que seria suavizado em termos médios sob o custo do serviço. A Figura 3 ilustra esta correlação, com exceção da crise na Califórnia e da região do Pacífico noroeste que registra maior disponibilidade hídrica. A elevação do preço do gás após as reestruturações “recuperou” o valor dos ativos considerados anteriormente irrecuperáveis. No entanto, os consumidores cativos pagaram a conta dobrada, pois já haviam compensado as *utilities* na transição dos modelos através do congelamento provisório das tarifas.

**Figura 3 – Exposição do preço da eletricidade ao gás natural**

Fonte: Borenstein & Bushnell (2015)

A partir de fins dos anos 2000, a redução do preço do gás natural e a penetração das novas renováveis deprimem os custos marginais de curto prazo nos mercados de energia. Enquanto que as políticas de incentivo às renováveis tentam garantir a sua penetração nos sistemas, os mecanismos de remuneração de capacidade buscam compensar a falta de remuneração nos mercados para as fontes convencionais. O resultado é uma pressão crescente sobre os custos da energia na rede, tornando os recursos distribuídos cada vez mais atrativos. Borenstein & Bushnell (2015) alertam que a visão da rede como um ativo irrecuperável – que geralmente fundamenta a “retórica das *utilities* do futuro” – é análoga à dinâmica por trás das reestruturações dos anos 1990. A fuga de custos afundados e a captura de custos marginais mais vantajosos do ponto de vista individual desconsideram custos incrementais globais, podendo levar a resultados sociais indesejáveis.

Green & Staffell (2017) mostram que a autossuficiência completa de consumidores-produtores-armazenadores (*prosumages*) resultaria em custos muito elevados, mesmo com expectativa de preços declinantes para armazenagem. Por outro lado, os ganhos com arbitragem de pequenos *prosumages* na rede ainda esbarram em custos de transação expressivos e baixas margens para que agregadores prestem serviços atrativos e estimulem a aquisição de armazenagem distribuída. Ao concluírem que a estocagem distribuída atrás dos medidores deve contribuir muito menos do que se espera nos futuros sistemas, Green & Staffell (2017) reforçam a importância da rede. Longe de serem irrecuperáveis, estes ativos permanecerão estratégicos, tornando o risco de fuga mais um espantoso nas disputas por rendas diferenciais do que um fantasma para as *utilities* no futuro.

### Desdobramentos para o Brasil

A proposta de aprimoramento do setor elétrico brasileiro visa expandir o ambiente de contratação livre, como atestam as principais medidas apresentadas: redução gradual do limite de acesso ao mercado livre; centralização dos contratos do mercado regulado, para equalizar as perdas das

distribuidoras com a redução de seus mercados cativos; adoção de tarifa binômica em lugar da cobrança volumétrica pelo serviço de distribuição, mitigando perdas com a penetração de recursos distribuídos; redução da obrigatoriedade de contratação completa e prévia da demanda esperada; separação da comercialização de lastro e de energia, permitindo maior liberdade contratual aos agentes; e descotização das usinas da Eletrobras condicionada à privatização.

As propostas têm alcance de curto, médio e longo prazo, algumas com contornos bem definidos, outras abertas para posterior definição infralegal. A privatização da Eletrobras é a mais imediata, embora já tenha tomado outros contornos ([LOSEKANN, 2017](#)), evidenciando as motivações fiscais e negligenciando o caráter estratégico dos reservatórios – é bom lembrar, a título comparativo, que cerca de 75% da geração hídrica nos Estados Unidos está nas mãos do setor público (DOE, 2015). De modo geral, as medidas afetam a comercialização de energia e, portanto, a remuneração dos recursos e a renda dos agentes.

Atualmente, existem dois ambientes distintos de comercialização, um “regulado” (ACR) e outro “livre” (ACL). As distribuidoras contratam no ACR, declarando antecipadamente a demanda futura, e os consumidores livres contratam no ACL, com liberdade para pactuar preço, prazo e volume. Além de todo o consumo estar lastreado por contratos, todo contrato deve ser respaldado por garantia física [2]. No entanto, embora todos estejam contratados e todos os contratos sejam “garantidos”, ainda se contrata energia de “reserva”, repartindo os custos por todos os consumidores.

Os leilões centralizados de longo prazo para contratação de energia no ambiente regulado constituíram um poderoso instrumento de remuneração, expandindo a oferta face à demanda crescente. O mercado livre cresceu a reboque com as sobras do mercado regulado, concentrando pouco mais de 25% do consumo. Como os prazos dos contratos tendem a ser curtos – enquanto que 50% do volume é transacionado em contratos de até quatro anos, apenas 20% é para prazo superior a oito anos (CCEE, 2017) – a expansão de nova capacidade não é ancorada nos consumidores livres. Nos contratos mais curtos, os preços se aproximam mais do PLD (preço de liquidação de diferenças), ou seja, o mercado livre tende a se aproveitar da ocorrência de custos marginais mais baixos, típicos da abundância hídrica do sistema brasileiro. Já sob os consumidores cativos recai a responsabilidade da expansão, ancorada nos contratos de longo prazo das distribuidoras.

Sob estas condições, dificilmente o mercado livre se amplia sem comprometer a remuneração dos ativos em operação ou o retorno dos investimentos de novas centrais. As motivações políticas pela sua ampliação respondem, naturalmente, a disputas por captura da renda hidráulica. O perigo, no entanto, está em permitir que os custos afundados da expansão permaneçam restritos ao mercado regulado.

A solução aventada é a “separação de lastro e energia”. A ideia suscitou inúmeras dúvidas ao longo da Consulta Pública. Pelas respostas concedidas pelo MME às “perguntas frequentes”, o lastro está relacionado justamente às

habilidades (*capabilities*) dos recursos de “entregar produto ou serviço”, isto é, “uma medida de confiabilidade”.

Como discutido anteriormente, a ideia é remunerar não uma capacidade genérica, mas uma habilidade específica. No atual modelo, toda energia é lastreada por garantia física. Assim, limita-se a comercialização de energia ao montante de lastro existente. É uma espécie de “padrão ouro”, fazendo uma analogia monetária, em que as transações são determinadas por um estoque “físico”. Mas aqui, a quantidade de “ouro” (lastro) é determinada pelo próprio emissor do certificado. Cabe-se frisar, no entanto, a distinção entre a liquidez financeira e a física. Como o ONS, operador do sistema, otimiza e determina o despacho das centrais, a comercialização só tem impactos financeiros.

Embora o lastro atual seja restrito à contribuição de energia, outros “lastros” podem ser estabelecidos, a depender do produto (*reliability product*) estipulado – por exemplo, habilidade de atender a ponta ou prover flexibilidade. Assim, as centrais seriam remuneradas em parte pelo lastro, em leilões centralizados, e em parte pela comercialização de energia.

A separação de lastro e energia solta as amarras do ambiente livre, mas não desata necessariamente o nó da adequabilidade do suprimento. Como discute [Losekann \(2017\)](#), o grande desafio está em mitigar a elevada incerteza do fluxo de caixa das geradoras, decorrente da imprevisibilidade do despacho. A contratação de longo prazo permanece como pilar da expansão e, conseqüentemente, a definição do lastro continuará como a parte mais delicada e central de todo o sistema.

Tendo em vista a inadimplência e a judicialização recorrentes no mercado de curto prazo, as repactuações do risco hidrológico e a contratação significativa de energia de reserva quando todos já estão contratados, é consensual a necessidade de reestruturar a comercialização da energia no setor brasileiro. No entanto, as discussões sobre o aprimoramento setorial não deveriam se circunscrever de antemão à ampliação do mercado livre, sob pena de negligenciar outros aspectos relevantes, em meio a disputas por renda e fuga de custos afundados, comprometendo a adequabilidade do sistema.

