
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Maio/Junho de 2017 – Ano 17 – n.2

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados sete artigos:

As dificuldades do acordo dos países produtores e a nova posição brasileira no mercado internacional do petróleo. Por Helder Queiroz.

Do bitcoin à geração distribuída – a revolução da blockchain rumo à descentralização. Por Diogo Lisbona Romeiro.

Novas energias renováveis no Brasil: desafios e oportunidades. Por Luciano Losekann e Michelle Hallack.

Da geração centralizada à geração distribuída: questões que exigirão uma coordenação centralizada. Por Renato Queiroz.

A dimensão institucional da crise do setor elétrico. Por Ronaldo Bicalho.

Introdução da competição na indústria de gás natural: quando mudanças na regulação não são suficientes. Por Edmar de Almeida

A reforma do setor elétrico brasileiro: O Brasil na contramão do desenvolvimento sustentável. Por Clarice Ferraz

Equipe:

Editor: Ronaldo Bicalho

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

Secretária executiva: Jacqueline G. Batista Silva

Contatos: economia.energia@ie.ufrj.br

Autores

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

Helder Queiroz

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

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.

Michelle Hallack

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

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

Renato Queiroz

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

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

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

Ronaldo Bicalho

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

As dificuldades do acordo dos países produtores e a nova posição brasileira no mercado internacional do petróleo

Por Helder Queiroz

Desde dezembro de 2016 as atenções do mercado internacional do petróleo se voltaram para os impactos esperados do acordo que estabeleceu o compromisso de cortes de produção dos principais produtores, notadamente da OPEP, com adesão de outros países, dentre os quais o mais importante foi a Rússia.

Convém recordar que acordos desta natureza não são facilmente obtidos e são de difícil manutenção no que concerne o cumprimento dos compromissos assumidos.

Quais foram as consequências objetivas sobre os preços e estrutura de oferta desde o acordo firmado entre os produtores? Neste texto vamos apontar alguns dos principais elementos de resposta, a partir do exame do comportamento dos países da OPEP, ainda que seja cedo para identificar tendências estruturais de longo prazo [1]. Além disso, é discutida a nova e cada vez mais importante posição brasileira de exportador líquido neste mercado.

Em primeiro lugar, cabe destacar que o anúncio do acordo alterou as expectativas do mercado e, mesmo antes do efetivo corte da produção, os preços rapidamente registraram forte alta. Como mostra a tabela 1, o preço médio no último mês do ano de 2016 atingiu US\$ 54 por barril, o que representou uma alta de mais de 16% com relação ao mês anterior e a maior alta mensal do ano.

Desde o início de 2017, o patamar das flutuações do preço foi puxado para cima e os preços passaram a oscilar na faixa entre US\$ 50 e US\$ 55 por barril ao longo do primeiro trimestre do ano. Porém, desde março o preço tem ficado mais próximo do piso desta faixa (tabela 1).

Tabela 1- Variação do Preço Médio Mensal do Petróleo tipo Brent

Mês	Preço	Taxa de variação
mar/16	39,07	–
abr/16	42,25	8,14%
mai/16	47,13	11,55%
jun/16	48,48	2,86%
jul/16	45,07	-7,03%
ago/16	46,14	2,37%
set/16	46,19	0,11%
out/16	49,73	7,66%
nov/16	46,44	-6,62%
dez/16	54,07	16,43%
jan/17	54,89	1,52%
fev/17	55,49	1,09%
mar/17	51,97	-6,34%

Fonte: US Energy Information Administration

É importante examinar qual foi o comportamento da oferta de petróleo dos países membros da OPEP com relação ao cumprimento do acordo. A tabela 2 destaca a produção OPEP ao longo dos últimos trimestres, com relação aos volumes de produção registrados nos anos anteriores. Comparado com os dois últimos trimestres de 2016, a produção OPEP agregada foi reduzida respectivamente em 653 mil e 1,13 milhões barris/dia.

A Arábia Saudita, em decorrência do fato de ser o principal produtor, segue cumprindo um papel de liderança e de *swing producer* interno à organização. Ainda na tabela 2, é possível observar que, comparada com a produção do terceiro trimestre de 2016, a redução da produção saudita (679 mil barris/dia) foi maior do que a redução do total da OPEP (653 mil barris/dia).

Tabela 2- Produção de Petróleo dos Países da OPEP: antes e depois do acordo de corte de produção – em mil barris / dia

	2015	2016	3 tri 2016	4 tri 2016	1 tri 2017	Dif. 1t17-4t16	Dif. 1t17-3t16
Arábia Saudita	10142	10406	10596	10541	9917	-624	-679
Argélia	1107	1090	1093	1091	1054	-37	-39
Angola	1755	1725	1756	1623	1635	12	-121
Emirados Árabes	2906	2975	3045	3079	2927	-152	-118
Equador	543	546	547	542	528	-14	-19
Gabão	225	220	221	211	199	-12	-22
Irã	2836	3505	3643	3735	3795	60	152
Iraque	3961	4389	4406	4600	4430	-170	24
Kuwait	2764	2853	2880	2874	2712	-162	-168
Líbia	404	390	309	574	660	86	351
Nigéria	1862	1578	1412	1572	1550	-22	138
Qatar	663	656	651	642	609	-33	-42
Venezuela	2375	2159	2103	2057	1993	-64	-110
Total OPEP	31543	32492	32662	33141	32009	-1132	-653

Fonte: Elaboração a partir do OPEC Monthly Oil Market Report (abril 2016)

Três fatores contribuem para explicar a dificuldade de manutenção do acordo de cortes de produção ainda neste primeiro semestre do ano. O *primeiro* é interno à própria OPEP e decorrente de situações excepcionais. Cabe lembrar que o Irã ainda está em processo de retomada do ritmo de produção, após a suspensão de sanções comerciais e, de fato, continua a aumentar a produção, com anuência dos demais países membros.

Merece registro igualmente o caso da Líbia que depois de muito tempo retoma a produção do campo gigante de Sharara, embora os conflitos internos, especialmente com relação ao controle da refinaria Ras Lanuf e das jazidas de Sidr, continuem sendo uma fonte de forte instabilidade política. Apesar de ter crescido ao longo dos últimos meses e atingir no primeiro semestre deste ano 660 mil barris/dia, vale lembrar que a produção líbia de petróleo está longe ainda dos patamares registrados antes da guerra civil. Em 2010, a Líbia produzia 1,6 milhões de barris/dia, porém a infraestrutura de escoamento, armazenamento e terminais sofreu danos gravíssimos e só agora os níveis de produção começam a ser retomados.

O segundo fator diz respeito à participação do petróleo OPEP vis-à-vis à oferta mundial. Em 2010, a produção da OPEP representava 42% da oferta mundial; em 2017, esta participação caiu a 34%. Ainda que os dados deste ano reflitam a estratégia adotada de redução da produção, eles denotam a progressiva perda de *market share* do petróleo proveniente dos países da OPEP. Este aspecto acentua as dificuldades de manutenção de acordo coletivo, pois a participação agregada cai, mas tal situação também acirra as disputas para a manutenção das fatias de mercado individuais de cada um dos países integrantes da OPEP.

O *terceiro* fator deriva diretamente do anterior. As razões da ampliação da oferta dos países Não OPEP são largamente conhecidas. Em particular, o papel do petróleo não convencional nos EUA permitiu o forte incremento da produção e a redução das importações norte-americanas. A queda dos preços desde 2014 afetou, evidentemente, a oferta norte-americana de produtores marginais e impôs um freio ao ritmo de investimentos novos.

De fato, a produção de petróleo nos EUA caiu em 2016 comparada ao ano anterior, totalizando 13,6 milhões de barris/dia. Cabe notar, contudo, que a queda foi pequena (420 mil barris) e ocorreu nos três primeiros trimestres de 2016; porém, a produção já registrou um aumento no último trimestre do ano passado ante à expectativa quanto ao aumento de preços no mercado internacional. Isto é decorrente da possibilidade de rápido incremento da produção nos EUA, em virtude da existência de um número significativo de poços perfurados, mas não ainda fraturados. Tal circunstância indica que a elasticidade-preço de curto prazo da oferta de petróleo é alta, em particular no que tange à estrutura atual de oferta nos EUA.

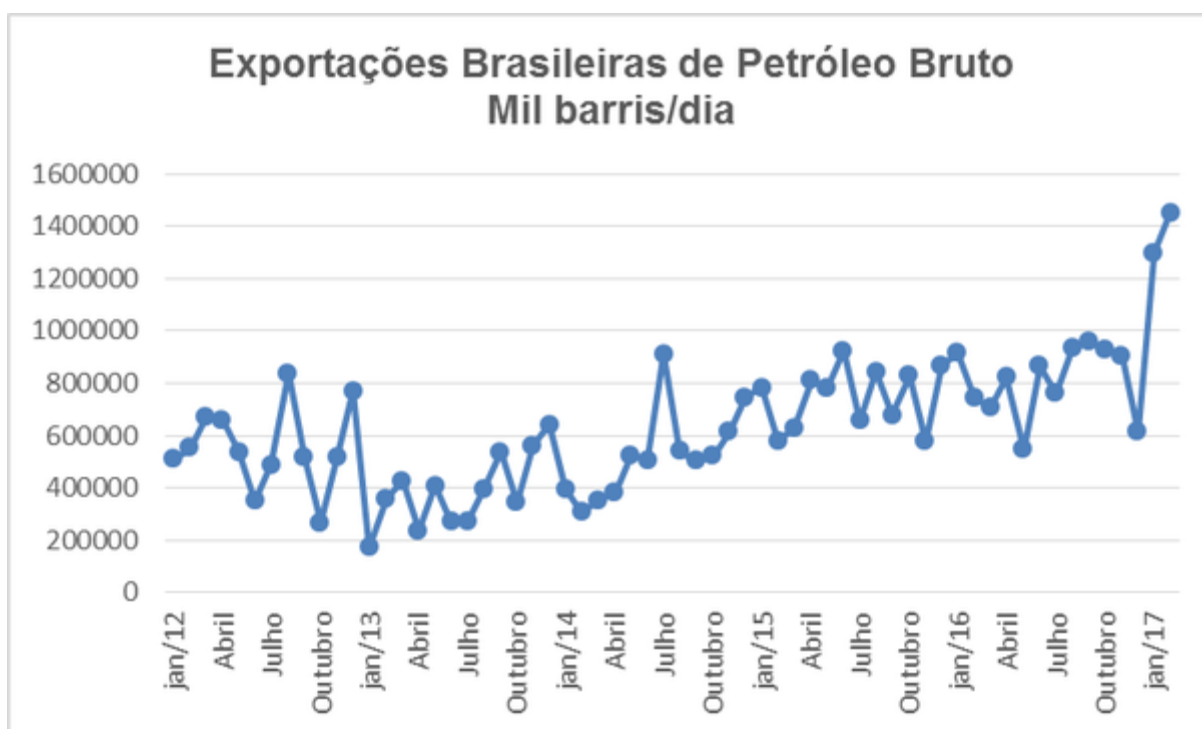
Isto posto, cabe examinar a posição brasileira no mercado internacional do petróleo. As características da produção offshore são distintas daquelas observadas nos EUA com respeito ao petróleo convencional. Assim como o petróleo não convencional, o pré-sal constitui uma nova e importante fronteira de exploração e produção de hidrocarbonetos. A produção no pré-sal bate recordes mês a após mês e seus poços produtores têm revelado uma altíssima produtividade.

Desse modo, não obstante a queda de preços, o Brasil continua a aumentar sua produção doméstica e, em especial, sua participação no comércio internacional de petróleo. Segundo os dados da ANP a produção total registrada em fevereiro de 2017 cresceu, comparada ao mesmo mês do ano anterior, 14,6% alcançando 2,68 milhões de barris/dia.

Ademais, chama bastante atenção o expressivo incremento das exportações brasileiras em 2017 (Gráfico 1). Em janeiro e fevereiro, os dados de exportação de petróleo bruto, segundo a ANP, registraram respectivamente 1,3 milhões e 1,45 milhões de barris/dia. Assim, pela primeira vez, as exportações brasileiras ultrapassaram o patamar de um milhão de barris/dia e atingiram, nos mesmos meses, 1,76 e 2,07 bilhões US\$ FOB respectivamente.

Por um lado, este patamar de exportações pode ser parcialmente explicado pela recessão econômica. O menor ritmo de crescimento da demanda de combustíveis reduz, no momento atual, o total da carga de petróleo bruto para o processamento do refino (menos cerca de 13% comparado com 2014). Além disso, uma parcela da demanda tem sido coberta pelo aumento das importações de derivados, em particular gasolina e diesel [2].

Gráfico 1



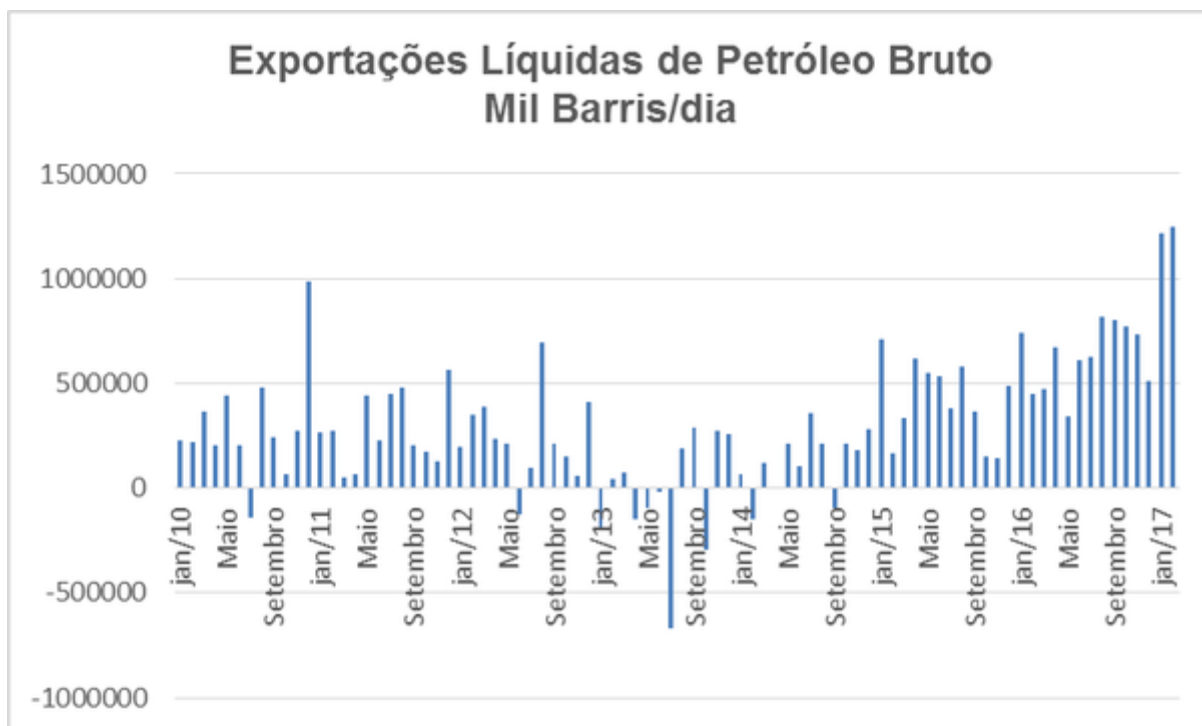
Fonte: ANP

Como se sabe, o Brasil continua ser um importador de petróleo bruto, dadas as características do seu parque de refino e a consequente necessidade de processar um mix de óleos leves e pesados. Porém, como a carga processada tem diminuído, as exportações líquidas (exportação menos importação) tem registrado igualmente valores muito expressivos (Gráfico 2) e uma posição exportadora que se consolida, pouco a pouco, no mercado internacional.