O quebra-cabeça atual revela-se muito mais intrincado do que na época da cruzada por competição e mercados que marcou os anos 1990. Os novos desafios posicionam a indústria em uma encruzilhada sem caminhos claros ou soluções únicas e evidentes.

### **Referências:**

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. (2000). Electricity Restructuring: deregulation or reregulation? *Regulation*. 23(2):46-52.

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. (2015). The U.S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring. NBER Working Paper No. 21113

CCEE (2017). InfoMercado – Julho/2017.

- DOE (2015). Hydropower Market Report 2014. U.S. Department of Energy.
- GREEN, R.; STAFFELL, I. (2017). “Prosumage” and the British Electricity Market. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 6, No. 1.
- IEA (2016). Re-powering Market. Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. International Energy Agency.
- JOSKOW, P. (2008). Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. *Utilities Policy*, 16(3): 159-70.
- JOSKOW, P. (2013). Editorial – Symposium on Capacity Markets. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 2, No. 2.
- LOSEKANN, L. (2012). MP 579: Prorrogação das concessões e apropriação da renda inframarginal. *Boletim Infopetro*.
- LOSEKANN, L. (2017). Os novos rumos do setor elétrico brasileiro. *Boletim Infopetro*.
- MASTROPIETRO, P. (2016). Regulatory Design of Capacity Remuneration Mechanisms. Tese de Doutorado. Universidad Pontificia Comillas.
- MASTROPIETRO, P.; BATLLE, C.; BARROSO, L.; RODILLA, P. (2014). Electricity auctions in South America: Towards convergence of system adequacy and RES-E support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40: 375-385.
- PÉREZ-ARRIAGA et al. (2016). Utility of the Future – An MIT Energy Initiative response to an industry in transition.

**Notas:**

[1] As rendas diferenciais emergem das diferenças nas estruturas de custos dos produtores de um mesmo bem. A disputa está na apropriação do diferencial entre o preço e os diferentes custos marginais presentes na indústria. Para uma discussão mais aprofundada, conferir [Losekann \(2012\)](#).

[2] A garantia física procura quantificar a contribuição da potência instalada à quantidade máxima de energia que o sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento, constituindo-se em um certificado de energia comercializável.

# O setor elétrico brasileiro fora de tempo e lugar

**Por Ronaldo Bicalho**

A definição de uma agenda para o setor elétrico brasileiro passa por três movimentos básicos:

Em primeiro lugar, é necessário inserir essa agenda no contexto das grandes transformações estruturais que definem o momento atual do setor elétrico no mundo.

Em segundo lugar, é preciso situar essa agenda no quadro de esgotamento do modelo de operação/expansão do setor elétrico brasileiro baseado na exploração do potencial hidráulico via construção de grandes reservatórios.

Em terceiro lugar, é imprescindível articular as duas agendas representadas pela transição elétrica mundial e pela transição elétrica brasileira, de maneira a estabelecer um horizonte de possibilidades que incorpore as amplas oportunidades abertas pela reestruturação mundial da indústria elétrica em direção às renováveis.

Tanto a transição mundial quanto a brasileira partem do esgotamento das suas bases de recursos naturais tradicionais. Esse esgotamento é gerado fundamentalmente por pressões de caráter político institucional que se traduzem nas restrições ao uso dos combustíveis fósseis e à construção de usinas hidrelétricas com reservatórios. Essas limitações nascem, respectivamente, da necessidade de mitigar os efeitos da mudança climática e de reduzir os impactos socioambientais locais da construção dessas grandes barragens, principalmente na região amazônica.

Uma característica importante comum às duas transições é que elas não ocorrem a partir do esgotamento efetivo dos respectivos recursos. Nem elas se dão em função do surgimento de novos recursos mais promissores. De fato, elas resultam de um impedimento institucional de acesso a esses recursos. Nesse caso, pode-se afirmar que a idade da pedra não está acabando por falta de pedra, tampouco porque surgiu algo melhor do que as pedras. Na verdade, ela está acabando porque foi proibido o uso das pedras.

Embora partam da mesma situação de indisponibilidade institucional da sua base tradicional de recursos naturais, os destinos das duas transições não são necessariamente os mesmos.

Se no caso dos países centrais o resultado esperado é a descarbonização da matriz elétrica, no caso brasileiro o resultado esperado pode ser exatamente o contrário, ou seja, a carbonização da matriz de geração do país.



Descontextualizada do que acontece no mundo, a transição brasileira leva à utilização crescente das térmicas, com a introdução das novas renováveis (eólica e solar) acirrando os problemas resultantes da redução da capacidade de regularização dos reservatórios.

Nesse quadro, as novas renováveis são um problema a mais e as térmicas são uma solução. Solução que é reforçada justamente a partir da introdução dessas renováveis. Desse modo, as novas renováveis, além de não serem uma solução, são, de fato, um problema.

Por outro lado, as térmicas, assim como a carbonização nelas embutidas, além de não serem um problema, são, na verdade, uma solução.

Essa é a concepção que estrutura a agenda real do setor elétrico brasileiro hoje e que a encaixota dentro de limites extremamente estreitos.

A questão aqui não é simplesmente reconhecer a importância dos incentivos à introdução das fontes renováveis, mas compreender a natureza das transformações profundas que essa introdução engendra. Não basta identificar os problemas a serem resolvidos nessa introdução, mas identificar as enormes oportunidades representadas pela transformação radical do setor elétrico que essa mesma introdução enseja. Em outras palavras, não se trata de problemas a serem resolvidos, mas oportunidades a serem aproveitadas.

Isso não é frase de livro de autoajuda, mas o que de fato está acontecendo no setor elétrico no mundo. A estratégia alemã é fruto da identificação da transição energética como oportunidade. O mesmo se repete com a estratégia chinesa.

Nesse sentido, o primeiro movimento de construção de uma agenda estratégica do setor elétrico brasileiro é contextualizar a nossa transição no interior da transição elétrica mundial.

Esse movimento redimensiona a transição elétrica brasileira, colocando como objetivo final a ampliação significativa da participação das novas renováveis na matriz elétrica. Assim, embora os pontos de partida das transições sejam distintos, o ponto de chegada pode ser o mesmo.

Na medida em que os avanços tecnológicos, organizacionais e institucionais que irão configurar o novo setor elétrico no mundo sairão da resolução dos problemas técnicos, econômicos, organizacionais e institucionais associados à introdução das novas renováveis, fazer convergir a nossa agenda com a agenda internacional nos permite ser beneficiários desses avanços.

A partir dessa contextualização cabe identificar aqueles fatores que favorecem o setor elétrico brasileiro nessa transição.

A grande capacidade de estocagem de energia do conjunto de reservatórios brasileiros, a flexibilidade das centrais hidrelétricas e o sistema de transmissão extenso e robusto qualificam de forma indiscutível o setor elétrico do país frente a transição elétrica.

É evidente que o país detém vantagens competitivas na introdução das novas renováveis que vão além das condições privilegiadas do potencial eólico e solar no país.

Para aproveitar essas vantagens é necessário reinventar a indústria elétrica brasileira sob a ótica ampla da transição elétrica, sem perder de vista as nossas especificidades; principalmente aquelas que fundam o nosso sucesso inquestionável na exploração de uma fonte intermitente, como é a hidroeletricidade: a coordenação centralizada do conjunto dos reservatórios.