Tal condição depende evidentemente da conquista de mercados compradores do petróleo brasileiro. Este esforço tem sido aparentemente bem sucedido. Para tal, é natural que haja um desconto vis-à-vis ao mercado internacional para que seja possível que um “novo” petróleo conquiste *market share* no mercado internacional. Isso tem ocorrido com relação ao petróleo do pré-sal.

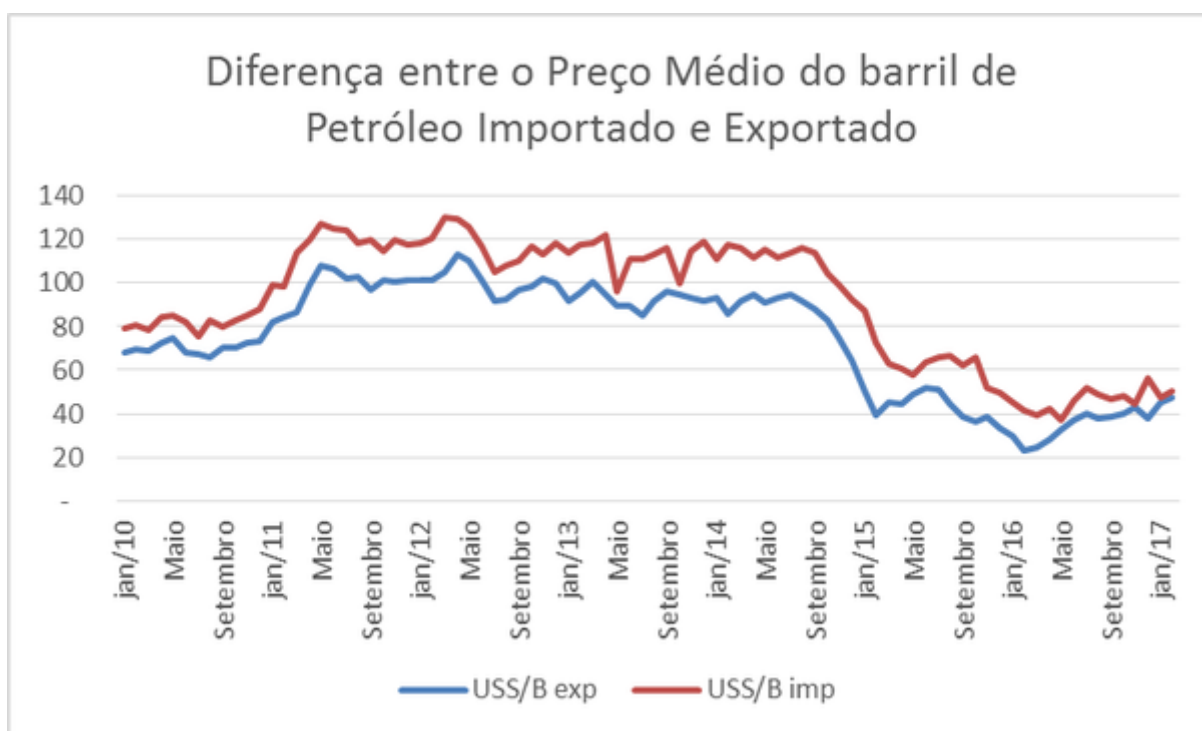
Uma medida desse desconto pode ser calculada, como *proxy*, tomando por base o preço médio dos barris exportados e importados. No Gráfico 3, é possível constatar que a diferença entre estes preços tem se reduzido pouco a pouco, o que denota uma perspectiva bastante positiva para a evolução de longo prazo das exportações de petróleo bruto e para a balança comercial brasileira. Tal situação dependerá, em contrapartida, da retomada do crescimento econômico e da ampliação do processamento de petróleo bruto nas refinarias nacionais.

Gráfico 2



Fonte: Elaboração própria a partir dos ANP

Gráfico 3



Fonte: Elaboração própria a partir dos ANP

A posição brasileira com relação aos países da OPEP é peculiar, pois do total das importações brasileiras de petróleo, cerca de 90% é proveniente da OPEP, sendo, portanto, um parceiro comercial. Por outro lado, o aumento da produção

e exportações brasileiras torna o Brasil um novo competidor dos países da OPEP no cenário internacional do petróleo [3].

A nova condição exportadora do Brasil não tem passado despercebida [4], posto que o incremento recente da produção é relevante e sustentado. Em 2016, a média das exportações brasileiras de petróleo bruto foi de 810 mil barris/dia. Em fevereiro, chegou a 1,45 milhões de barris/dia. Essa diferença positiva de 640 mil barris/dia é da mesma magnitude da redução observada na produção saudita (ver tabela 2), cuja a contribuição em termos de corte de produção foi a mais alta no âmbito do recente acordo firmado entre os países produtores.

Neste sentido, a nova posição brasileira no mercado internacional e a elevada elasticidade-preço de curto prazo da oferta nos EUA constituem dois limites objetivos à manutenção deste acordo, pois amplifica as disputas por recuperação, manutenção ou conquista de novas fatias de mercado. Em complemento a este ponto, vale lembrar que existem vários projetos em curso e que tenderão pouco a pouco a acrescentar novas capacidades de produção. Este aspecto é reconhecidamente preocupante para os países da OPEP. [5]

Uma vez mais as atenções dos analistas e agentes econômicos estará voltada para a próxima reunião da OPEP em maio quando os resultados do acordo serão avaliados com vistas a continuação ou não dos compromissos assumidos no final de 2016. Dadas as condições atuais da estrutura de oferta e um ritmo de demanda abaixo das expectativas em 2017, é de se esperar uma dificuldade crescente para o estabelecimento e engajamento firme de novos compromissos que sinalizem uma redução da produção ainda mais significativa por parte da OPEP e dos produtores co-sinatários do acordo não pertencentes à organização.

Notas:

[1] Não será examinada aqui a posição dos países NOPEP participantes do acordo.

[2] Em um texto futuro será discutido o papel dos preços praticados pela Petrobras com relação ao comércio externo de petróleo e derivados. Registra-se aqui somente que, nos dois primeiros meses deste ano, as importações de gasolina e diesel cresceram significativamente. No caso da gasolina, 1,04 bilhões de litros contra 257 milhões de litros em janeiro/fevereiro de 2016; e no caso do diesel, as importações já atingiram 2 bilhões de litros em 2017, muito acima do volume de 575 milhões de litros contabilizados em janeiro e fevereiro de 2016. Fonte: ANP

[3] Ver o artigo de Pinto Jr., H. Q. e Tavares, A. “The Evolution of Brazilian Oil Industry: the relationships with oil producers and importers”, Anais da Conferência *OPEC and the Global Energy Order: From its Origins to the Present Time*, Abu Dhabi, NYUAD, 18-20 abril 2017.

[4] Os Outlooks internacionais e as publicações da OPEP (Monthly Oil Market Report e OPEC Bulletin, por exemplo) têm destacado o crescimento da

produção e exportações brasileiras como um dado relevante para a conjuntura do mercado internacional do petróleo.

[5] No número de abril de 2017, p.40, o Monthly Oil Market Report da OPEP destaca: “From the supply point of view, it is evident that there are many projects waiting to come on stream in the coming years. The period 2017-2019 is likely to see the largest production increase from mega projects in the industry’s history. Large projects in Brazil, Russia, Canada and the Gulf of Mexico are expected to reach completion and add to global supply between 2017 and 2019.”.

Do bitcoin à geração distribuída – a revolução da blockchain rumo à descentralização

Por Diogo Lisbona Romeiro

O papel-moeda e a eletricidade são dois inventos notáveis, cruciais para a modernidade, que compartilham uma importante propriedade: ambos necessitam de uma autoridade central que garanta a sua confiabilidade.

Do padrão ouro à moeda fiduciária, a confiança no papel-moeda como meio circulante de aceitação inquestionável repousa na confiança depositada no Estado emissor. O Estado impõe curso forçado e poder liberatório ao papel-moeda por si emitido em seu território, mas a confiabilidade da moeda também se sujeita ao correto funcionamento de suas funções de unidade de conta, meio de pagamento e reserva de valor. O Banco Central zela pelas funções adequadas da moeda, enquanto que o reconhecimento e a reputação do poder central do Estado garantem a fidúcia do papel emitido.

A confiabilidade do suprimento de eletricidade também se estruturou de modo centralizado. Desde a batalha das correntes entre Tesla e Edison que marca os primórdios da indústria, as vantagens da geração centralizada – com ganhos crescentes de escala, escopo e rede – sobressaíram às limitações da geração descentralizada. Grandes plantas de geração interconectadas por malha de transmissão a diferentes centros de carga, com perfis distintos de consumo, propiciaram o desenvolvimento da indústria que marcou o século XX. Face às dificuldades de estocagem de eletricidade em larga escala comercial, o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda é assegurado por autoridade central que opera a rede, com poder para contingenciar produção ou consumo em casos de risco à confiabilidade do suprimento.

Inovações tecnológicas recentes, no entanto, apontam para a possibilidade de dissociação entre centralização e confiabilidade tanto para a circulação de moeda, quanto para o consumo de eletricidade.

As moedas virtuais-criptográficas, como o Bitcoin, viabilizam transações diretas entre as partes contratantes sem a necessidade de terceira parte mediadora que garanta a confiabilidade do sistema, apoiando-se na tecnologia da blockchain. A geração de eletricidade distribuída, liderada pela solar fotovoltaica, contesta a supremacia histórica da centralização da rede unidirecional (dos geradores aos consumidores), abrindo espaço para novos modelos de negócios com o surgimento dos *prosumers* (consumidores-geradores) e de redes bidirecionais.

Ambas as tendências confluem para um futuro distribuído e possivelmente compartilhado, em contraposição a um presente centralizado e individualizado. Neste horizonte, arranjos descentralizados, com novas estruturas de confiança e menores custos de transação, podem revolucionar o meio e o modo como as transações são estabelecidas e efetuadas, impactando inúmeras indústrias e setores.

O objetivo do presente artigo é apresentar a tecnologia da blockchain e seus possíveis transbordamentos para outras áreas, propagados com euforia por seus entusiastas, e apontar as possibilidades abertas para o desenvolvimento de arranjos descentralizados favoráveis a coordenação e integração da geração distribuída.

Blockchain: a engenhoca por trás do Bitcoin

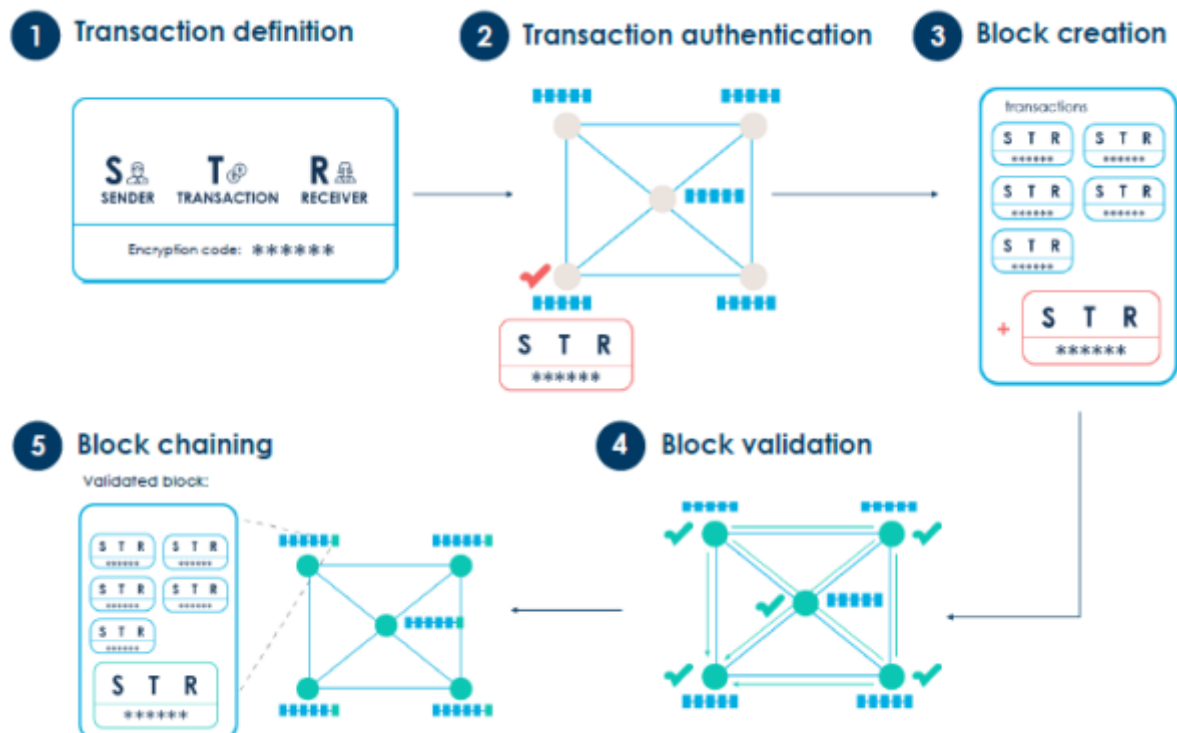
Em 2008, Satoshi Nakamoto, pseudônimo de identidade desconhecida, publicou um artigo de nove páginas propondo um mecanismo capaz de operacionalizar uma moeda eletrônica que transitasse diretamente entre as partes contratantes sem passar por alguma instituição central intermediária (*trusted third party*). O desafio estava em estabelecer algum mecanismo que garantisse a autenticidade da moeda digital e a transparência na contabilidade de débitos e créditos, evitando fraudes e dupla-despesa (*double-spending problem*). O objetivo era obter um sistema eletrônico de pagamentos baseado não em confiança (mútua ou em terceiros), mas em provas criptográficas, permitindo a livre e direta circulação da moeda virtual-criptográfica (*cryptocurrency*). A blockchain (cadeia de blocos) foi o mecanismo proposto por Nakamoto (2008) para viabilizar a circulação da primeira moeda digital: o Bitcoin.

A blockchain é uma “cadeia de blocos” que constitui uma espécie de base de dados com o histórico cronológico do registro de todas as transações efetuadas, tal qual um livro-razão contábil distribuído entre todos os membros da rede (*distributed ledger*). As transações são autorizadas por meio de assinaturas digitais criptográficas e agrupadas, a cada intervalo de tempo (por exemplo, dez minutos), em blocos. Os blocos são numerados a partir da combinação de dados de todas as transações ocorridas no decurso do intervalo de tempo pré-estabelecido, recebendo um selo temporal único (*timestamp*). A numeração (*hash*) dos blocos depende não apenas das informações específicas das transações realizadas, como também da numeração do bloco imediatamente anterior, tornando todos os blocos elos de uma só cadeia.

Os registros na blockchain podem ser acessados por chaves (assinaturas) públicas, mas só podem ser alterados por chaves privadas. As chaves criptográficas permitem a visualização dos registros e a execução das transações (transferências entre as partes), mas não evitam o problema da dupla-despesa. A solução tradicional seria a instituição de uma autoridade central que garantisse a correta contabilidade de débitos e créditos, verificando todas as transações e atestando os saldos líquidos. A verificação pela autoridade central se traduziria em “cunhagem de moeda certificada”, apta a ser utilizada para novas transações. Nesta solução, o que evita a dupla (ou múltipla) despesa dos saldos é a gestão centralizada, que enxerga todas as transações em ordem cronológica. Para que a transação seja validada em um modelo não-centralizado, que prescindia de uma autoridade central mediadora, todas as transações devem ser anunciadas publicamente e os participantes devem concordar em uma única história sobre a ordem em que foram realizadas, impossibilitando que uma mesma moeda (ou saldo) seja utilizada em mais de uma transação pelo seu detentor. Este é o objetivo da blockchain: garantir

transparência e autenticidade às transações, validando a posse e a transferência dos saldos mediante consenso entre todos os participantes.