Contudo, esse tipo de visão estratégica demanda um protagonismo institucional que está completamente ausente no atual momento brasileiro em que o mote do Estado mínimo figura como o *suprassumo* da modernidade contemporânea. Mote que no caso do setor elétrico não é nem moderno, nem contemporâneo.

Se nos países centrais, o Estado assume um papel relevante e imprescindível na gestão/arbitragem dos elevados custos econômicos, sociais e políticos envolvidos na transição, por aqui advoga-se a sua completa retirada, baseada na nossa completa incapacidade de controlar nossa tendência a corromper ou ser corrompidos. Portanto, cabe reduzir ao mínimo a relação entre as esferas pública e privada. Se isto é bastante discutível como tese geral em uma sociedade capitalista, no caso do setor elétrico é uma impossibilidade. Se considerarmos o momento do setor elétrico no mundo e no Brasil isto é simplesmente uma insanidade; advinda de uma visão messiânica que contempla a automutilação do Estado como a única institucionalidade possível para conter a corrupção na relação entre o público e o privado.

A aceleração da liberalização dos mercados, via a expansão do mercado livre, e da fragmentação do setor, via as privatizações, implode o setor elétrico brasileiro e liquida com qualquer possibilidade de construção de um protagonismo brasileiro na nova indústria elétrica.

Nesse sentido, o setor elétrico brasileiro precisa de uma agenda que contemple uma visão estratégica que articule as transformações setoriais que estão acontecendo no mundo e no país. Não é uma tarefa simples, mas também não seria a primeira vez que isto ocorreria na história do setor elétrico do país. Os momentos em que se observou avanços significativos na indústria elétrica nacional foram justamente aqueles em que se conseguiu fazer essa articulação.

A grande dificuldade do setor elétrico brasileiro não são os seus problemas específicos, mas a atual fragilidade das instituições brasileiras. É essa fragilidade que explica, não apenas a mediocridade estratégica das propostas do governo Temer para o setor, mas, acima de tudo, a imensa irresponsabilidade econômica e social que elas ensejam, simplesmente detonando o setor elétrico brasileiro. Essa irresponsabilidade é fruto de um completo descolamento entre a agenda governamental e a difícil realidade do setor elétrico no Brasil e no mundo. Um descolamento que raramente se viu na história desse setor, desde o seu começo em Campos dos Goytacazes, meses depois de Thomas Edison inaugurar a primeira central americana. O setor elétrico brasileiro nasceu sob o signo da contemporaneidade e pode morrer sob o peso da extemporaneidade.

# Como está a atratividade do segmento de E&P no Brasil?

**Por Edmar de Almeida**

O resultado da Décima Quarta Rodada de Licitações foi festejado pelo governo e vários atores importantes da indústria. O recorde da arrecadação de bônus (R\$ 3,8 bilhões) sinaliza um elevado interesse das empresas pelo upstream nacional. Entretanto, quando avaliamos mais cuidadosamente o resultado do leilão, percebe-se que a atratividade está ligada a uma situação geológica específica, ou seja, a área do Pré-sal.

A Rodada 14 ofertou 287 blocos nas mais diversas bacias sedimentares brasileiras. Deste total, 37 blocos (12,7%) foram arrematados. Entretanto, 94% do bônus arrecadado se refere a apenas 6 blocos oferecidos na Bacia de Campos, em áreas perto do polígono do Pré-sal. Em entrevista após o leilão, o presidente da Petrobras, Pedro Parente, justificou o bônus de R\$ 2,24 bilhões oferecido pelo bloco C-M-346 em parceria ExxonMobil pela possibilidade de existência de Pré-sal neste bloco. Certamente, o interesse da ExxonMobil nos outros 5 blocos adquiridos na mesma bacia se deve à mesma possibilidade.

Quando se avalia o resultado do leilão nas outras bacias, percebe-se que o interesse das empresas foi muito baixo. Poucos blocos foram arrematados e quase sempre sem disputa significativa. Este baixo interesse pelas bacias fora do Pré-sal é um sinal amarelo importante para a indústria de E&P nacional e merece uma reflexão.

A Rodada 14 deixou claro que a Petrobras e demais grandes empresas petrolíferas presentes no Brasil estão mais interessadas e focadas à área do Pré-sal. Isto é natural quando comparamos a geologia do Pré-sal com as outras áreas geológicas do país. Atualmente, a produtividade média dos poços produtores do Pré-sal é de 21 mil boe/d, enquanto que em campos offshore fora do pré-sal esta produtividade média situa-se em 2,48 mil boe/d (ANP, 2017).

Em junho de 2017, a produção nacional de petróleo foi de 2,675 milhões b/d enquanto a produção de gás natural atingiu 111 milhões m<sup>3</sup>/d. Uma década após terem sido descobertas, a geologia do pré-sal já é responsável por 51% da produção nacional de petróleo e por 48% da produção nacional de gás natural. Enquanto isso, durante o mesmo período, a produção petrolífera das áreas do pós-sal experimentou uma queda de mais de 800 mil barris por dia desde 2010. Essa tendência de queda também foi acompanhada pela produção das bacias terrestres desde 2006, passando de um pico de 196 mil b/d para 149 mil b/d em 2016 (MME, 2017)

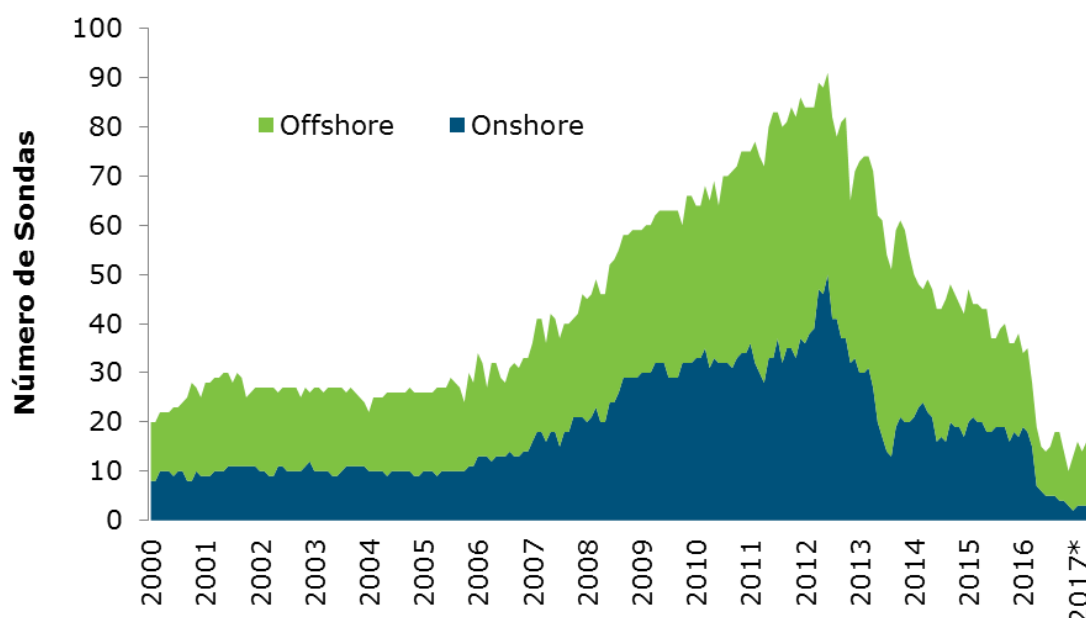
O Brasil vai rapidamente se tornando o país do Pré-sal no setor petrolífero. Entretanto, o Brasil possui 35 bacias sedimentares, as quais compõem uma área de 6,4 milhões de quilômetros quadrados, sendo 4,9 milhões de quilômetros quadrados compostos por bacias terrestres e 1,5 milhão de quilômetros

quadrados por bacias localizadas na plataforma continental. O país tem muito a ganhar se conseguir também valorizar as bacias fora do pré-sal

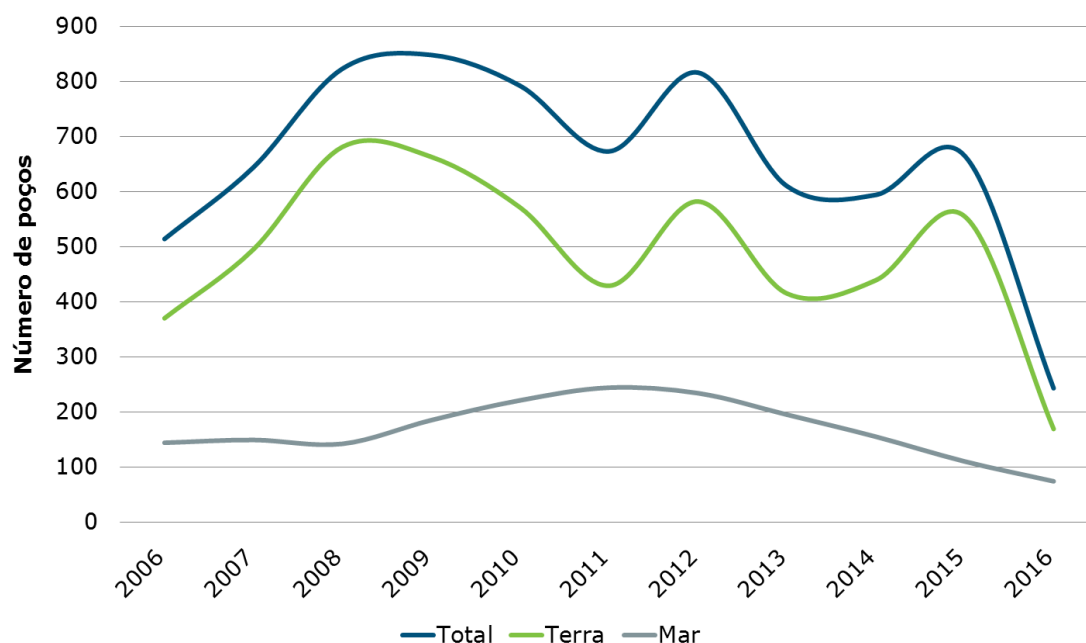
O esforço exploratório brasileiro vem caindo desde 2012, em função da interrupção das rodadas de licitação entre 2009 e 2012 e do foco crescente dos principais players do setor nos campos do pré-sal. Este cenário de desaceleração do esforço exploratório foi agravado com a queda dos preços a partir da segunda metade de 2014 e a crise financeira da Petrobras. Os investimentos na exploração e produção fora do polígono do pré-sal caíram abruptamente em 2016, apontando para uma crescente concentração da produção nacional de óleo e gás no ambiente de águas profundas no polígono do pré-sal.

O número de sondas exploratórias presentes no Brasil atingiu seu mínimo histórico no início de 2017 (Gráfico 1). Conseqüentemente, o número de poços perfurados também caiu de forma dramática (gráfico 2).

**Gráfico 1 – Evolução do número de sondas em operação no Brasil**



Fonte: Almeida et. al. (2017b)

**Gráfico 2 – Total de poços perfurados segundo o tipo - 2006 - 2015**

Fonte: Almeida et. al. (2017b)

Uma eventual decadência das bacias fora do pré-sal pode até não comprometer a autossuficiência brasileira na oferta de petróleo e gás no curto e médio prazos. Entretanto, esta tendência pode trazer algumas consequências importantes para o setor de óleo e gás nacional. A concentração da produção no polígono do pré-sal desvia a política petrolífera nacional de alguns objetivos importantes, quais sejam:

- a) a maximização dos impactos econômicos dos investimentos no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural em todo o território nacional;
- b) a busca de um suprimento abundante, diversificado e competitivo de gás natural;
- c) a segurança do abastecimento através da diversificação das fontes de suprimento de petróleo e gás produzido no país.

Com relação à maximização dos impactos econômicos, vale ressaltar que dado o grande diferencial na produtividade dos campos gigantes do pré-sal em relação a outros ambientes do upstream, a elevação da produção de petróleo pode ocorrer com um baixo esforço exploratório e poucos poços produtores. Dessa forma, a concentração do investimento no pré-sal pode reduzir significativamente o nível de atividade no setor petrolífero e setores correlatos. Desta forma, um benefício importante da promoção de investimentos fora do pré-sal é a retomada do nível de atividade econômica, viabilizando a criação de empregos diretos no setor petrolífero e indiretos através dos efeitos de encadeamento nas demais atividades primárias, industriais e de serviços.

Além do dinamismo econômico gerado por atividades de exploração diversas, a diversificação do esforço de E&P no Brasil pode contribuir para melhorar as condições de garantia do abastecimento nacional. A promoção da exploração em áreas terrestres e águas rasas, por exemplo, pode contribuir para reduzir a dependência por importações no mercado nacional de gás natural. Nos anos de 2014 e 2015, o gás importado da Bolívia e por gás natural liquefeito (GNL) representou cerca de 50% do gás ofertado ao mercado. No ano de 2016, este valor caiu para cerca de 40% em função da menor demanda das termelétricas a gás natural. Dessa forma, a promoção da exploração de gás natural deve ser considerada uma dimensão importante da política exploratória nacional.

Vale ressaltar que a produção de gás natural em águas profundas apresenta grandes desafios por seus custos de escoamento e, particularmente no pré-sal, custos relevantes de produção em função da profundidade dos reservatórios e nível de contaminação (e.g. concentração de CO<sub>2</sub>), afetando assim sua comercialidade (1). Portanto, a busca de um suprimento doméstico abundante e competitivo de gás natural passa pela promoção da atividade de exploração nas diversas bacias brasileiras.

A atração de investimentos para campos maduros e para exploração petrolífera fora do pré-sal vai depender das condições de atratividade destes investimentos para o capital privado, vis a vis às opções de investimentos em outros países. O IBP, em parceria com o Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ, realizou em junho deste ano um estudo (2) e um seminário que analisou justamente esta questão.

Este estudo deixou claro que os projetos fora da área do Pré-sal, em ambiente offshore de águas rasas e em áreas terrestres, apresentam uma economicidade desafiadora. Portanto, é necessário implementar uma agenda de mudanças regulatórias e políticas de incentivo que permitam melhorar a atratividade dessas áreas para novos investimentos, que inclui:

- 1) Mudanças na regulação para redução dos custos destes projetos através da:
  - a) redução do nível de government take para cenários de preços baixos;
  - b) redução do risco regulatório com simplificação do contrato de concessão e reavaliação quanto a seus prazos;
  - c) Redução do risco do processo de licenciamento ambiental.
- 2) Melhoria das condições de monetização da produção dos pequenos campos petrolíferos através de:
  - a) compartilhamento de infraestrutura de transporte e estocagem e uma política de compras do petróleo por refinarias nacionais;
  - b) acesso ao mercado de gás e energia elétrica pelos produtores de gás natural.