O consenso entre os participantes é o princípio fundamental da blockchain, o que a diferencia de uma simples base de dados. O consenso é alcançado a partir de verificação descentralizada, realizada independente, simultânea e automaticamente pelos diversos nós de verificação que compõem a rede. O consenso desenvolvido por Nakamoto (2008) para o Bitcoin é baseado no conceito de prova-de-trabalho (*proof-of-work*). Os nós de verificação se traduzem em servidores computacionais, diretamente interligados, que geram os selos temporais únicos correspondentes a cada bloco de informação (*peer-to-peer distributed timestamp server*). O trabalho está em obter, simultaneamente, a numeração correta de cada bloco a partir das transações realizadas. Como as informações agrupadas em cada bloco correspondem a uma única numeração possível, a versão correta dos blocos é identificada através do consenso quanto a sua numeração pela maioria dos verificadores. Qualquer alteração indevida em alguma informação do bloco resulta em numeração divergente, incompatível com a numeração correta atestada pela maioria, invalidando o registro da transação. A versão validada pela maioria dos nós de verificação é adicionada à cadeia de blocos verificados – estendendo o consenso quanto ao histórico cronológico de todas as transações realizadas – e, só então, a transação é efetiva e automaticamente efetuada entre as partes contratantes (Figura 1).



Fonte: EVRY (2015).

Não se pode alterar um bloco armazenado, com as respectivas transações validadas, sem se refazer todo o trabalho de verificação distribuída e a validação consensual entre os nós verificadores. Como todos os blocos estão interligados

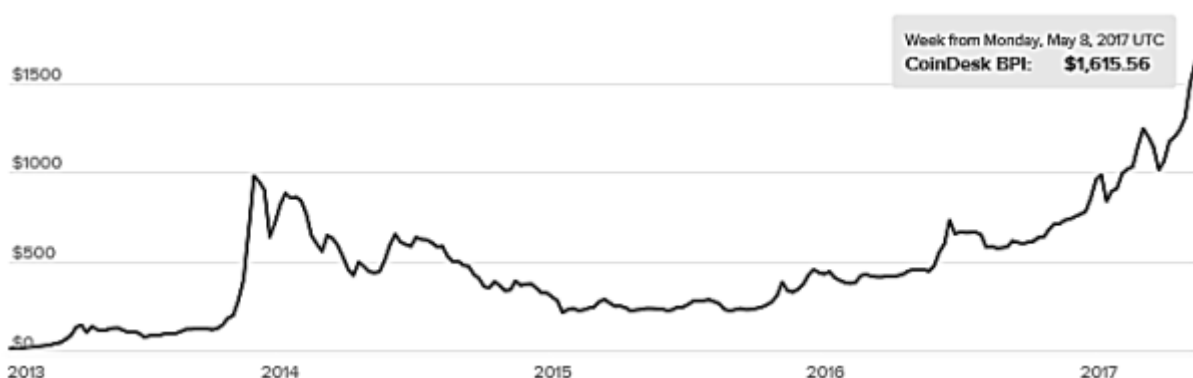
entre si, a alteração de um bloco implica, necessariamente, na alteração de todos os blocos subsequentes. Alterar uma transação já validada implica, então, em mudar toda a história posterior. Nakamoto (2008) demonstra que a probabilidade de um ataque para modificar uma transação armazenada, e toda a história subsequente, diminui exponencialmente com a expansão da cadeia.

A dificuldade em alterar as transações já validadas e armazenadas na blockchain não deve ser interpretada como desvantagem, pois constitui uma das motivações da moeda virtual. Uma das justificativas para o Bitcoin, apresentada por Nakamoto (2008), é justamente a obtenção de um sistema de pagamentos irreversível para fazer frente a transações de bens e serviços irreversíveis.

A segurança do sistema também depende que “nós honestos”, atuando independentemente, controlem mais poder de processamento de verificação do que “nós desonestos” em cooperação para atacar a rede. O trabalho de verificação depende de tempo e poder de processamento, portanto, consome tempo e energia (eletricidade). Por convenção, a blockchain estabelecida para suportar a circulação da moeda virtual Bitcoin remunera o trabalho de verificação através da emissão de novos Bitcoins. Por este motivo, os verificadores são conhecidos como “mineradores” (*miners*), obtendo moeda em função do poder de processamento investido. Esta recompensa incentiva a “honestidade” dos mineradores (nós de verificação), pois o poder de processamento necessário para superar a maioria honesta e fraudar a rede, minando o sistema, é superado pelo incentivo de seguir as regras e emitir mais moeda.

Atualmente, há cerca de 16,3 milhões de Bitcoin em circulação. O valor do Bitcoin atingiu 1,6 mil dólares em maio de 2017, segundo índice de preço publicado pela CoinDesk (Figura 2), o que corresponde a 27,3 bilhões de dólares em circulação. O trabalho de consenso distribuído necessário para validar as transações nos blocos é energo-intensivo, consumindo cerca de 2,4 GW, e está altamente concentrado na China (MIT, 2017).

Figura 2 – Cotação do Bitcoin em dólar.



Fonte: CoinDesk

Entretanto, pode-se questionar se as “moedas virtuais” – o Bitcoin e todas as demais moedas digitais que surgiram desde então [i] – se constituem *moeda de*

fato, tendo em vista a elevada oscilação do seu valor face às “moedas reais”. [ii] A cotação do Bitcoin em dólar nos últimos anos (Figura 2) atesta a ausência da função de reserva de valor da “moeda virtual”, sugerindo que a retenção de Bitcoin no portfólio mais se aproxima aos riscos e retornos próprios de ativos do que à segurança e liquidez oferecidas pelas “moedas reais”. Para além desta discussão, resta evidente que a blockchain propiciou, sem a presença de uma autoridade central garantidora da confiabilidade do sistema, a circulação de moedas digitais com plena função de meio (eletrônico) de pagamentos.

Do Bitcoin para o Mundo: A revolução da blockchain

A circulação das moedas digitais é, em geral, encoberta por ceticismo e resistência – seja pelo temor das autoridades centrais frente à perda de controle de suas funções; pelo receio dos intermediários financeiros face à redução de seus mercados “cativos”; pela descrença dos potenciais beneficiários quanto à confiabilidade do sistema; pelo próprio desconhecimento da tecnologia; ou pela comum associação a prática de transações ilegais, favorecidas pela ausência de regulação e controle centralizados.

Entretanto, pouco a pouco, a atenção foi se deslocando do receio as moedas digitais às potencialidades latentes da tecnologia da blockchain. [iii] Um mecanismo que assegura transparência e autenticidade às transações, validando a propriedade e a sua transferência mediante consenso entre os participantes, pode ser empregado, em tese, para qualquer “ativo digitalizável”, isto é, para toda sorte de transações com representação digital de ativos físicos. Este poderoso *insight* abriu um leque de novas possibilidades de aplicação da blockchain em vários setores e indústrias. Os entusiastas da tecnologia defendem que o seu transbordamento para a economia com um todo pode representar uma revolução para os negócios análoga ao que a internet propiciou para as comunicações (UK, 2016; PwC, 2016; MIT, 2017).

A blockchain pode ser aberta a qualquer interessado (*unpermissioned ledger*) ou restrita a determinados participantes (*permissioned ledger*), enquanto que o acesso aos registros pode ser aberto a todos os participantes (*public ledger*) ou limitado a determinados usuários (*private ledgers*). [iv] Há ainda outras formas de consenso entre os participantes, mais simplificadas do que a desenvolvida para o Bitcoin, tornando o processo de validação mais ágil e menos oneroso – como a prova-de-participação (*proof-of-stake*), em que o processo de verificação é alocado entre os participantes em função da participação relativa dos seus ativos (Sikorski et al., 2017).

A possibilidade de condicionar a realização automática das transações à verificação de regras pré-estabelecidas permite ainda que a blockchain seja estruturada como tecnologia capaz de operacionalizar “contratos inteligentes” (*smart contracts*), que sujeitam a realização de transações à validação de determinadas condições, favorecendo o cumprimento (*enforcement*) de cláusulas contratuais estabelecidas entre as partes (*compliance*).

Desta forma, pode-se ajustar a tecnologia para inúmeros fins e contextos (com maior ou menor grau de descentralização), ampliando as possibilidades de aplicação, que vão desde a autenticação e gerenciamento da identidade digital

dos agentes (indivíduos e empresas) e de suas informações privadas à comprovação da propriedade, posse ou proveniência de ativos. As aplicações distribuídas (*distributed applications* – DApps) podem ser estruturadas em plataformas (blockchain) próprias (como o Bitcoin) ou podem utilizar plataformas descentralizadas de terceiros que ofertam o serviço de *blockchain e smart contracts* para outras aplicações (como a plataforma Ethereum).

Embora ainda prevaleçam muitas incertezas acerca da segurança e dos desdobramentos efetivos da blockchain, propagada como panaceia para todos os problemas atuais, o seu potencial disruptivo é inegável.[v] Ainda que em estágio inicial ou experimental, já há aplicações distribuídas para gerenciamento de histórico médico individual, registro de terras, transferência direta de benefícios governamentais, comercialização de ouro, proveniência de diamantes, procedência de roupas, entre outros (UK, 2016; PwC, 2016).

As próprias instituições financeiras já enxergaram na tecnologia fonte crucial de redução de custos pelo compartilhamento conjunto de dados, reduzindo gastos com replicação e compatibilização de registros e sistemas. A construção de blockchain privadas e restritas às instituições pode facilitar a transferência de informações em escala global, automatizando processos de modo mais eficiente e rápido. Nesta configuração, pode-se ainda manter uma autoridade central definindo regras e verificando as transações, com poder para reverter transações já realizadas e validadas. A Nasdaq já utiliza uma plataforma (LINQ) construída sob uma blockchain privada para agrupar e armazenar informações das ações comercializadas.

No entanto, o poder disruptivo da blockchain não está na redução de custos em modelos de negócios tradicionais, mas na possibilidade de estruturar transações confiáveis em novas plataformas (distribuídas ou descentralizadas) em contexto de importância crescente da Internet das Coisas (IoT – *Internet of Things*) e da economia compartilhada (*sharing economy*). A IoT vislumbra elevada conectividade de todos os aparelhos e dispositivos utilizados no dia-dia, gerando um fluxo constante de informações e permitindo controle remoto e coordenado para um funcionamento mais eficiente (HUCKLE et al., 2016). A economia compartilhada baseia-se no compartilhamento de ativos com capacidade ociosa, geralmente por meio de transações diretas entre partes contratantes desconhecidas (FRENKEN & SCHOR, 2017).

Huckle et al. (2016) vislumbram grande potencial em integrar a tecnologia da blockchain à arquitetura da IoT, uma vez que a validação e o armazenamento cronológico das transações efetuadas (estruturadas em *smart contracts*) podem favorecer a transferência e o compartilhamento de ativos entre usuários desconhecidos.

As transações nas plataformas digitais reduzem custos de transação não apenas por facilitar a procura, a formatação dos contratos e o pagamento por via eletrônica, mas principalmente por reduzir assimetrias de informação entre as partes. Como observam Frenken & Schor (2017), as novas plataformas digitais se constituem em novos geradores de confiança, que é construída sob o histórico armazenado das transações passadas (*raittings*), a identidade digital e a sua reputação associada.

A comprovação e a “portabilidade” da reputação dos agentes entre as diversas plataformas reduzem assimetrias de informação e, conseqüentemente, custos de transação. Neste novo contexto, Bostman (2016) defende que a real revolução em curso não está nas tecnologias digitais em si, mas na mudança da formação da confiança entre os agentes. Com as plataformas digitais, a confiança não é mais depositada em salvaguardas tradicionais e autoridades centrais fiadoras, mas construída em camadas, de modo que as pessoas acreditam primeiro nas ideias e serviços ofertados; em seguida, nas plataformas utilizadas como interface para as transações; e, finalmente, nos demais usuários (desconhecidos) contratantes. A utilização crescente de diversas aplicações nesse novo contexto descentralizado aumenta a disposição dos agentes a se engajarem em novas ideias, criando um campo fértil para novos modelos de negócios.

Implicações para a Geração Distribuída

Ao contrário do que pode aparentar à primeira vista, a atmosfera atual é propícia para o desenvolvimento de novos modelos de negócios. Arranjos estruturados sob blockchain, IoT e compartilhamento de ativos podem deslançar a geração distribuída de eletricidade, impulsionada principalmente pela penetração da solar fotovoltaica.

Em um primeiro plano, a blockchain pode conferir maior transparência da propriedade dos ativos, facilitando a comercialização de painéis em esquemas de *leasing* e o seu compartilhamento entre diversos proprietários, favorecendo a geração distribuída em condomínios e comunidades. A redução de custos de transação no compartilhamento de ativos pode direcionar a indústria para soluções mais integradas e compartilhadas, tirando proveito da infraestrutura preexistente herdada do atual contexto de centralização. Nesta perspectiva, a incorporação de baterias para estocagem pode desenvolver-se em nível descentralizado e não necessariamente distribuído, com ganhos significativos de escala (LOMBASRDI & SCHWABE, 2017).

Em um segundo plano, a blockchain pode facilitar o gerenciamento mais eficiente e transparente dos novos fluxos bidirecionais que surgem com a proliferação dos *prosumers* nas redes de distribuição. Com a instalação de infraestrutura de medição inteligente (*smart meters*) e de aparelhos e dispositivos conectados (IoT), o consumo instantâneo de eletricidade torna-se mais reativo às variações da oferta, incorporando efetivamente o imprescindível gerenciamento da demanda (*demand response*) na nova equação de consumo-suprimento. A blockchain pode ser uma importante aliada na definição de preferências de consumo e geração dos *prosumers*, operacionalizando regras pré-estabelecidas em função de variação de preço, hora, fluxo e estoque de energia. O gerenciamento da identidade digital dos usuários e o histórico do registro de todas as suas transações (fluxos) pode ainda viabilizar o problema da recarga dos veículos elétricos, favorecendo a sua massificação e tornando a sua utilização estratégica para armazenar o excesso de oferta variável de energia.

A integração e automação de todos esses processos, serviços e produtos – ofertados, gerenciados e utilizados por múltiplos agentes –, pode tornar-se

realidade com a conjugação de blockchain, contratos inteligentes e plataformas digitais. Já existem algumas experiências nesse sentido (PwC, 2016).

Em Nova Iorque, o projeto piloto da Brooklyn Microgrid, estruturado na blockchain Ethereum, já permite que *prosumers* comercializem saldos de energia solar entre vizinhos interligados pela plataforma. Em Perth, na Austrália, onde 25% das casas já possuem painéis fotovoltaicos, a *start-up* PowerLedger também permite a comercialização dos excessos de energia solar com outros consumidores. A criação de um mercado de varejo para a geração distribuída, superando a relação restrita entre consumidor-distribuidora, não se restringe a experiências marginais desenvolvidas por *start-ups* inovadoras. A *utility* europeia Vattenfall apostou na plataforma Powerpeers para comercialização direta entre usuários, que podem escolher de quem comprar e para quem vender a sua energia distribuída.

Há também exemplos de aplicação para transação de certificados de energia renovável e de emissões, garantindo a procedência dos créditos e a autenticação das transações via blockchain. A Nasdaq, através da plataforma LINQ, já disponibiliza o serviço (PwC, 2016; GOMES et al., 2017).

As novas interfaces interligadas-compartilhadas podem solucionar entraves atuais relacionados à incompatibilidade entre o caráter descentralizado das novas tecnologias e aplicações e a estrutura atual centralizada. A descentralização em curso não afasta necessariamente as *utilities* dos novos arranjos, mas a sua sobrevivência dependerá da capacidade de inovação e adaptação ao novo contexto (GREEN & NEWMAN, 2017).

Com todos os ganhos que se anunciam pela integração, conectividade e compartilhamento entre todos os elos e agentes da cadeia, o gerenciamento das diferentes possibilidades e combinações de oferta, consumo e armazenamento pode tornar a rota “*off-grid*” uma ficção científica ultrapassada.