Além disto, o estudo mostrou que as rodadas de licitação representam medida importante para reativação da indústria, mas têm impacto apenas a médio e longo prazos. É muito importante também atentar para obstáculos para a reativação dos investimentos no curto prazo. O investimento a curto prazo

dependerá do desenvolvimento de descobertas existentes dentro e fora do polígono do pré-sal e do aproveitamento das oportunidades para investimentos no aumento da taxa de recuperação de campos maduros localizados em terra e no mar, particularmente na Bacia de Campos.

No atual contexto da indústria, este tipo de investimento tende a não ser o foco da Petrobras, decidida em concentrar investimentos em projetos no pré-sal, que apresentam maior retorno. Neste sentido, a política de desinvestimento da estatal é um fator determinante da retomada dos investimentos no fora do pré-sal, pois abre a possibilidade de que outros atores invistam em ativos existentes.

A aceleração do investimento nos campos maduros no curto prazo dependerá da agilidade e do encaminhamento deste plano de desinvestimento. Neste ponto, é fundamental enfrentar as barreiras que possam criar dificuldades para o processo de desinvestimento da Petrobras. O governo pode ter um papel mais ativo na redução da insegurança jurídica e do risco regulatório do processo de venda de ativos da Petrobras. É importante solucionar questões regulatórias que possam criar insegurança aos compradores desses ativos tais como: o prazo das concessões e a regulação de descomissionamento.

Incertezas quanto às condições para renovação dos contratos de concessão ou quanto aos passivos relativos ao descomissionamento destes ativos, certamente contribuem para desvalorizar os ativos. Por sua vez, as operações de venda de ativos com preços mais baixos, em função do maior risco regulatório, tendem a sofrer uma maior oposição política e jurídica. Desta forma, a redução da incerteza regulatória contribui não apenas para a valorização dos ativos da Petrobras, mas também agilizando o processo de desinvestimento da empresa e, conseqüentemente, a retomada dos investimentos no setor.

### Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS -ANP (2016). Anuário Estatístico 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS - ANP (2017). Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Março, Número 79.

ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L; PRADE, Y.; BOTELHO, F. e NUNES, L. (2016). Custos e Competitividade do E&P No Brasil. Texto para Discussão IBP – 1/2016. Disponível em: Acesso em: 06 junho 2017.

ALMEIDA, E; LOSEKAN, L. CLAVIJO, W.; NUNES, L. BOTELHO, F. COSTA, F Waeger, L. (2017a). Gás do Pré-sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas. Disponível em: [https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017\\_TD\\_Gas\\_do\\_Pre\\_Sal\\_Oportunidades\\_Desafios\\_e\\_Perspectivas-1.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf)

ALMEIDA, E; LOSEKAN, L. CLAVIJO, W.; NUNES, L. BOTELHO, F. COSTA, F (2017b). “Atratividade do Upstream Brasileiro para Além do Pré-sal”. Texto para Discussão GEE-IBP. Disponível

em:[https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD\\_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-Al%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-Al%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf)

BACKER HUGHES (2017). International Rig Count May 2017.

BASTOS, C.; SANTOS, A.; RAMOS, M. (2017). Desafios e lições aprendidas para o aumento de fatores de recuperação na Bacia de Campos através da integração de disciplinas. Apresentação no I Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil. Petrobras. 23 e 24 de Março de 2017.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI (2015). Gás natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI (2016). Reestruturação do Setor de Gás Natural: Uma Agenda Regulatória. Brasília. Disponível em Disponível em: . Acesso em: 06 junho 2017

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO –FIRJAN (2017). Ambiente onshore de petróleo e gás no Brasil. Rio de Janeiro. Brasil.

GAUDARDE, G. (2017a). Quinhentos dias sem novas descobertas offshore. Brasil Energia. 24 de abril 2017.

GAUDARDE, G. (2017b). Perfuração cai pela metade no primeiro trimestre. Brasil Energia. 4 de abril 2017

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2017a). Grupo de Trabalho do Programa De Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. Brasília.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2017b). Boletim de Exploração e Produção – Setembro. Disponível em [http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim+DEPG+edi%C3%A7%C3%A3o+65+-+set2017\\_\\_\\_\\_.pdf/c4864446-aa86-4db8-9e96-b387b410b8da](http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim+DEPG+edi%C3%A7%C3%A3o+65+-+set2017____.pdf/c4864446-aa86-4db8-9e96-b387b410b8da)

O GLOBO (2016). Petrobras e Statoil ampliam parceria em campos maduros, dizem fontes. 4 de outubro 2016.



# Impactos da adoção de instrumento de precificação de carbono sobre o Setor Elétrico Brasileiro

Por Clarice Ferraz

Diversas iniciativas ao redor do mundo têm discutido como fazer com que os sistemas econômicos reduzam suas emissões poluentes. No setor elétrico, as discussões existem no nível acadêmico; no nível político, onde são formuladas as políticas a serem seguidas e os instrumentos através dos quais se pretende que os objetivos propostos sejam atingidos; e na esfera econômica, onde os agentes discutem como irão adaptar suas atividades atuais e tomar decisões sobre onde realizarão seus investimentos futuros.

Nesse contexto, a definição da política energética é essencial e prioritária. Somente com objetivos bem definidos podemos escolher os melhores instrumentos políticos para atingi-los e, diante disso, os industriais podem pautar suas futuras decisões de investimento. Assim, por exemplo, a participação da fonte solar deverá continuar a crescer, mas não se sabe se o governo irá incentivar o desenvolvimento de uma cadeia industrial local, a exemplo do que foi feito com a energia eólica. Se a questão for somente incentivar a adoção dos sistemas fotovoltaicos, um incentivo destinado aos consumidores pode ser o mais eficiente. Se o objetivo for desenvolver a indústria localmente, outros tipos de incentivos são necessários. Todo instrumento irá criar distorções então é preciso que se saiba claramente quais são *trade offs* envolvidos, quem serão os ganhadores e quem serão perdedores, e, sobretudo, quais são as prioridades do governo e da sociedade.

Após o acordo de Paris, os esforços para se promover a descarbonização das atividades produtivas foram intensificados. Os países signatários do acordo, como o Brasil, são livres para escolher os instrumentos que irão adotar, mas, desde já, se sabe que será preciso “internalizar” o preço das emissões poluentes nos processos produtivos. Quanto à eficácia dos instrumentos a serem adotados, economistas que lideraram as discussões julgam que instrumentos de precificação de carbono seriam os mais adequados para evitar distorções de competitividade e de adoção de tecnologias limpas entre países.

A adoção de um preço para o carbono irá afetar de modo diverso as cadeias produtivas. Haverá perdedores e ganhadores, o que torna o tema politicamente sensível (1). Entretanto, diante do impasse dos governos e da incerteza sobre qual será o nível de preços a ser adotado – consequentemente, quais tecnologias serão inviabilizadas e quais passarão a ser viáveis – os industriais são obrigados a tomar importantes decisões de investimento sob grande incerteza. São contratados estudos, elaborados cenários, mas nada disso é capaz de eliminar a incerteza gerada pela inação quanto à precificação institucional do carbono. A não definição do *playing field* onera a indústria e atrasa o desenvolvimento de tecnologias limpas (considerando que algum mecanismo de precificação de emissões deverá ser adotado). Assistimos hoje ao que poderia parecer paradoxal

até pouco tempo atrás, importantes atores industriais estão se unindo para que um nível de preços seja estabelecido e assim se possa eliminar esse importante elemento de incerteza.

Assim, em diversos países se têm definida uma política de descarbonização, com metas intermediárias e setoriais, acompanhada de seus instrumentos para cumpri-la. A sociedade está cada vez mais sensível às mudanças climáticas associadas às catástrofes naturais o que aumenta a aceitação popular de medidas que até recentemente poderiam ser consideradas impopulares. Nesse contexto, como discutido em artigos anteriores, o setor energético merece atenção especial.

A adoção de um instrumento de precificação de carbono tem sido defendida por diversos especialistas. Ainda que seja um tema sensível, a pressão popular e mesmo o apoio de alguns setores industriais, tem pavimentado o caminho para sua adoção. Assim, caso seja adotada, irá afetar a indústria de eletricidade no mundo todo, inclusive no Brasil.

A adoção de instrumentos de precificação de carbono normalmente vem acompanhada da adoção de outros instrumentos que, espera-se, atuem no sentido de reforçar e acelerar a redução de emissões pretendida. Além disso, todo novo instrumento de política pública interage com os instrumentos já em vigor e é imprescindível que se analise essa interação. Se houver sinergias e ambos os instrumentos promoverem a redução de emissões (preço de carbono acompanhado de política de incentivo à fontes renováveis), não há problema. Entretanto, promover a precificação de carbono e fornecer incentivos para empreendimentos movidos a combustíveis fósseis são objetivos conflitantes e representam uso inadequado do dinheiro público.

Assim, se quisermos descarbonizar o setor elétrico brasileiro, precisamos estabelecer nossos objetivos e priorizar os que apresentam maior ganho por gasto realizado. Relacionados aos objetivos de descarbonização temos: descarbonização da geração; redução do consumo e maior eficiência energética. Por enquanto, nenhum deles é adequadamente estimulado pelo governo.

Assim, a organização do setor elétrico brasileiro ainda não incorporou a contento objetivos de descarbonização de suas atividades e revela, mais do que conflitos intrasetoriais de instrumentos, um verdadeiro conflito com sua política climática (assumindo que a ausência de definição de política energética constitua a política desse setor). Com efeito, em 2009, através da edição da Lei nº 12.187, o Brasil adotou sua Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) que oficializa o compromisso voluntário do País junto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima de redução de emissões de gases de efeito estufa entre 36,1% e 38,9% das emissões projetadas até 2020.

A Política de Mudança Climática brasileira não traz uma definição sobre os instrumentos que serão utilizados pelo País para atingir sua meta de redução de emissões. A lei estabelece o desenvolvimento de planos setoriais de mitigação e de adaptação nos âmbitos local, regional e nacional, mas não há metas intermediárias ou setoriais definidas. Esperava-se atingir grande redução do nível de emissões com a redução do desmatamento e com uma maior

participação de etanol no consumo de combustíveis. Entretanto, assim como no setor elétrico, nesses dois setores as emissões vêm aumentando. Para respeitar seu engajamento internacional outros setores deverão reduzir ainda mais drasticamente seu nível de emissões a custos muito mais elevados.

Assim, o Brasil se destaca por seu descolamento com relação ao cenário mundial. Estamos, assim como foi feito nos anos 90, discutindo uma nova reforma institucional do setor elétrico acompanhada por privatizações importantes. A necessidade da reforma é inquestionável, pois o setor não é mais capaz de atender aos seus objetivos (segurança de abastecimento, universalização do acesso e modicidade tarifária) e administrar a contento a inserção das novas energias renováveis intermitentes. Ao se fazer a reforma como se estivéssemos vivendo as mesmas questões dos anos 90 não se leva em conta os novos desafios do setor elétrico que advém justamente do objetivo de descarbonização das matrizes elétricas. Sem estabelecer sua política energética, o governo expôs em uma proposta técnica seu projeto de reforma, onde a descarbonização é não prioridade. Não há nada que fale de internalização de emissões ou precificação de carbono. As fontes de energia renováveis aparecem, mas não se trata de sua integração ao sistema, nem se valoriza, ou precifica, a ausência de carbono.

A proposta de reforma do governo precisa ser revista para incorporar os objetivos de sua PNMC. As transformações são profundas e vão na contramão do que vem acontecendo nesses últimos anos, marcados por aumento importante da participação de geração termelétrica a base de combustíveis fósseis.

Nesse sentido, a curto prazo, deve-se focar nos instrumentos de promoção de eficiência energética através do qual se obtém o duplo dividendo de contribuir para aumentar a segurança de abastecimento e, ao mesmo tempo, se reduzir as emissões poluentes associadas ao setor. Há pouco a ser feito para reduzir as emissões relacionadas à geração, pois o sistema se encontra com a oferta no limite e as termelétricas estão sendo despachadas de forma quase contínua. No médio e longo prazos, através dos leilões, o governo já dispõe de instrumento para direcionar a composição da expansão do parque gerador. Basta atualizá-lo para integrar um critério de penalização de emissões poluentes.

A questão climática não pode continuar à margem das decisões do setor elétrico. É necessário que seja estabelecido o Plano Setorial de Mitigação e de Adaptação nos âmbitos local, regional e nacional para o setor elétrico. O setor está sofrendo das indefinições que o cercam. Um plano de desenvolvimento na direção da transição energética é estruturante e pode, ao menos, orientar a escolhas tecnológicas dos investidores para que sejam realizadas em harmonia com os objetivos de sua PNMC. É urgente que se aproveite que o setor está em transformação para que o caminho para a transição elétrica brasileira seja definido.

## Notas

(1) É preciso entender os setores, sua intensidade de emissões e como a introdução de um instrumento de precificação de carbono pode afeta-lo. Caso se

opte pela taxaço de carbono, a receita aferida com sua adoço pode ser utilizada para mitigar diversos conflitos que eventualmente venham a surgir com sua adoço. Se houver grande problema de aceitaço popular, pode-se redistribuir a renda. Se o mais importante for incentivar novas tecnologias menos poluentes pode-se pensar em utilizá-la para financiar atividades emergentes que preencham os critérios desejados.

### Referências

BRASIL, MME, 2017, Portaria MME nº 293, de 4 de agosto de 2017, disponível em [http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/Portaria\\_n\\_293-2017\\_atualizada\\_353.pdf/d24e0a8d-d05b-481b-b4ee-1c43b8cdfc22](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/Portaria_n_293-2017_atualizada_353.pdf/d24e0a8d-d05b-481b-b4ee-1c43b8cdfc22)

BRASIL, Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos, Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/ato2007-2010/2009/lei/l12187.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2009/lei/l12187.htm)

# Bioeconomia em construção XIII – Explorando os modelos de negócio circulares nas cadeias dos plásticos: o caso do PET

Por José Vitor Bomtempo, Clarice Ferraz e Kamila Komatsu

A Bioeconomia tem compromisso básico com o uso eficiente e sustentável dos recursos biológicos renováveis. Nessa perspectiva, as inovações em bioeconomia tendem a estar alinhadas com os esforços da Economia Circular em promover modelos de negócio circulares. Esses modelos de negócio tentam organizar fluxos circulares nas cadeias produtivas promovendo a redução, o reuso e a reciclagem na utilização dos recursos, em contraposição à lógica linear que prevalece na organização econômica atual. Nessa última, os recursos são explorados para a fabricação de produtos que depois de serem utilizados são descartados e se tornam, ao final do ciclo, resíduos que têm pouco ou nenhum valor.

O uso dos plásticos, material típico da lógica linear, tem apresentado uma taxa de crescimento expressiva desde a metade do século XX. Seu uso aumentou cerca de vinte vezes nos últimos 50 anos, crescendo de 15 milhões de toneladas em 1964 para 322 milhões de toneladas em 2015 e projeta-se que em 20 anos essa quantidade possa dobrar.