REFERÊNCIAS:

- BOTSMAN, R. (2016). New Trust Networks: your best friend is a stranger.
- EVRY (2015). Blockchain: Powering the Internet of Value. White Paper EVRY Financial Services.
- FRENKEN, K.; SCHOR, J. (2017). Putting the sharing economy into perspective. Environmental Innovation and Societal Transitions. In Press.
- GOMES, L. L.; SILVA, P. V.; CARVALHO, L. F. (2017). Um Novo Mecanismo de Negociação de Certificados Brasileiros de Energia Renovável e Crédito de Carbono via Blockchain. Trabalho apresentado no VI ELAEE (Encontro Latino-Americano da Economia da Energia).
- GREEN, J.; NEWMAN, P. (2017). Citizen utilities: The emerging power paradigm. Energy Policy, 105: 283-293.

HUCKLE, S.; BHATTACHARYA, R.; WHITE, M.; BELOFF, N. (2016). Internet of Things, Blockchain and Shared Economy Applications. *Procedia Computer Science*, 98: 461-466.

LI, X.; WANG, C. A. (2017). The technology and economic determinants of cryptocurrency exchange rates: The case of Bitcoin. *Decision Support Systems*, 95: 49-60.

LOMBARDI, P.; SCHWABE, F. (2017). Sharing economy as a new business model for energy storage systems. *Applied Energy*, 188: 485-496.

MIT (2017). The Business of Blockchain: Unlocking the Potential. Conference of MIT Technology Review & MIT Media Lab. Vídeos disponíveis em: <http://events.technologyreview.com/video/?event=business-of-blockchain&year=2017>

NAKAMOTO, S.(2008). Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System.

PwC (2016). Blockchain – an opportunity for energy producers and consumers? PwC global power & utilities.

SIKORSKI, J.; HAUGHTON, J.; KRAFT, M. (2017). Blockchain Technology in the Chemical Industry: Machine-to-machine electricity market. *Applied Energy*, 195: 234-246.

UK (2016). Distributed Ledger Technology: beyond block chain. UK Government Chief Scientific Adviser.

Notas:

[i] Há inúmeras cripto-moedas em circulação atualmente, mas apenas cinco superam 1 bilhão de dólares em circulação (Bitcoin, Ethereum, Ripple, Litecoin, NEM). Para maiores detalhes, conferir www.coinmarketcap.com.

[ii] Para uma análise exploratória sobre o peso dos possíveis determinantes (tecnológicos e econômicos) da taxa de câmbio entre o Bitcoin e o dólar, conferir LI & WANG (2017).

[iii] Para um retrato desta tendência, conferir análise da The Economist em “[The Trust Machine – The technology behind Bitcoin could transform how the economy works](#)”, 31/10/2015.

[iv] Ainda não há nomenclaturas e definições consensuais sobre os diversos termos e conceitos que envolvem a tecnologia em desenvolvimento. O presente artigo guiou-se principalmente pelas definições (não totalmente compatíveis) apresentadas em UK (2016), PwC (2016) e Sikorski et al. (2017).

[v] Para uma discussão mais detalhada sobre os riscos da tecnologia, conferir palestra de Emin Gün Sirer em MIT (2017). Para uma visão mais crítica sobre os potenciais efetivos da blockchain, conferir artigo de Alex Hern no The Guardian “[Blockchain: the answer to life, the universe and everything?](#)”, 7/7/2016.

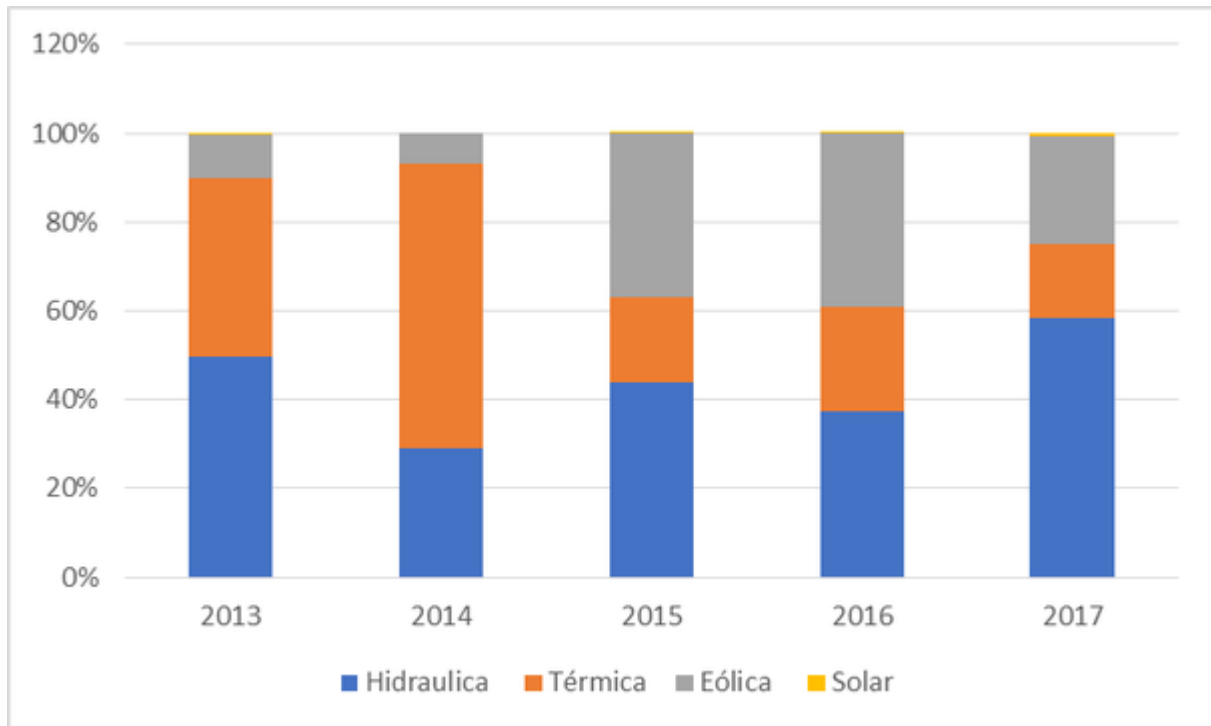
Novas energias renováveis no Brasil: desafios e oportunidades

Por Luciano Losekann e Michelle Hallack

A questão ambiental, tanto global quanto local, e os recentes avanços tecnológicos transformaram as energias renováveis na escolha prioritária para a expansão de capacidade de geração elétrica. Segundo IRENA (2017), desde de 2012, a instalação de capacidade de renováveis ultrapassou as não renováveis de forma crescente. Em 2015, a capacidade instalada de renováveis representou 61% da capacidade total adicionada no mundo. Este aumento das renováveis no mundo se deve principalmente ao aumento das novas tecnologias de energia renováveis, em especial eólica e solar. Em 2015 o aumento da capacidade instalada das duas fontes mais importantes das novas renováveis, solar e eólica, superou a de hidráulica pela primeira vez.

O Brasil se posiciona neste cenário de forma bastante peculiar visto a importância histórica das hidráulicas na matriz elétrica nacional. Por um lado, as energias renováveis no Brasil são um caso de sucesso, a participação de fontes renováveis na matriz de geração brasileira é de 85%[1]. Isto se deve, principalmente, à participação da energia hidroelétrica, uma tecnologia conhecida[2] e amplamente aplicada no Brasil. A expansão das hidráulicas, no entanto, enfrenta progressivamente maiores custos e restrições. Assim, se o Brasil quiser manter uma matriz limpa terá que fazer face as novas oportunidades e desafios relacionados a introdução das novas energias renováveis.

Figura 1: Participação no crescimento da capacidade instalada brasileira (referente ao ano anterior)



Fonte: Elaboração própria baseada nos Boletins Mensais no Monitoramento do SEB para os meses de Janeiro dos anos entre 2012 e 2017

Externalidade ambientais dos combustíveis fósseis e esforço internacional de mitigação

Historicamente, os combustíveis fósseis se tornaram o recurso central da matriz energética mundial. Desde a Revolução Industrial, os sucessivos paradigmas tecnológicos calcaram-se na utilização crescente de combustíveis fósseis. Em 2014, 80% da demanda energética mundial foi atendida por petróleo, gás natural e carvão (IEA, 2016). A base fóssil da energia, no entanto, gerou externalidades ambientais importantes que nas últimas décadas começou a ser colocada na pauta de política energética dos países (nacionalmente e internacionalmente). A dominância de combustíveis fósseis foi considerada determinante para o aquecimento global, e a redução dessa participação é vista como a principal política para evitar a ocorrência de catástrofes ambientais.

A 21ª Conferência das Partes (COP21), realizada em dezembro de 2015, em Paris, traçou ações efetivas para limitar o aumento da temperatura média no mundo abaixo de 2º C até 2100, a partir de planos nacionais de compromisso de redução de emissões, chamados de INDCs.

A transição energética mundial para uma economia com baixa emissão de carbono dependerá, significativamente, da redução da utilização de combustíveis fósseis na geração de eletricidade, que responde, atualmente, por um terço das emissões globais. Além disso, o caminho para a redução das emissões de outros segmentos de consumo, como transporte e aquecimento,

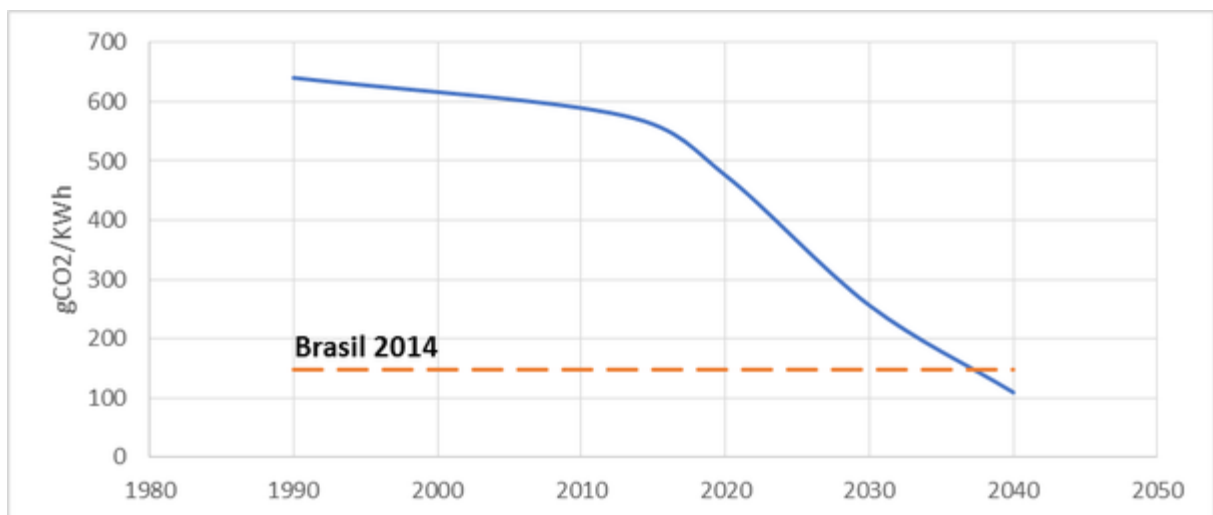
deve envolver maior utilização de eletricidade (com carros e sistemas de aquecimento de ambiente elétricos), indicando que uma matriz elétrica limpa, com elevada participação de fontes renováveis, será essencial para permitir que a eletrificação do futuro reduza os níveis atuais de emissão.

Especificidades brasileiras: da renovável para as novas renováveis

A inserção do Brasil neste contexto internacional tem suas peculiaridades. Por conta da disponibilidade de recursos renováveis, o Brasil seguiu uma trajetória distinta e, hoje, conta com uma matriz energética limpa em relação à média mundial.

A figura 2 compara a meta global de redução da intensidade de emissões de CO₂ na geração de eletricidade condizente com o cenário 450 da Agência Internacional de Energia no horizonte 2040, que limitaria o aumento da temperatura global em 2° C, e a intensidade do sistema elétrico brasileiro em 2014. Se o esforço global mitigatório das emissões tiver êxito, a intensidade de emissão para a geração de energia global alcançará o índice brasileiro próximo do final do período de previsão. Ou seja, em matéria de matriz de geração limpa, o Brasil está 20 anos à frente da média global. O desafio que se coloca, no entanto, é manter a participação de renováveis na matriz de geração. Assim, a essa liderança não exige o Brasil de seguir políticas de mitigação de emissões.

Figura 2: Meta de Intensidade de Emissão de CO₂ para Geração Elétrica no Cenário 450 da IEA e Intensidade no Brasil em 2014 (gCO₂/kWh)



Fonte: Elaboração Própria. Dados mundiais IEA. Dados Brasil MCTIC e EPE.

Nesse sentido, na COP21, o Brasil comprometeu-se a reduzir as emissões de GEE em 37% em 2025 em relação aos níveis de 2005 e em 43% na mesma base de comparação até 2030. Para o setor de energia, o Brasil estabeleceu três metas (INDCs) no Acordo de Paris: (i) atingir participação de 45% de energias renováveis na matriz energética em 2030; (ii) aumentar a participação de bioenergia para 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, a oferta de etanol (inclusive segunda geração) e a parcela de biodiesel na mistura do diesel; e (iii) expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na

matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030 (EPE, 2016).

Para atender os objetivos propostos, o Brasil terá de repensar o papel das térmicas. Nos últimos anos, o papel desempenhado pelas termelétricas no Brasil tem sido inadequado em termos econômicos e ambientais. Baseada na perspectiva de utilização pouco frequente, a construção do parque termelétrico brasileiro priorizou a flexibilidade, através de tecnologias com menores custos de investimento e maiores custos operacionais. Essas tecnologias, como é o caso de sistemas térmicos em ciclo aberto, por não priorizarem a eficiência, acarretam em maior emissão por KWh produzido. No entanto, desde 2013, as térmicas brasileiras têm sido utilizadas intensamente, implicando em aumento dos custos de suprimento elétrico e das emissões de CO₂.

O Brasil conta com posição privilegiada para acomodar uma expansão significativa de energias renováveis intermitentes (características das novas renováveis). Por um lado, o sistema elétrico brasileiro pode ser considerado dinâmico, com crescimento elevado projetado para o longo prazo, o que permite ajustes na expansão para adequar o sistema a maior geração de fontes renováveis intermitentes. Por outro, o sistema elétrico já dispõe de elevado grau de flexibilidade em decorrência: (i) da preponderância hidrelétrica (70% da capacidade instalada), (ii) da estocagem através dos reservatórios hídricos (211 TWh, equivalente a pouco menos de 5 meses da carga anual), e (iii) da possibilidade intercâmbio elétrico-energético através de um sistema de transmissão de dimensão continental (o SIN atende a 98% da carga do país).

Com estas características, a expansão renovável no Brasil pode ocorrer com custos de integração reduzidos. Os reservatórios acomodam a intermitência provendo flexibilidade e ainda estocam a geração intermitente sob a forma de água, com o deslocamento da energia hidráulica evitada.

Promoção de energia eólica e solar no Brasil: mix de política energética e industrial

Visto o potencial nacional tanto eólico quanto solar, o Brasil criou mecanismos de incentivos a promoção dessas fontes energéticas. Os principais elementos destes mecanismos são os contratos de longo prazo estabelecidos através dos leilões (PPAs) e o financiamento privilegiado do BNDES. Visto que grande parte dos financiamentos da indústria de energia passa pelo BNDES, isto não poderia ser diferente para novas renováveis. O financiamento do BNDES, no entanto, está relacionado com a política industrial de produção de componentes nacionalmente. Assim, O BNDES criou políticas de conteúdo local específicas para as novas renováveis.

Enquanto a evolução da indústria da eólica mostrou uma grande efetividade na internalização de componentes (Ferreira, 2017), a adaptação a política de solar ainda deverá ser avaliada.

Principal política de incentivo ao desenvolvimento da cadeia produtiva do aerogerador no Brasil, a PCL do BNDES teve início com a contratação de energia eólica no PROINFA em 2002. Os requisitos para concessão de

financiamento eram os mesmos de outros setores econômicos (índice de nacionalização dos equipamentos de 60%). Por avaliar que esse critério distorcia escolhas de tecnologias e não era suficiente para impulsionar a nacionalização de equipamentos de maior intensidade tecnológica, o BNDES implantou uma nova metodologia a partir de 2013. A nova política do BNDES implementou regras que aumentavam gradativamente o requisito de conteúdo local dos equipamentos, especialmente da nacela, que é a parte do aerogerador que possui os componentes de maior complexidade tecnológica. Esses requisitos deveriam refletir a maturidade dos fornecedores locais para o suprimento. Ferreira (2017) aponta que a política obteve sucesso em desenvolver fornecedores locais e atrair empresas de equipamentos para o Brasil, ainda que persistam algumas lacunas de competitividade. Um tema crítico é a continuidade do ritmo de contratação de nova capacidade eólica no Brasil. A crise econômica estagnou a demanda de eletricidade e o leilão de energia de reserva previsto para 2016 foi cancelado. Assim, os fornecedores domésticos podem ter problemas futuros para ocupar a capacidade instalada.

No caso da energia solar, apesar de uma participação importante nos leilões de reserva (6º, 7º e 8º LER), a capacidade efetivamente em construção é limitada o que vem levantando questões. Andreão et al (2017) mostram que as duas principais empresas que participam de projetos com maior capacidade contratada nestes leilões são a ENEL (envolvida com projetos que equivalem a 24% da capacidade solar contratada) e a Canadian Solar (envolvida em projetos que equivalem a 13% da capacidade solar contratada). As estratégias das duas empresas no que refere as exigências de conteúdo local do financiamento do BNDES são bastante diferentes. A primeira vem se apoiando em investimento próprio (sem financiamento do BNDES), com obras mais avançadas e sem restrições de conteúdo local. A segunda, conseguiu este mês a aprovação do primeiro financiamento de energia solar no BNDES (R\$ 529,039 milhões para implantação do Complexo Solar Pirapora, em Minas Gerais, com cinco usinas fotovoltaicas e potência instalada total de 150 MW e potência fotovoltaica instalada de 191 megawatts picos MWp)[3].

As diferentes estratégias parecem coerentes com as características das empresas envolvidas. A ENEL é uma empresa especialmente focada em energia (mesmo possuindo parcerias que fabricam painéis solares). A Canadian Solar é uma das principais empresas produtoras de placas solares no mundo (a principal que não é de propriedade de firmas chinesas). A empresa canadense possui ativos de geração solar em diferentes partes do mundo, no entanto, o que a destaca na indústria é a importância da mesma na manufatura de solar.

Agora resta saber se algumas destas estratégias serão vencedoras ou conviverão na evolução do setor no Brasil. Certamente dependerá tanto do desenvolvimento tecnológico quanto da evolução da regulação setorial e da política de financiamento do BNDES.

Referências:

Andreão G. Hallack M. Vazquez M. (2017). **Financing the expansion of photovoltaic power generation in Brazil: challenges of using similar mechanisms for different renewable sources.** 6th ELAEE. Rio de Janeiro.

EPE (2016), **O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia**. Empresa de Pesquisa Energética. www.epe.gov.br.

FERREIRA, W. (2017), **Política de Conteúdo Local e Energia Eólica: A Experiência Brasileira**. Tese de Doutorado. Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense. No prelo.

IEA (2016). **Key World Energy Statistics**. International Energy Agency. <http://www.iea.org>.

IRENA (2017). **REthinking Energy 2017**. International Renewable Energy Agency. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REthinking_Energy_2017.pdf

Notas:

[1] A capacidade instalada somente de hidráulica era de 71% em julho de 2016.

[2] A Usina hidroelétrica de Marmelos foi a primeira grande usina hidroelétrica da América do Sul, inaugurada em Juiz de Fora em 1889 (Rio Paraibuna) e ainda está em operação.

[3] O empreendimento é da Canadian Solar e da EDF Energies Nouvelles, a primeira será responsável pela fabricação dos módulos solares instalada no Brasil e que fornecerá equipamentos ao projeto.

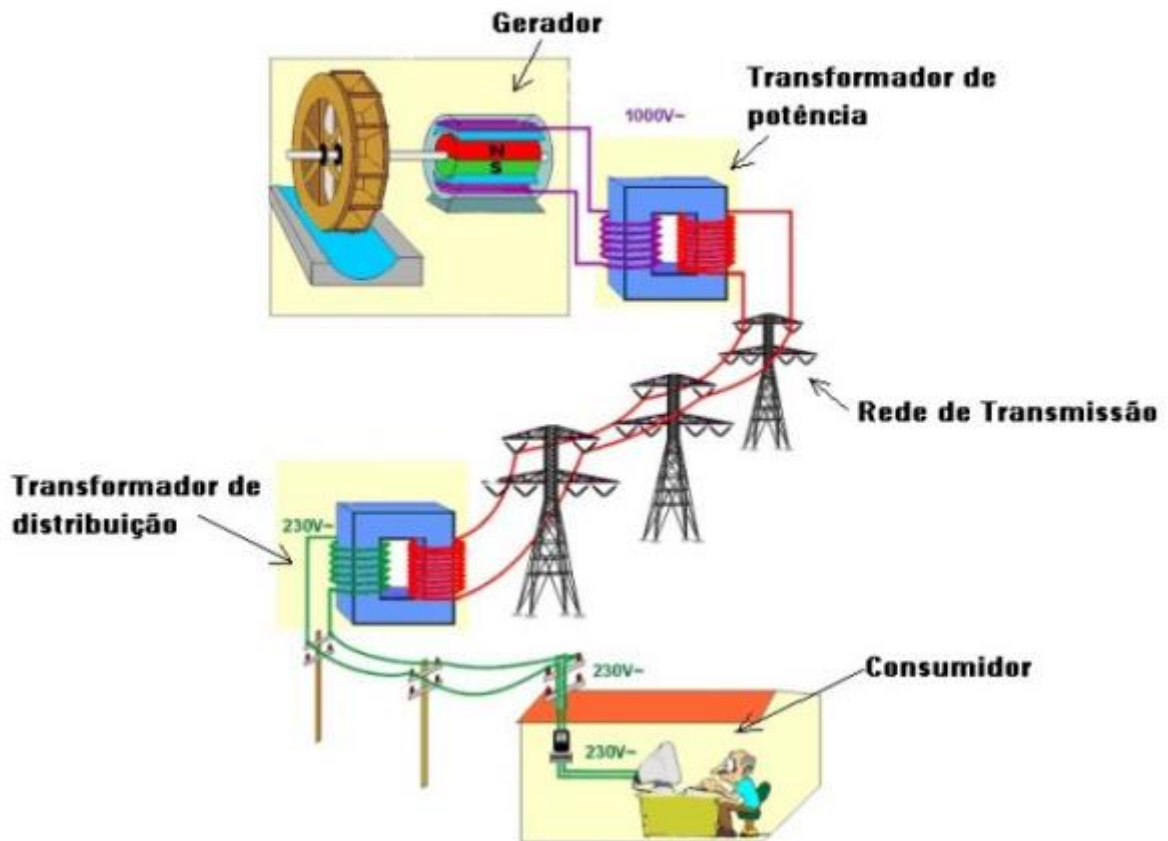
Da geração centralizada à geração distribuída: questões que exigirão uma coordenação centralizada

Por Renato Queiroz

A arquitetura organizacional do setor elétrico ao longo de sua história, na maioria dos países, estruturou-se para prover eletricidade através da chamada geração centralizada. No Brasil, por exemplo, foram sendo construídas plantas de geração de energia elétrica, sobretudo hidrelétricas, em localidades longínquas dos centros urbanos exigindo uma vasta e complexa rede de linhas de transmissão com as altas voltagens. Essa rede incorporou inúmeras estações de transformação de eletricidade (subestações), envolvendo uma série de equipamentos e materiais. Em adição, para a eletricidade chegar ao consumidor final, as redes de menor voltagem distribuem a eletricidade aos consumidores.

Assim, estabeleceu-se um sistema de grande complexidade que deu ao Brasil “expertise” em coordenação, gerenciamento de um robusto sistema de energia elétrica e construção de plantas de geração e linhas de transmissão de eletricidade em grandes distâncias. As instituições estatais e privadas foram se aperfeiçoando ao longo do tempo com metodologias e pessoal capacitado para atingir um patamar de excelência reconhecido mundialmente no âmbito da engenharia elétrica. Em suma, o complexo sistema elétrico centralizado abrange três segmentos com tecnologias próprias: Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica, conforme figura abaixo.

Figura 1: Setor Elétrico: Esquema de Geração Centralizada



Essa opção teve como justificativa, em diversos países, aproveitar as economias de escala e buscar uma equalização tarifária, tentando uma igualdade de tratamento de preços para os vários grupos de consumidores.

No entanto essa estrutura centralizada de prover eletricidade vem lentamente retomando os rumos das primeiras décadas do século XX. “A geração elétrica perto do consumidor chegou a ser a regra na primeira metade do século, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente; a partir da década de 40, no entanto, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata” (INEE 2107). Assim, a geração dispersa, como também é denominada, começa a ressurgir com muito apetite, considerada como uma das soluções para diminuir as causas das mudanças climáticas, sobretudo com fontes renováveis.

Para situar a questão, vale destacar que as alterações que vêm ocorrendo no clima do planeta, denominadas de mudanças climáticas, levaram os especialistas no tema a estabelecerem modelos matemáticos para acompanharem os índices pluviométricos, as temperaturas em geral da Terra e os índices de poluição ambiental, etc. Os resultados dessas informações indicam que as emissões de gases poluentes provocam o fenômeno climático conhecido como efeito estufa que leva ao aquecimento global do planeta. Caso este aquecimento continue nas próximas décadas, segundo os especialistas, as mudanças climáticas trarão consequências prejudiciais à vida dos indivíduos do planeta Terra tais como: aumento da do aquecimento global que traz o

derretimento de gelo das calotas polares, aumento no nível de água dos oceanos que pode levar a catástrofes enormes em várias populações e até um crescente aumento do processo de desertificação.

Uma solução primordial indicada para o não crescimento da temperatura global do planeta é a diminuição do uso de combustíveis fósseis (gasolina, diesel, querosene, etc.), como é do conhecimento de quem transita pelo tema. Nesse contexto, também de amplo entendimento, o desenvolvimento de tecnologias de geração baseadas em fontes renováveis foi um avanço espetacular nos últimos anos. Esse avanço tecnológico e o tempo de aprendizagem tiveram uma aceleração de tal forma que levaram os custos dessa geração a caírem significativamente. Atualmente a “indústria de geração limpa” é altamente lucrativa com a fabricação de equipamentos e peças como aerogeradores, torres, painéis solares etc. Esse movimento, que envolve a necessidade de sustentabilidade ambiental do Planeta e o desenvolvimento da indústria de renováveis, levou os formuladores de políticas públicas-energéticas a definirem que uma nova estrutura organizacional dos setores elétricos dos países caminhará aceleradamente para uma produção de eletricidade denominada de Geração Distribuída ou GD próxima do consumidor.

Mas será que há problemas técnicos para a implantação dessas redes elétricas descentralizadas? Essas questões estão no âmbito mais restrito do conhecimento técnico. Para começar não há uma mesma visão sobre a estrutura organizacional da geração dispersa. De fato, caso se pergunte o que cada especialista do setor elétrico entende sobre o desenho da geração e consumo da GD, as respostas são múltiplas. Mas é mister assinalar que é uma condição praticamente “*sine qua non*”, nesse entendimento, que as fontes de geração devem estar conectadas às redes de transmissão sem planejamento e despacho centralizados. Talvez esse conceito seja até, suficiente para muitos, independente das fontes e dos tipos de consumidores.

Mas é interessante assinalar alguns entendimentos: um equipamento, que armazena energia e necessita para sua utilização de instalações pequenas para a sua conexão à rede de distribuição, junto ao centro de consumo, está dentro do conceito de GD. Ainda, as micro-redes, isto é os sistemas de pequeno porte contendo vários consumidores e unidades geradoras, também são consideradas GD. Ou seja, um sistema independente que pode ser desconectado a qualquer tempo. Em adição, os co-geradores, os micro-geradores que usam gás, resíduos combustíveis de processo e até diesel, se estiverem juntos ou próximos aos consumidores fazem parte da GD, independente da potência e da fonte de energia fóssil ou renovável.

Esses exemplos acima mostram que haverá uma alteração profunda na rota de geração elétrica (totalmente dispersa) sem qualquer centralização para prover eletricidade aos consumidores. A GD vai oferecer ganhos sistêmicos como, por exemplo, a redução de perdas elétricas e a diminuição de custos de transmissão, pois atendem a cargas locais. Mas há incertezas nesse ambiente. Uma primeira é: como fica a confiabilidade e a consequente estabilidade do sistema? Outra questão: como lidar com a diversidade nesse mix de formas de gerações para suprir toda a carga espalhada ? [1]

A GD pode melhorar ou deteriorar a qualidade da energia. Vai depender não só da tecnologia empregada, mas também do ponto do sistema a que a fonte é conectada (Calvin P. R, et al 2005).

Valendo-me de conversas com alguns profissionais que operam a distribuição do sistema, a mudança estrutural na forma de geração traz fortes preocupações de cunho técnico, a saber: variações de tensão de curta e longa durações, desequilíbrios entre demanda e suprimento de energia que podem acarretar variações na frequência na rede e injeções de harmônicos causando distúrbios na rede de baixa tensão. Importante assinalar que as ondas harmônicas, quando fluem na rede de distribuição, diminuem a qualidade da energia elétrica. A geração descentralizada introduz cargas não lineares que acabam distorcendo as formas de onda de tensão e corrente e dessa forma, aumentam os níveis de emissão das correntes harmônicas geradas[2] .

Esses conceitos são pertinentes a técnicos e engenheiros eletricitas. Mas o fato importante a ser destacado, aqui, é que uma mudança na estruturação de um sistema como essa pode afetar a qualidade da energia fornecida pelas empresas distribuidoras aos consumidores, quesito primordial para a continuidade do fornecimento.

Além disso, outra insegurança que os operadores apresentaram sobre o avanço da GD é que a arquitetura de geração centralizada tem uma estruturação bem conhecida com ferramentas matemáticas de análises de circuitos elétricos, além dos procedimentos de controle, segurança e qualidade de energia elétrica de cargas, todos bem dominados. Uma mudança radical exige uma formação desde já desse conhecimento específico dos atuais e de novos profissionais.

As soluções para o desenvolvimento da GD exigem conceitos e elementos das redes inteligentes ou “Smart Grids” com suas tecnologias de monitoração inteligente, transmissão dos fluxos de comunicação e de energia de forma bidirecional.

A introdução de redes inteligentes em sistemas elétricos pode ser considerada, sim, como a grande revolução na modernização das redes elétricas tradicionais e vão permitir o desenvolvimento da geração distribuída. Trazem aumentos de ganhos em confiabilidade e eficiência energética, bem como a participação ativa dos consumidores. Geração distribuída e redes inteligentes têm que caminhar juntas.

Conclusão

Em suma, a Geração Distribuída (GD) é um caminho sem volta no desenvolvimento do setor elétrico aqui Brasil. Essa concepção encontra-se sob a égide da sustentabilidade, com utilização de fontes “limpas” e de mais autonomia do consumidor. Sabe-se, no entanto, que essa nova estrutura causa impactos em todo o sistema de transmissão e distribuição de energia. É um fator crítico. A questão bem relevante nesse contexto é que o sistema elétrico depende de uma sofisticada infraestrutura de redes de comunicação que monitoram e atuam no sistema. (Lopes, Y et al 2015). É uma revolução técnica.

Mas essa revolução está longe de acontecer aqui no Brasil. Basta ver o emaranhado de fios nos postes das principais cidades brasileiras, para que se tenha uma ideia da precariedade das redes de distribuição. Outro fator que atrapalha o desenvolvimento dessa nova arquitetura do sistema elétrico é a deterioração da confiança que o consumidor tem na política energética brasileira com emendas e remendos constantes na regulação. As empresas estatais do setor elétrico que esbanjaram capacitação para que o País tivesse um sistema elétrico sofisticado são esvaziadas em cada período de governo.