Se olharmos para o uso que é feito dos plásticos, as embalagens representam o principal mercado, com cerca de 40% de suas aplicações finais. Um estudo recente [The New Plastics Economy: Rethinking the future of plastics](#) (Ellen Macarthur Foundation/McKinsey, 2016) destaca algumas dimensões chave da economia dos plásticos. Depois de um breve primeiro ciclo de uso, 95% do valor do material plástico das embalagens, o que corresponde a US\$ 80–120 bilhões anuais, se perde. Uma impressionante proporção de 32% dos plásticos de embalagem escapa aos sistemas de coleta, gerando custos significativos em razão da redução da produtividade de sistemas vitais naturais, como os oceanos, e sobrecarregando a infraestrutura urbana. O custo dessas externalidades pós-uso das embalagens plásticas, somado ao custo associado a emissões de gases do efeito estufa em sua produção, atinge cerca de US\$ 40 bilhões por ano – superando o lucro agrupado da indústria de embalagens plásticas. A discussão dos problemas causados pelos plásticos têm se acirrado. Polêmicas sobre as vantagens e desvantagens desses materiais têm sido objeto de artigos, reportagens e livros, como por exemplo, [Plastic: a toxic love story](#). Como consequência, iniciativas de restrições e controles da utilização têm surgido como forma de resolver os problemas causados pelo mau uso dos plásticos.

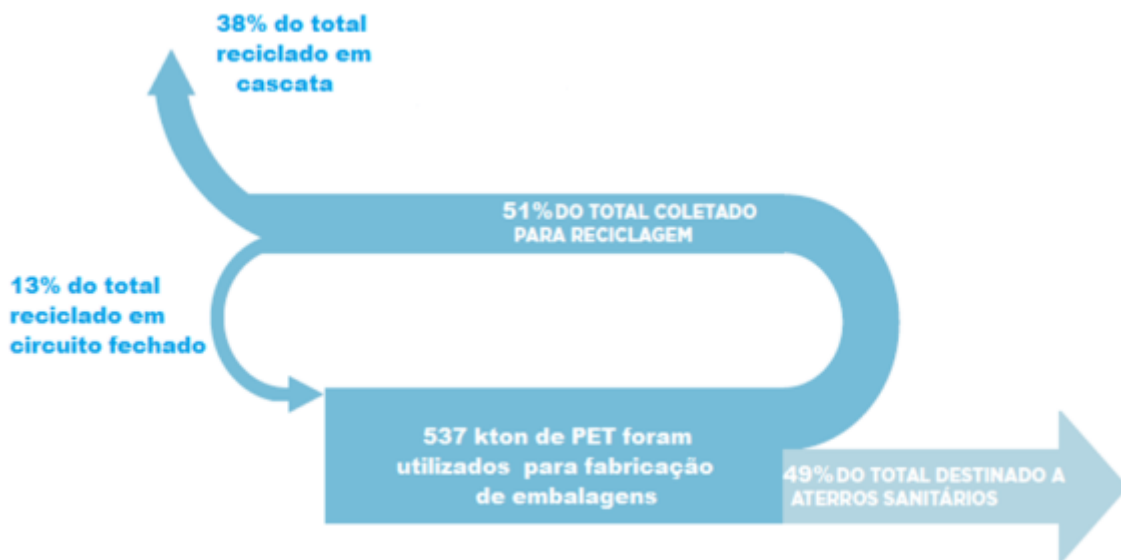
Nesse ambiente, a bioeconomia e a economia circular se aproximam na busca de inovações para responder a esses desafios. Uma das linhas de inovações mais exploradas na bioeconomia é a do bioplásticos, como o PE verde da Braskem, as muitas iniciativas de produção dos PHAs, os esforços para o desenvolvimento do PLA e a busca de melhores soluções para o PET, material que se tornou

chave para as embalagens de bebidas gaseificadas e água. Nesse terreno, iniciativas têm sido tomadas tanto na busca de substitutos renováveis e sustentáveis quanto na estruturação dos fluxos de materiais e em novas formas de uso e reciclagem. Uma dissertação recentemente defendida na Escola de Química, [A ESTRUTURAÇÃO DOS MODELOS DE NEGÓCIO CIRCULARES NA CADEIA PRODUTIVA DAS EMBALAGENS PLÁSTICAS PET](#) (Kamila Komatsu, orientada por José Vitor Bomtempo e Clarice Ferraz), explorou o caso das embalagens PET procurando saber como a cadeia produtiva das embalagens plásticas está estruturando os modelos de negócio sob a perspectiva da Economia Circular.

O objetivo da pesquisa foi desenvolver uma visão abrangente do fluxo de materiais ao longo da cadeia da embalagem plástica, avaliando o valor e os benefícios da transição desse setor arquetipicamente linear para um modelo econômico circular. Para tanto, buscou-se compreender o processo de estruturação dos modelos de negócio circulares nessa cadeia, identificando as iniciativas de inovação que estão permitindo esta mudança.

Uma visão abrangente do fluxo de embalagens plásticas do tipo PET pode ser encontrada na figura 1 abaixo. O fluxo mostra que 49% das 537.000 toneladas de PET consumidas no país, em 2015, na forma de embalagens, se perderam. Isso significa que cerca de 263.000 toneladas de embalagens plásticas PET foram descartadas na natureza. No que diz respeito à fração coletada para reciclagem, 38% do total é reciclado em cascata (na forma de resinas insaturadas e alquílicas, têxteis, lâminas e chapas, fitas de arquear, entre outros) e 13% do total é reciclado em closed loop, ou seja, retorna para o ciclo na forma de embalagens, que podem ser de grau alimentício ou não.

**Fig. 1: Fluxo de embalagens plásticas do tipo PET. Dados referentes ao ano de 2015**



Fonte: Elaboração com dados baseados no 10º Censo da Reciclagem do PET no Brasil, Abipet (2016).

A pesquisa mostrou que o fluxo de materiais do PET ainda é, em boa parte, linear. O Brasil, apesar de possuir taxa de reciclagem somente inferior à do Japão, ainda descarta no ambiente 49% das embalagens PET. Ou seja, existe uma oportunidade significativa para aumentar a circularidade da cadeia e capturar o valor do material perdido.

Tratando-se de embalagens plásticas, em especial do PET, resina de tamanha aceitação e representatividade, o conceito de economia circular pode ser um catalisador de inovações. Somente considerando a circularidade da embalagem em si, parece haver um enorme espaço para novas tecnologias e modelos de negócio que aumentem a atratividade econômica dos processos pós-consumo desse material. Assim, é importante que se entenda que tipos de iniciativas de inovação estão sendo desenvolvidas nessa cadeia e quais são os desafios para a estruturação dos modelos de negócio circulares.

Foram identificadas cinco iniciativas voltadas para a cadeia do PET que podem, em diferentes graus, contribuir para uma melhora da circularidade na produção e uso das embalagens. As inovações em bioplásticos, buscando novos materiais de base renovável e melhor desempenho ambiental, são numerosas e desenvolvidas por diferentes agentes da cadeia produtiva dos plásticos. As mais importantes são hoje o PET verde, uma solução do tipo *drop in* com um material renovável e idêntico ao de origem fóssil, e o PEF um novo material a ser introduzido no mercado. Essas iniciativas têm envolvido um grande e diversificado número de empresas, desde startups de base tecnológica, como Avantium, Virent, Gevo, Anellotech, Origin, empresas estabelecidas, como BASF, Corbion, Du Pont e end users como Coca cola, Nestlé e Danone.