Nesse sentido é preciso introduzir uma ampla capacitação técnica para essa rota “*off-grid*” em face da não triviabilidade dessa forma de geração e consumo e da necessidade para inovações e modernizações através das redes inteligentes. Esse processo vai trazer no Brasil a necessidade de um controle robusto e gerenciamento da rede, quicá centralizado para coordenar todo o processo. Na verdade os mais críticos a essa opção devem entender que a GD traz recursos e procedimentos operativos adicionais em relação às redes convencionais, bem como padrões de conexão e novas práticas (Lopes, Y et al 2015).

Na atualidade em que a inovação tecnológica nos surpreende a cada dia não há como defender conceitos superados. É impossível reagir na contramão do progresso técnico. Mas não há também como sonhar com uma geração “verde” sob o controle de cada cidadão sem um planejamento bem estruturado. Assim até a implantação total de um sistema elétrico com geração distribuída, no Brasil, a atual arquitetura centralizada do setor elétrico ainda não pode ser considerada uma história do passado.

Referências:

Calvin P. R, et al (2005) Geração Distribuída e Imapacto na Qualidade de Energia . VI SBQEE, agosto de 2005, Belém, Pará, Brasil.

Friço, M.M.(2013).Impacto da Microgeração de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão. Campo Grande, MS. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.

INEE (2017). Instituto Nacional de Eficiência Energética . O que é geração distribuída. Disponível em http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp perdida.html.Acessado em 25 de maio 2017.

Lopes, Y et al (2015) Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. – Universidade Federal Fluminense (UFF) – Niterói, RJ – Brasil.

Portela, K.Thatiane et Rosa, J. da Silva (2016) .Estudo dos efeitos dos harmônicos gerados por residências na rede de distribuição secundária. Curitiba, PR.Trabalho de conclusão de curso de graduação de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Notas:

[1] Em um conjunto de cargas a relação entre a soma das demandas máximas das cargas e a demanda máxima diversificada do conjunto é o fator de diversidade que é um dos quesitos típicos que o pessoal técnico da área de distribuição lida.

[2] Ondas harmônicas são produzidas por cargas não-lineares, como computadores, reatores eletrônicos, máquinas eletrônicas, acionadores de motores de velocidade variável, retificadores, televisores, etc. Essas cargas não-lineares absorvem uma corrente com um tipo de onda diferente da tensão da fonte, e sobrepõem-se à onda fundamental produzindo uma onda distorcida e nociva ao sistema elétrico. Daí a preocupação dos engenheiros e técnicos com a inserção de harmônicos, pois a deformação das ondas pode resultar em inúmeros efeitos negativos no funcionamento dos equipamentos na rede elétrica. As tensões e as frequências fundamentais têm que ser mantidas dentro de determinados limites considerados determinantes para a qualidade da energia fornecida. Essas frequências apresentam um tipo de onda (sinusoidal) característica e que devem ser mantidas.

A dimensão institucional da crise do setor elétrico

Por Ronaldo Bicalho

A presente crise político/institucional vivida pelo país afeta de forma decisiva o setor elétrico brasileiro (Bicalho, 2016). Na medida em que essa crise fragiliza as bases institucionais do país, a implantação de uma agenda setorial que vença os atuais impasses e desafios fica bastante prejudicada.

As instituições desempenham um papel crucial na evolução do setor elétrico. A importância da coordenação institucional dos processos, dos agentes econômicos e dos seus interesses no campo técnico, econômico e político é histórica (Bicalho, 2014a). Os atuais desafios enfrentados pelo setor no processo de transição energética – o abandono dos combustíveis fósseis em direção às energias renováveis – não reduzem essa importância, muito pelo contrário, tornam as instituições uma peça chave na definição do futuro do setor (Bicalho, 2015).

No caso brasileiro, face às características do nosso parque de geração, essencialmente hidroelétrico e, mais importante, baseado na operação articulada de um conjunto de grandes reservatórios de acumulação, a coordenação desempenhou uma função vital na viabilização do aproveitamento do nosso grande potencial hidráulico e, mais do que isso, na colocação desse aproveitamento como a base de toda a construção técnica, econômica e institucional do nosso sistema elétrico, tal qual o conhecemos. A exaustão desse potencial, somada à introdução das novas renováveis, aponta na direção de uma maior demanda de coordenação, e não ao contrário (Bicalho, 2014b).

Considerando, os enormes desafios envolvidos na coordenação dos interesses dos agentes econômicos e sociais que estiveram envolvidos na viabilização de um sistema elétrico de caráter nacional (Bicalho, 2012), combinados à articulação complexa e nada óbvia do projeto elétrico ao projeto de industrialização do país (Bicalho, 2016), tem-se uma clara noção da importância das instituições na evolução do setor elétrico brasileiro e do tamanho da encrência representada pela acelerada fragilização dessas instituições, presente no atual contexto político-institucional do país.

Diante desse quadro, a judicialização crescente das questões do setor representa uma pálida pincelada do quadro de problemas que estão por vir.

Em função disso, é muito difícil discutir os problemas do setor elétrico brasileiro despartados dos problemas das instituições brasileiras. Em outras palavras, não há como desassociar a crise do setor elétrico brasileiro da crise das instituições brasileiras.

O fator determinante da crise das instituições brasileiras é a criminalização indiscriminada, arbitrária e amplificada da relação entre as esferas pública e privada (Bicalho, 2017).

Esse é o motor principal do mecanismo de geração de instabilidade que cria e amplia incertezas econômicas e inseguranças jurídicas a partir da implosão descontrolada do aparato institucional do país.

Três peças principais compõem esse mecanismo:

O **Ministério Público**: define inicialmente o âmbito da criminalização; ou seja, é ele que define o que será criminalizado e os agentes públicos e privados alcançados por essa criminalização.

O **Judiciário**: o grau de arbitrariedade da definição anterior e, portanto, o poder de quem a faz depende da anuência do poder Judiciário. Para que o mecanismo funcione é preciso que esse poder sancione em todas as suas instâncias essa arbitrariedade.

A figura do juiz de primeira instância desempenha uma função essencial na aprovação inicial da flexibilização legal do processo de criminalização. Porém, é necessário que essa cumplicidade atinja as esferas superiores da justiça.

A **Mídia**: amplifica e publiciza o processo de criminalização e a subsequente pressão, via opinião pública, sobre as instâncias superiores do judiciário para que elas sancionem as ações e procedimentos da primeira instância; independentemente do grau de ilegalidade dessas ações e procedimentos.

Essas pressões muitas vezes envolvem a criminalização de relações público/privadas que dizem respeito a juízes e desembargadores das instâncias superiores, incluindo, inclusive, a própria corte suprema.

Nesse contexto, a primeira instituição a ser desestruturada no processo de criminalização é, naturalmente, o próprio poder judiciário através da completa perda de referência do papel do juiz e do papel regulador das instâncias superiores. Desse modo, a onda desestruturante que começa na primeira instância vai subindo a cadeia hierárquica até alcançar as cortes superiores.

Nesse caso, o Judiciário se torna refém da Mídia e do Ministério Público. Daí, as enormes dificuldades em controlar o processo por intermédio da recuperação das prerrogativas de poder das instâncias superiores. Prerrogativas que essas mesmas instâncias transferiram – por medo, cumplicidade ou omissão – para as instâncias inferiores.

A desestruturação do judiciário, a partir da perda da sua capacidade de arbitrar juridicamente os conflitos, leva o problema para fronteiras que vão muito além da judicialização. Quando o judiciário perde a sua tradicional neutralidade e as leis e a constituição são substituídas pelas convicções políticas, morais e religiosas, ele perde a sua capacidade de exercer o seu papel institucional.

Desse modo, se a judicialização das questões do setor elétrico revela a fragilidade das instituições específicas desse setor, a desestruturação institucional do judiciário coloca em xeque a própria judicialização como recurso para superar os conflitos do setor elétrico.

Se a criminalização da relação público/privado é o motor do mecanismo de desestabilização institucional, o seu combustível são os atores/interesses que se reúnem em torno desse mecanismo, buscando tirar partido dessa desestabilização.

A força do mecanismo reside na sua capacidade de criar e ampliar ameaças à estabilidade e, mais do que isso, ameaças à própria existência das instituições. Portanto, dominá-lo implica deter esse poder de destruição institucional. No limite, é da sua lógica constitutiva primeira a destruição institucional. É dela que os agentes e organizações que a dominam retiram o seu poder. Nesse caso, maior destruição é sinônimo de maior poder. Quanto maior a capacidade de balançar o barco, portanto de colocar em risco os tripulantes, maior o poder de quem o balança.

Face a isto, será justamente a possibilidade de utilização dessa capacidade de destruição que irá governar o processo de adesão dos diversos atores que irão operar o mecanismo, transformando-o em um consórcio destrutivo que ao desestruturar as instituições introduz tamanha incerteza jurídica e econômica que, mais do que eliminar adversários políticos, elimina empresas, cadeias produtivas, renda e empregos, e, ao fim, grande parte da própria economia do país.

Essa desestruturação gera tal descoordenação político/institucional que fragmenta os próprios interesses reunidos em torno do bloco do poder.

O Ministério Público: o weberianismo messiânico dos procuradores prega a destruição da república atual para que no seu lugar seja erigida uma nova, livres dos pecados da corrupção. Esta busca por uma redentora refundação da república naturalmente candidata o Ministério Público a estar no centro do fenômeno em tela. Para esses procuradores todos os custos da destruição institucional são plenamente compensados pelo advir desse novo país. Portanto, aqui não há limites de custos para se alcançar essa terra prometida.

Para levar a cabo esse esgarçamento de limites, é preciso agregar ao consórcio dois elementos chaves na evolução do processo: a mídia e o judiciário.

A Mídia: a possibilidade de ampliar e direcionar esse poder de destruição por intermédio da mediação entre os procuradores e a opinião pública, segundo os seus interesses políticos e econômicos mais imediatos, tornou a mídia o parceiro preferencial dos procuradores. A mídia brasileira, historicamente, sempre usou a sua capacidade de gerar e ampliar crises como moeda de troca na garantia dos seus privilégios. A atual desestabilização institucional deu a mídia, particularmente às organizações Globo, um poder de fogo que ela nunca havia tido anteriormente na história.

Pode-se afirmar que Mídia e Ministério Público constituem os sócios majoritários do consórcio desestabilizador. Os demais foram aderindo em função dos seus interesses particulares. Sejam eles corporativos, econômicos ou partidários. Entre esses, o mais relevante é, sem dúvida, o próprio Judiciário, que, apesar de fundamental no processo, se constitui, de fato, um sócio menor.

A questão fundamental aqui é que o mecanismo de destruição depois de disparado se retroalimenta de forma a acelerar o processo. A expectativa de usar o mecanismo em proveito próprio torna o seu controle um processo praticamente impossível. O que importa é que o mecanismo dá poder a quem o usa. Esse poder baseia-se na capacidade de gerar instabilidade, insegurança, desconforto. Enfim, é a mesma lógica do exercício do terror pelas facções do tráfico em seus domínios. Portanto, a lógica desse processo complexo é gerar incerteza, instabilidade e ameaças às instituições, de tal forma a chantageá-las, extorqui-las, achacá-las para obter privilégios, que em uma situação de normalidade institucional seriam muito mais difíceis de serem alcançados.

Em suma, a criminalização indiscriminada, arbitrária e amplificada da relação entre as esferas pública e privada, operada pelo consórcio Ministério Público – Mídia, com a anuência do judiciário, gerou um processo de desestruturação institucional jamais visto no país. As incertezas econômicas e as inseguranças jurídicas advindas desse processo desenham um cenário de instabilidade econômica e social que dificulta sobremaneira a implementação de uma agenda setorial fortemente dependente da dotação institucional como é o caso do setor elétrico.

Se a judicialização da administração dos conflitos setoriais já indica a incapacidade das instituições do setor darem conta dessa administração, a debacle institucional generalizada aponta para uma situação de impasse que coloca em risco o suprimento de energia no País.

A importância das instituições na operação e expansão do setor elétrico não é uma construção retórica. É um fato incontornável da própria existência do setor. Subestimar as consequências danosas de uma fragilização institucional, como a observada hoje no país, em nome de vantagens ilusórias no curto prazo e que não se sustentam no longo, é contribuir para um desastre de proporções ferroviárias. Em outras palavras, o exercício desse tipo de atitude não demonstra apenas um oportunismo estreito e medíocre, mas uma profunda incompreensão do que seja a natureza do setor elétrico e do papel da integridade institucional na sustentação da operação e expansão desse setor.

Referências:

Bicalho, R, 2017 – A Lava Jato e a destruição Institucional. Jornal GGN. 21/05/2017. Disponível em: <<http://jornalgggn.com.br/blog/ronaldo-bicalho/a-lava-jato-e-a-destruicao-institucional-sem-controle-por-ronaldo-bicalho>>. Acesso em: 19 de agosto. 2017.

Bicalho, R. A energia do Brasil: Mas que Brasil?. Boletim Infopetro, Novembro/Dezembro, Ano 16, n. 5, 2016.

Bicalho, R. Notas sobre a introdução de energias renováveis variáveis e o futuro do setor elétrico. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 15, n. 1, 2015.

Bicalho, R. A crise elétrica e a falta de coordenação. Boletim Infopetro, Maio/Junho, Ano 14, n. 2, 2014a.

Bicalho, R. A transição elétrica: muito além da falta de chuvas. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 14, n. 1, 2014b.

Bicalho, R. A Eletrobras e a construção de um setor elétrico nacional. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 12, n. 2, 2012.

Introdução da competição na indústria de gás natural: quando mudanças na regulação não são suficientes

Por Edmar de Almeida

Em 2017 o Brasil iniciou um processo de reforma da sua indústria do gás natural através do programa “Gás para Crescer”. O objetivo deste programa é introduzir um conjunto de mudanças regulatórias que permitam atrair investimentos para a indústria num ambiente de mercado aberto à competição. Este programa foi lançado num contexto onde a Petrobras, empresa dominante do setor de gás no Brasil até o momento, decidiu reduzir sua participação na indústria. Neste sentido, enquanto a Petrobras anuncia por seu lado mudanças estruturais através da venda de ativos, o governo por outro lado, busca criar condições para que o setor privado assuma um papel importante na expansão da indústria através de mudanças regulatórias.

Dado o contexto acima, é fundamental uma reflexão sobre o papel das mudanças na estrutura da indústria para se criar um ambiente de negócios atraente para investimentos num contexto de concorrência. Existe uma extensa literatura econômica sobre os caminhos para introdução da concorrência na indústria de gás natural. Tradicionalmente, as indústrias de rede se desenvolveram através de monopólios territoriais de empresas verticalmente integradas. No caso do gás natural, as empresas detentoras dos ativos de tratamento, transporte, estocagem, e distribuição eram também as empresas comercializadoras do gás. Esta integração vertical permitia reduzir os riscos para os investimentos.

Em muitos países, as tentativas de liberalização destas indústrias verticalizadas fracassaram num momento inicial porque se menosprezou as assimetrias de poder de mercado associado ao controle das infraestruturas essenciais pelo comercializador dominante. Salop e Scheffman (1983 e 1987), Ordober e Saloner (1990) e Hart e Tirole (1990 e 1997) entre outros deixaram claro que a propriedade da infraestrutura por um comercializador representa uma barreira à entrada muitas vezes intransponível para novos competidores.

A partir desta interpretação econômica, o processo de liberalização das indústrias de infraestrutura passou a ser entendido não apenas como mudanças regulatórias que permitam a introdução da competição, mas também como a busca de diminuição do poder de mercado das empresas integradas através de mudanças na estrutura da indústria, principalmente através da privatização de ativos ou da adoção de regras de *unbundling* ou separação de serviços, com o objetivo de redução do poder de mercado das empresas do segmento de transporte e de distribuição, restringindo-se a atuação destas empresas em outras etapas da cadeia de gás natural (Newberry, 2000).

Lições da Experiência Internacional

A experiência internacional é rica em casos que demonstram que a introdução da competição na indústria de gás requer reformas estruturais para redução de barreiras à entrada e viabilização de um nível mínimo de competição. Este foi o caso de países como o Reino Unido, a Argentina, a Itália e a Espanha. Em todos estes países, o mercado do gás era dominado por um monopólio estatal, tal como no Brasil, e foi necessário realizar reformas estruturais com a alienação de ativos e introdução de restrições regulatórias ao poder de mercado da empresa dominante[1]. A análise da experiência internacional deixa claro que no caso de mercados de gás com a presença de um ator dominante na oferta de gás, as medidas regulatórias não são suficientes para a introdução da concorrência.

O caso do Reino Unido foi exemplo emblemático da importância de reformas estruturais. O processo de liberalização da indústria do gás natural no Reino Unido iniciou-se em 1982 com o *Oil and Gas Act*, que removeu o monopólio da British Gas no mercado Britânico e introduziu o livre acesso à infraestrutura de transporte. Em 1986, uma nova reforma foi realizada com a privatização da British Gas e adoção de novas medidas para estimular a competição: i) os grandes consumidores (acima de 70.000 m³/ano) foram autorizados a contratar o suprimento de gás de novos fornecedores; ii) o livre acesso à infraestrutura de transporte da BG foi facilitado; iii) criação do “Office of Gas Regulation” (OFGAS), que tinha como principal função regular o setor de gás assegurando que a British Gas não teria vantagens injustas, devido à sua posição monopolista (Armstrong *et. al.* 1995).

Apesar da privatização, a British Gas permaneceu sendo um monopólio integrado, pois continuava atuando em toda a cadeia do gás natural. Uma vez que a reforma de 1986 não modificou a forma de contratação e venda do gás, a British Gas continuou a ser o monopolista de fato no mercado Britânico. Apesar da legislação do livre acesso, a contratação de capacidade de transporte por terceiros não foi significativa, uma vez que não restava quantidade suficiente de gás para ser contratado com os produtores. O resultado foi que a British Gas continuou a ser o único comprador do gás do Mar do Norte. O poder de mercado da British Gas era suficientemente grande para fornecer gás aos consumidores livres em condições que inibiam novos entrantes. Os contratos com grandes consumidores industriais eram negociados caso a caso.

A evidência de que a reforma de 1986 não havia resultado na introdução efetiva da concorrência no mercado do gás natural levou o órgão regulador da concorrência (*Monopolies and Mergers Commission* – MMC) a investigar formas de aprimoramento da concorrência neste mercado. A investigação e recomendações do MMC em 1988 e a investigação do “*Office of Fair Trading*” em 1991 levaram o OFGAS a adotar uma série de resoluções para diminuir o poder de mercado da British Gas e reduzir as barreiras à entrada de novos competidores. Foi estabelecida a meta da redução da participação da British Gas no mercado competitivo para 40% em 1995. As principais medidas do OFGAS para cumprir esta meta foram:

- A British Gas foi obrigada a contratar no máximo 90% da produção de gás de qualquer novo campo da plataforma continental Britânica no

período de junho de 1989 a maio de 1991. Esta medida obrigou os produtores a vender pelo menos 10% da sua produção a fornecedores independentes.

- Em 1992, a British Gas foi obrigada repassar contratos de longo prazo com produtores de gás para mais de 30 novos fornecedores concorrentes.
- A British Gas foi obrigada a realizar uma separação contábil das suas divisões de transporte e comercialização de gás, e a tornar públicas as tarifas de transporte e armazenamento de gás.
- A British Gas foi proibida de negociar caso a caso os contratos do mercado livre. Os contratos deveriam ser realizados com base em tarifas públicas e não discriminatórias.
- Finalmente o regulador decidiu aumentar a parcela do mercado livre, tornando livres os consumidores acima de 7.000 m³/ano. Em compensação, a British Gas obteve autorização para aumentar sua participação no mercado livre para 55%.

Estas medidas levaram a uma importante redução do poder de mercado da British Gas, que teve sua participação no mercado livre reduzida para 75% em 1992 e para cerca de 25% no final de 1995. O sucesso das reformas visando a introdução da concorrência levou o regulador a retirar a restrição imposta à British Gas quanto à negociação de contratos com o mercado livre em 1995. A British Gas voltou a ter as mesmas condições de negociação que os seus concorrentes.

Em 1997, a British Gas decidiu pela separação de suas atividades de transporte e comercialização, como recomendado pelo MMC. No início de 1997, foram criadas duas novas empresas: (i) a BG plc, que ficou a cargo do segmento do transporte, dos negócios de exploração e produção, e dos investimentos internacionais em atividades de *downstream*, e ii) Centrica plc, responsável pelo segmento da comercialização do gás. O segmento de transporte passou a ser operado pela Transco, empresa da holding BG plc. Em setembro de 1997, a BG plc reorganizou suas atividades de armazenamento no Reino Unido, até então sob o controle da Transco, em uma nova divisão, a BG Storage. Em 2000, houve uma nova separação, e duas novas companhias foram criadas a partir da BG plc: a BG Group plc and Lattice Group plc, que ficou com as operações da Transco.

A decisão de separar as áreas de transporte e comércio de gás da British Gas foi um ponto chave para o desbloqueio da competição. Enquanto a British Gas mantinha o controle total dos gasodutos, ela criava diversos obstáculos para a entrada de novos fornecedores. Esta mudança na estrutura da indústria teve grande importância para viabilizar o sucesso da competição no mercado de gás. Até a separação, a OFGAS e outros órgãos reguladores não tinham outra opção, a não ser criar diversas restrições, para que a empresa monopolista se abrisse à competição (ver IEA, 2005 e 2006).

A efetiva implementação da competição no fornecimento de gás no Reino Unido teve impactos econômicos importantes para a economia britânica. Esta competição viabilizou a atração de investimentos para o setor, principalmente através da rápida expansão da geração elétrica com base no gás natural. A produção de gás no Reino Unido aumentou de cerca de 40 bilhões de metros

cúbicos (bmc) em 1990 para cerca de 110 bmc em 2006. A participação do gás natural na matriz energética britânica aumentou de 25% em 1990 para 41% em 2000 (Le Fevre, 2015). O aumento da geração elétrica a gás natural ocorreu em detrimento da geração a carvão com um importante ganho ambiental para o país.

Hawdon (2003) avaliou os impactos econômicos da reforma na reforma da indústria britânica e encontrou evidências empíricas de um aumento significativo da eficiência na indústria de gás, com uma melhor utilização do trabalho e trabalho, com uma queda do nível de capacidade ociosa na infraestrutura[2].

O sucesso da experiência britânica inspirou vários outros países a implementarem reformas com a reestruturação dos antigos monopólios verticalizados. Este foi o caso da Argentina que em 1992 reestruturou e privatizou a empresa estatal Gas del Estado, que era monopolista do transporte, distribuição e comercialização de gás no país. Esta empresa foi quebrada em duas empresas de transporte de gás (Transportadora de Gas del Norte – TGN e Transportadora de gás del Sur – TGS) e oito distribuidoras regionais de gás. Foi introduzido o livre acesso à infraestrutura de transporte e distribuição e a atividade de comercialização de gás passou a ser concorrencial (Campodonico, 1999).

As Diretivas Europeias para reforma da indústria de gás e eletricidade se inspiraram na experiência inglesa. O debate sobre a necessidade de uma reforma coordenada da indústria de gás dos países europeu surgiu em 1990, com o um acordo político para a proposta de uma Legislação europeia para o gás e eletricidade. Após intensas negociações e uma sucessão de propostas dos países membros, Parlamento Europeu e Comissão Europeia, em 1998 foi aprovada a primeira diretiva do gás natural, propondo regras comuns para o mercado europeu de gás. Esta diretiva foi caracterizada pela tentativa de uma reforma através de uma regulação leve da indústria e a proposição de regras genéricas de organização e funcionamento da indústria.

Dentre as regras propostas pela Diretiva de 98 destacam-se: i) a eliminação dos monopólios e a abertura gradual do mercado, com meta de 20% em 2000 e 33% em 2008; ii) a criação da figura dos consumidores livres, que podiam adquirir gás no mercado livre e os consumidores cativos, submetidos ao monopólio da distribuidora; iii) foi proposto uma separação contábil dos elos da cadeia, ou seja, as empresas podiam participar de todos os elos, mas deveriam manter uma contabilidade separada por negócio; iv) introdução do livre acesso negociado ou regulado.

A diretiva de 1998 não surtiu os resultados desejados. Muitos países implementaram as reformas exigidas sem atingir um grau de competição significativo no mercado de gás. Este foi o caso da França, Alemanha e Holanda e Áustria, por exemplo. Estes países optaram por adotar o livre acesso negociado à infraestrutura de transporte. Os novos entrantes não obtiveram sucesso na negociação com os players dominantes para ter acesso ao segmento de transporte.

A experiência destes países evidenciou a necessidade de aprofundar as medidas estruturais e regulatórias para promoção da concorrência. Passado o prazo de implementação da Diretiva de 1998 (ano 2000), em 2001 surgiu a proposta de uma nova diretiva, com propostas mais ambiciosas de reforma. Esta diretiva foi aprovada em junho de 2003 (Diretiva 2003/55/CE) e introduziu as seguintes medidas: i) todos os países deveriam criar agências reguladoras independentes para o mercado de gás natural; ii) a separação dos segmentos da cadeia do gás natural deveria se dar através de empresas diferentes, com regras de separação rígidas para empresas com participações cruzadas; o livre acesso no segmento de transporte deveria ser regulado pela agência reguladora independente; iii) foi introduzida um objetivo ambicioso de liberalização do mercado, com a meta de julho 2004 para todos os consumidores não residenciais e 2007 para todos os consumidores; iv) Introdução do livre acesso negociado na infraestrutura de estocagem e plantas de regaseificação de GNL; v) finalmente, foi estabelecido o direito de retaliação, em que países que aplicam a diretiva passaram a ter direito de retaliar empresas de países que não aplicassem a Diretiva[3];

A segunda Diretiva Européia apresentou muito avanços regulatórios resultantes do processo de aprendizado com a Diretiva de 1998. A tentativa inicial deixou claro que a promoção da competição na indústria do gás requer uma regulação forte e a introdução de reformas estruturais na indústria. Em alguns países onde existia um agente dominante no fornecimento de gás como a França (GDF e Total), Espanha (Gás Natural) e Itália (ENI), os governos não apenas promoveram mudanças regulatórias, mas também optaram por introduzir restrições para participação destes agentes na comercialização de gás, com o objetivo foi abrir espaço para novos fornecedores.

Importância da Reforma Estrutural no Brasil

Desde a aprovação da lei 9478 em 1997, o Brasil vem buscando a introdução de um arcabouço regulatório na indústria do gás natural no país que permita a competição entre diferentes supridores de gás. Após 20 anos da aprovação desta lei que abriu o setor à competição, o suprimento ao mercado interconectado de gás continua sendo um monopólio da Petrobras. Ressalte-se que vários Estados já liberalizaram seu mercado final, permitindo aos consumidores livres comprarem gás de qualquer supridor. Mesmo assim, as barreiras à entrada de novos fornecedores não permitiram o surgimento de um competidor no suprimento às distribuidoras e aos consumidores livres.

Existem barreiras estruturais à entrada de novos fornecedores que precisam ser eliminadas para viabilizar um mínimo de contestabilidade no mercado de gás brasileiro. Atualmente a Petrobras é a produtora dominante no mercado de gás nacional com cerca de 80% da Produção. Além disto, a empresa controla ou é proprietária de toda infraestrutura de escoamento, tratamento e regaseificação. A Petrobras é ainda controladora da maioria dos gasodutos e a única carregadora do sistema integrado de gás no país. Finalmente, a empresa detém participações em 20 das 27 distribuidoras de gás no Brasil. Dada esta configuração estrutural da indústria, a possibilidade e o alcance futuro da competição no Brasil dependerá fortemente de uma reconfiguração patrimonial da indústria de gás nacional.

A decisão da Petrobras de incluir suas participações na indústria de gás no seu programa de desinvestimentos abriu uma oportunidade única para uma reconfiguração da indústria favorável à competição. Entretanto, a forma em que o desinvestimento da Petrobras vem se dando até o momento não contribuiu para uma redução significativa das barreiras estruturais à entrada. A Petrobras vendeu à Mitsui 49% da Gaspetro que é a subsidiária que detém as participações da empresa nas distribuidoras, mantendo seu poder de mercado sobre a distribuição. A empresa vendeu ainda 80% da Transportadora de Gás do Sudeste (TGS), mantendo uma participação estratégica na empresa. A empresa buscou reforçar o seu caixa, e ao mesmo tempo preservar o seu poder de mercado mantendo participações nos ativos alienados.

Mais recentemente, iniciou-se um processo que pode resultar na privatização das participações dos governos estaduais nas distribuidoras de gás. Nove dos vinte governos estaduais que controlam as distribuidoras de gás resolveram aderir à um programa do governo federal coordenado pelo BNDES para privatizar o segmento de distribuição. Mais uma vez, surge uma oportunidade importante para implementar mudanças estruturais na indústria favoráveis à competição. Para aproveitar esta oportunidade é importante priorizar a multiplicação de players controladores destas distribuidoras. Se o processo de alienação destes ativos não for feito com este cuidado, o resultado pode ser o surgimento de um oligopólio privado no segmento de distribuição, reforçando ainda mais as barreiras à entrada para novos fornecedores de gás.

Na ausência de uma reforma estrutural adequada, a redução da participação da Petrobras no setor de gás natural pode resultar em um hiato de investimentos na indústria de gás natural Brasileira. Se a Petrobras reduzir seus investimentos e as barreiras à entrada de novos fornecedores persistirem, não estarão dadas as condições para retomada do crescimento do setor através do investimento privado. Sem mudanças estruturais na indústria, eventuais mudanças regulatórias permitindo a competição e o livre acesso terão o mesmo destino de várias inovações regulatórias que foram introduzidas pela lei 11.909 de 2009 que ficaram no papel. Só que desta vez, o resultado será pior, pois a Petrobras certamente não terá o papel na expansão que teve até o momento.

Neste sentido, é fundamental ir além das propostas de mudanças regulatórias apresentadas pelo programa Gás para Crescer. É importante que concomitantemente às mudanças regulatórias se implemente uma reforma estrutural que passa pela adequada alienação de ativos da Petrobras e privatização das empresas estaduais distribuição de gás natural. É importante que a reforma estrutural e as mudanças regulatórias avancem de forma coordenada para maximizar os efeitos positivos sobre a economia além de maximizar a valorização dos ativos.

Referências:

ARMSTRONG, M., COWAN, S. E VICKERS, J, (1995), *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. Cambridge: MIT Press.

CAMPODÓNICO H. (1999), La industria del gás natural y su regulación en América Latina. Revista de la CEPAL n. 68.

CAVALIERE, A (2007). The Liberalization of Natural Gas Markets: Regulatory Reform and Competition Failures in Italy. Oxford Institute for Energy Studies. Disponível em: <http://economia.unipv.it/cavaliere/didattica/NG20.pdf>. Acesso em: junho 2016.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (2004). Third Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market (2004), Brussels.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (2005). Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market (2005), Brussels.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (2007a). Communication from the Commission to the Council and the European Parliament (2007), Brussels.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (2007b), Prospects of the Internal Gas and Electricity Markets (2006), Brussels.

GLOBAL COMPETITION REVIEW (2006), Gas Regulation in 35 Jurisdictions Worldwide.

GLOBAL LEGAL GROUP (2007), The International Comparative Legal Guide to: Gás Regulation 2007. A Practical Insight to Cross-Border Gas Regulation Work.