Entretanto, mesmo que essas inovações venham a ser bem sucedidas no desenvolvimento de novos bioplásticos, a gestão dos fluxos de materiais deveria ser completada por melhores formas de concepção, de uso e de destinação das embalagens. Identificaram-se quatro iniciativas nessa direção: Refillable Pet, Bottle-to-Bottle (BTB), rótulos comutáveis e redução de gramatura de garrafas e tampas.

Refillable Pet, ou rPET retornável, define a embalagem confeccionada em plástico mais resistente do que o utilizado na garrafa comum de PET. Essa garrafa mais resistente permite que a mesma embalagem seja reutilizada por até 28 vezes, retornando ao ciclo sem que o valor seja perdido.

Bottle-to-Bottle (BTB) é o nome dado à tecnologia que viabiliza o PET pós-consumo reciclado de grau alimentício (PET-PCR grau alimentício). Envolve um processo de reciclagem em que as garrafas usadas de PET são utilizadas para fabricação de novas embalagens, o que reduz a quantidade de resina virgem necessária para a produção.

O uso de rótulos comutáveis é uma iniciativa que diminui a contaminação do material reciclado e permite assim uma destinação de maior valor para o reciclado. Os rótulos autoadesivos, tradicionalmente empregados nas embalagens plásticas, limitam a capacidade de reciclagem do PET, impedindo que o rPET seja utilizado em contato direto com alimentos devido à contaminação provocada pelo adesivo.

Por fim, a redução da gramatura de tampas e garrafas é mais uma iniciativa que busca melhores níveis de eficiência no uso dos recursos. A redução de matéria-prima empregada na fabricação de embalagens é vista como uma solução que alia menores custos de produção às questões de escassez de recursos. Assim, a redução da gramatura das garrafas PET tem se mostrado uma tendência cada vez mais forte e vem sendo adotada por diversas empresas nacionais, especialmente pelas engarrafadoras de água mineral.

Essas iniciativas encontram-se naturalmente em graus diferentes de maturidade e penetração na cadeia produtiva das embalagens e distinguem-se ainda pela natureza das dificuldades para expansão e escalonamento. Além disso, a natureza do impacto na cadeia produtiva é bastante variável segundo a iniciativa considerada.

### Modelos de negócio circulares na cadeia do PET

As iniciativas na cadeia do PET foram ainda examinadas com base no framework proposto por Lacy e Rutqvist (2014) em “[Circular Advantage. Innovative Business Models and Technologies to Create Value in a World without Limits to Growth](#)”, em uma publicação da consultoria Accenture. Nesse trabalho, os autores realizam uma pesquisa com 120 empresas, que eles consideram adotar princípios da economia circular, a fim de identificar seus modelos de negócio. Foram identificados cinco modelos de negócio circulares: insumos circulares, plataforma de compartilhamento, recuperação de recursos, produto como serviço e extensão do ciclo de vida. O quadro abaixo examina as iniciativas identificadas como modelos de negócio circulares segundo o framework.

### Modelos de Negócio Circulares X Cadeia produtiva da embalagem PET X Iniciativas Circulares

	UPSTREAM				MIDSTREAM	DOWNSTREAM		
	Fornecedores de Matéria-prima e Serviços	Produtor de resina	Designer de Produtos	Fabricante de Embalagem	Engarrafadora de bebidas	Varejista	Consumidor Final	Reciclador
Insumos Circulares	PET verde PEF PTF				PET verde PEF PTF			
Extensão do Ciclo de Vida					<i>Ref PET</i>			
Recuperação de Recursos			Tecnologias de Rotulagem					<i>Bottle-to-Bottle</i>
Plataforma de Compartilhamento								
Produto como Serviço								
Redesign para Redução de Materiais			Mini Tampa Garrafas de gramatura reduzida					



O quadro anterior mostra que, tratando-se da cadeia produtiva das embalagens PET, somente três dos modelos propostos por Lacy e Rutqvist (2014) se aplicam. São eles: Insumos Circulares, Extensão do Ciclo de Vida do Produto e o modelo de Recuperação de Recursos. A revisão da literatura sugere que a Economia Circular é específica e a economia e atratividade relativa das diferentes estratégias de design e modelos de negócio circulares variam significativamente para diferentes produtos, cadeias e mercados, devido às suas peculiaridades. Portanto, a adoção de um único modelo ou uma combinação deles, dependerá das características de cada negócio.

No que tange às iniciativas como a Mini Tampa e a Garrafa de Gramatura Reduzida, é relevante considerar um novo modelo de negócios, não previsto pelas referências, e que seria importante nas cadeias que fazem uso intensivo de materiais como os plásticos. São práticas que envolvem a redução do consumo de recursos, sejam eles oriundos de matéria prima fóssil ou não. O objetivo é fazer com que o design circular permita que menos recursos sejam exigidos na fabricação das embalagens sem que suas funções sejam alteradas. Propõe-se então um sexto modelo de negócio circular: Redesign para Redução de Materiais.

Cabe ressaltar que, diante de iniciativas tão distintas, parece não haver uma solução melhor e única, mas várias delas, adequadas a cada circunstância e interligadas num sistema conjunto. Ademais, nota-se que as iniciativas identificadas são abordagens interdependentes. Nesse sentido, pode-se dizer que os modelos de negócios circulares da cadeia da embalagem PET ainda são incompletos. A cadeia tem buscado uma combinação desses modelos de negócio, o que desafia a capacidade de coordenação dos agentes.

A Economia Circular possui caráter holístico. Ao longo de uma cadeia produtiva, as iniciativas devem se desenvolver conjuntamente, complementando-se umas às outras. Pouco adianta desenvolver iniciativas que atendam a uma única fase/etapa da cadeia produtiva e que desprezem o resto da cadeia. Por exemplo: É circular reduzir a quantidade de insumos empregados na fabricação de uma garrafa desde que seja viabilizada a iniciativa *Bottle to Bottle* no final da cadeia, ou seja, é preciso que o design para a concepção da garrafa já incorpore formas de como recuperá-la. Caso contrário, a garrafa será descartada no final da cadeia e o ciclo não será fechado.

Assim, é importante que haja forte coordenação entre os elos das cadeias circulares para que os modelos de negócio se complementem. Os modelos de negócio circulares têm potencial para transformar não só a cadeia da embalagem PET, mas cadeias produtivas tradicionais. Sua estruturação requer o redesenho de sistemas complexos, com colaboração e compartilhamento de conhecimento entre todos os *stakeholders*. Assim, a adoção desses novos modelos de negócio sugere novos papéis e responsabilidades para os atores da cadeia, tanto *upstream* quanto *downstream*.

### **Em síntese:**

A pesquisa revelou que embora seja possível identificar esforços de inovação pelos agentes da cadeia, o atual estágio de implantação e difusão dessas práticas

ainda é muito fragmentado. Dessa forma, a estruturação dos modelos de negócio circulares na cadeia produtiva das embalagens PET ainda é incipiente. Para promover a colaboração estendida entre os elos da cadeia e impulsionar o comportamento adequado dos atores, pode ser necessário rever os modelos de governança do setor. Todavia, enquanto fonte de inovação de produtos, processos e modelos de negócio, além de induzir a redução da procura de recursos naturais com a recuperação de desperdícios e resíduos, a Economia Circular revela boas perspectivas na cadeia da embalagem plástica, viabilizando vantagens competitivas num mercado dinâmico e global. Outros estudos parecem oportunos e necessários para confirmar a sustentabilidade das mudanças defendidas. É importante explorar os desafios e as oportunidades de circularidade no caso do PET e das demais cadeias de utilização dos plásticos e identificar com precisão as possíveis formas de estruturação dos modelos de negócio circulares.