HART, O. e TIROLE, J. (1990) “vertical integration and market foreclosure”. *Brookings papers on economic activity: microeconomics*. 1990.

HAWDON, D. (2003). “Efficiency. Performance and regulation of the international gas industry – a bootstrap DEA approach”, *Energy Policy* 31, pp. 1167–78.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2002), Flexibility in Natural Gas Supply and Demand. Paris: OCDE.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2004), Energy Policies of IEA Countries – United Kingdom. Paris: OCDE.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (1998). Natural Gas Transportation: Organisation and Regulation. Paris: OCDE.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (1998A). Natural Gas Pricing in Competitive Markets. PARIS: OCDE.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2005), Energy Policies of IEA Countries – Italy. Paris: OCDE

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2006), Energy Policies of IEA Countries, United Kingdom. Paris: OCDE

JAMASB, T., Pollitt M. e TRIEBBS, T. (2008). “Productivity and Efficiency of US Gas Transmission Companies: a European Regulatory Perspective”. *Cambridge Working Papers in Economics* CWPE 0812, University of Cambridge.

JORNAL OFICIAL DA UNIÃO EUROPÉIA, Directiva 2003/55/CE.

LE FEVRE, Chris (2015). *The Role of Gas in UK Energy Policy*. Oxford Institute For Energy Studies. oies paper: ng 100. disponível em <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/07/NG-100.pdf>. Acesso em: junho 2016.

NEWBERY, D.M.(2000). Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities. MIT Press, Cambridge, MA.

OCDE (2000a). “Designing Independent and Accountable Regulatory Authorities for High Quality Regulation”. *Working Party on Regulatory Management and Reform*. Disponível em <https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/35028836.pdf>. Acesso em: junho 2016.

OCDE (2000b). “Promoting Competition in the Natural Gas Industry”. *Working Party nº 2 on Competition and Regulation, Background Note By the Secretariat*. Disponível em <http://www.oecd.org/regreform/sectors/1920080.pdf>. Acesso em: junho 2016.

ORDOVER, J., SALONER, G and SALOP, S. (1990). “Equilibrium Vertical Foreclosure”. *American Economic Review*. Março.

QUAST, OLIVER (1997). « Les Fondements des Modèles Successifs d’Organisation de l’Industrie Gazière: Analyse des Conditions d’Introduction de la Concurrence dans Une Industrie de Reseau ». *Tese de Doutorado*. Institut d’Économie et de Politique de l’Energie. Universidade de Grenoble, França.

RIORDAN, M. e SALOP, s. (1995) “Evaluating Vertical Mergers: A Post-Chicago Approach” . *Antitrust Law Journal*, vol 63.

SALINGER, M. (1988) “Vertical Mergers and Market Foreclosure”. *Quarterly of Economics*, May 1988.

SALOP, S. e SCHEFFMAN, D. (1987). “Cost-Raising Strategies”. *The Journal of Industrial Economics*. vol. xxxvi, n.1. Setembro.

STERN, J. (1998). Competition and Liberalization in European Gas markets: A Diversity of Models. The Royal Institute of International Affairs.

VISCUSI, W, VERNON, J. E HARRINGTON JR, J (1997). Economic of Regulation and Antitrust Cambridge: MIT Press.

WADDAMS, C. E BENNETT, M (1999). New Gas in Old Pipes: Opening the UK Residential Gas Market to Competition, utilities policy.vol 8 n.1

Notas:

[1] Confira Stern (1998), Newberry (2000), Campodonico (1999), Quast (1999) e IEA (1994, 1998, 2004 e 2006).

[2] Jamasb, Pollitt and Triebs (2008) estudaram o efeito da liberalização da indústria americana na produtividade e identificou uma relação de clara relação do grau de competição com o aumento da produtividade.

[3] Ver Commission of the European Communities, 2004, 2005,2007a e 2007b.

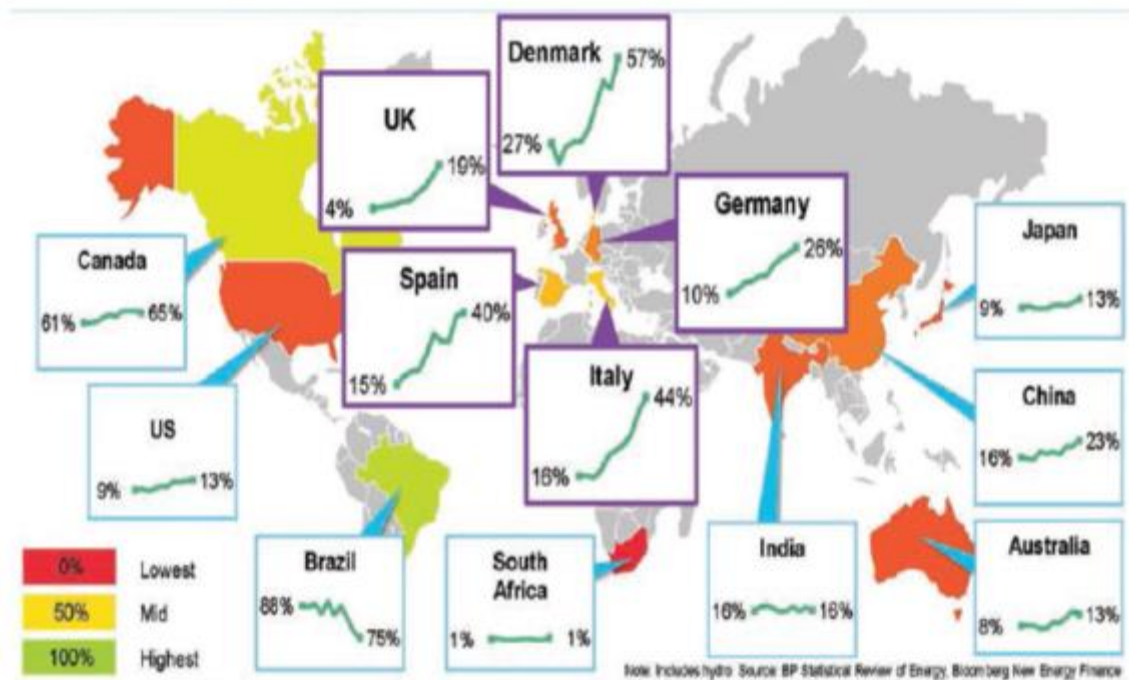
A reforma do setor elétrico brasileiro: O Brasil na contramão do desenvolvimento sustentável

Por Clarice Ferraz

Há tempos tem-se discutido a necessidade de se realizar uma reforma da organização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Por repetidas vezes, nesses últimos anos, houve risco elevado de ruptura de abastecimento e um aumento muito expressivo do nível de preços do sistema. A estruturação das atividades do SEB em torno de um planejamento centralizado e comandado pelo poder concedente, na figura do MME, tem sido incapaz de garantir a contento a expansão da oferta e a modicidade tarifária.

Além disso, também fracassou no objetivo de aumentar a participação das renováveis na matriz elétrica. Como mostra a figura abaixo, o País é dos poucos países onde a matriz elétrica tem se carbonizado, indo na contramão da evolução tecnológica e da preocupação pelas mudanças climáticas, associadas às emissões poluentes, em que se destacam as emissões provenientes da produção e do consumo de energia. Em um cenário de crescente urbanização e eletrificação, a evolução da composição da matriz de geração do setor elétrico deve receber atenção especial.

Fig. 1 Participação de renováveis na geração de eletricidade, 2004-2014:



Source: Liebreich 2016. Reprinted with permission from Bloomberg New Energy Finance (BNEF); figure from a presentation given at BNEF Summit: New York, April 5, 2016.

As reformas e reestruturações dos setores elétricos ao redor do mundo têm sido realizadas com o objetivo duplo de promover a difusão de fontes renováveis de energia (respeitando os compromissos assumidos em Paris – COP 21 e combatendo a dependência por combustíveis fósseis) e de se adaptar às novas tecnologias que impactam o uso e o consumo de eletricidade. A descarbonização e modernização dos sistemas energéticos tem sido tratada como a transição energética e traz consigo diversos desafios.

As inovações tecnológicas vieram para ficar. Não se pode colocar limites à evolução tecnológica nem se saber exatamente o alcance das mudanças a partir de sua integração. Não se trata mais de extrapolar o passado, pois as inovações recentes possuem potencial disruptivo, capazes de desestruturar o sistema elétrico. Destaca-se aqui o surgimento dos *prosumers*, que eventualmente poderão prescindir das distribuidoras e da rede; as novas tecnologias de estocagem; a transformação da rede, que se torna inteligente (digitalizada), permitindo melhor gestão da demanda, mas que pede nova arquitetura, com redes mais descentralizadas (mini redes e maiores possibilidades de ilhamento); o avanço acelerado das fontes intermitentes no parque gerador, entre outros.

O relatório do WEF (2017) sobre o futuro da energia destaca 4 pontos básicos para a integração a contento das novas tecnologias no setor elétrico: (i) reforma do paradigma regulatório para melhor acomodar a difusão da geração distribuída; (ii) difusão de infraestrutura que permita o desenvolvimento de

novos modelos de negócio e a construção do futuro sistema energético; (iii) a redefinição do papel do consumidor, empoderado, inserido em um sistema elétrico digital e interativo e (iv) incorporação de novos modelos de negócio para atividades inovadoras de distribuição e comercialização varejista, capazes de se adaptar à chamada 4^a Revolução Industrial – marcada pela integração dos avanços em diversas áreas do conhecimento, o avanço da biotecnologia, a automação de diversas atividades e a intensificação de processos.

A simples citação dessas inovações nos permite apreender a complexidade da transição energética. Os 4 pontos citados englobam aspectos tecnológicos, institucionais e organizacionais. Desse modo, a transição pede agenda de longo prazo, que, de forma estruturada, conduza o setor à harmonização de suas necessidades e superação de seus desafios. Somente novas formas de coordenação poderão garantir que a transição energética não seja acompanhada de perda de segurança de abastecimento.

A complexidade das questões envolvidas – inovações tecnológicas com potencial disruptivo, inovações organizacionais e de modelos de negócios, e institucionais – já discutidas em diversos artigos anteriores, traz consigo uma grande necessidade de coordenação. Essa, por sua vez, não se dá de forma espontânea. Assim, nos países em que a transição energética avança, quem a assegura e a lidera, é o Estado. Ele é figura essencial do processo, responsável por nortear a transição e zelar pela segurança de abastecimento em seu território. É o estado quem define e delimita o “terreno de jogo” aonde as transações irão se passar, além de formular políticas públicas destinadas à eliminação de barreiras à transição energética.

O atual momento de crise política que desarticula as instituições brasileiras tem causado graves impactos no SEB. O Brasil não evolui nessa discussão em um momento crucial para a saúde do sistema elétrico e, conseqüentemente, para o desenvolvimento econômico e social do País. Quando se trata de reforma atualmente, se está somente pensando em corrigir alguma fonte de desequilíbrio pontual e não repensar o setor de modo a se criar uma trajetória sustentável para a transição energética do País. Veículos de comunicação que tratam da agenda setorial revelam que o governo cogitou impor uma reforma por medida provisória.

Assim, em vez de avançarmos na direção da transição energética, enfrentando os desafios impostos pela integração das novas tecnologias e novas formas de organização que elas impõem, estamos possivelmente caminhando para uma nova crise energética, tal como vivenciada em 2000. É preciso ter cuidado. À época, o setor sofreu da má implantação da abertura do setor à concorrência. Foi promovida uma série de privatizações para melhorar a situação das contas públicas, antes de se adotar sua nova forma de organização institucional e organizacional. Ora, apesar de cada reforma ser um caso único – é preciso que ela seja feita sob medida, de acordo com as dotações de recurso naturais, tecnológicos e econômicos, além da organização política e das necessidades de carga – sabe-se que somente após a mudança e consolidação das novas regras do jogo é que se deve mudar a propriedade dos ativos, se isso for considerado benéfico ao setor.

O Brasil foi o único país a fazer caminho inverso e pagou caro por isso. A reforma mal implantada, com má definição e instabilidade do marco regulatório adotado, não criou ambiente favorável ao investimento e, mesmo tendo ativos sendo vendidos a preços reduzidos, o programa de privatizações teve resultados ruins. Os ativos mais problemáticos permaneceram nas mãos do governo. Seguiu-se ao fracasso da reforma um dos maiores racionamentos já vivenciados no setor elétrico. Os impactos da crise de abastecimento trouxeram importantes prejuízos econômicos e sociais. A imposição do racionamento infligiu redução do nível de atividade econômica afetando o negativamente o PIB e o cotidiano das pessoas, que já não podiam contar com o abastecimento garantido para satisfazer suas necessidades de consumo de eletricidade. Os consumidores finais foram os menos contemplados em todo o processo.

Infelizmente, o País repete seus erros. Se olharmos para os objetivos anunciados da reforma atual, vemos que não se está priorizando a adequação da organização do setor aos desafios enunciados ao longo do texto. Matéria do jornal O Estado de São Paulo, do dia 24 de junho, revela que “nova onda de “privatização” começa a ser colocada em curso no setor elétrico brasileiro, num movimento que pode atrair quase R\$ 30 bilhões”. Novamente, não são os interesses do sistema elétrico a prioridade. “A venda dos ativos estatais virou a única alternativa para as empresas – ou Estados – sanarem suas contas”. De acordo com um advogado entrevistado, apesar do momento turbulento que o País atravessa há investidores interessados nos ativos, pois esses estão baratos (Pereira e Scaramuzzo, 2017).

A postergação da reforma de que necessita o setor tem sido substituída por uma série de ajustes, não coordenados entre si, que têm trazido novos desequilíbrios. Devido às barreiras regulatórias, a expansão das novas renováveis se dá, sobretudo, através do mesmo mecanismo utilizado para a construção empreendimentos de grande porte a serem despachados de forma centralizada. Assim, vimos o avanço dessas fontes através da realização de leilões específicos, em detrimento da descentralização que deveria ocorrer. Dentro do arcabouço atual do setor elétrico, as novas renováveis podem ser consideradas nichos, fruto de objetivos difusos de política industrial e política energética, mal coordenados entre si. Como se sabe, o nicho não pode ser muito grande por pena de desequilibrar o sistema, como o que tem ocorrido. Essa modalidade de inserção das renováveis onera todo o sistema, pois ainda impõe investimentos nas redes de distribuição e transmissão para que sua geração possa ser integrada.

O aumento de preços no mercado regulado foi agravado por uma série de outros fatores e trouxe diversas implicações negativas. Entretanto, em vez de realmente repensar o setor, sob pressão de consumidores elegíveis e outros agentes do SEB, como os comercializadores, o governo decidiu facilitar a migração do ambiente de comercialização entre os ambientes regulado e livre. Os pequenos consumidores cativos novamente não foram contemplados e tiveram que assumir novos custos e riscos. Devido à redução da demanda (crise econômica) houve grande migração de consumidores para o mercado livre, onde os preços se encontravam mais vantajosos. Com efeito, de acordo com estudo realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ao longo de 2016, o mercado de energia elétrica registrou uma migração recorde de consumidores

do mercado cativo para o mercado livre. A análise do perfil de carga da maioria desses novos agentes do mercado livre revela pequenos consumidores, nomeados consumidores especiais, aos quais somente cabe a compra de energia incentivada – novas energias renováveis que gozam de importantes descontos nas tarifas de distribuição e transmissão, quando essa se aplica.

Somente em 2016, foram registradas 4.096 novas cargas de consumidores especiais, das quais 91% são de pequeno porte, consumindo até 1 MW médio. Esta tendência se manteve no primeiro mês de 2017, que recebeu 516 novas cargas, sendo 93% com o mesmo patamar de consumo baixo. O estudo revela que não há registro de sobra de lastro para 2017, sendo necessárias algumas iniciativas de comercialização. A figura abaixo expõe o desequilíbrio. Como se vê, os ajustes realizados ao modelo, em poucos meses, já se mostraram incapazes de lidar com as novas necessidades de carga e expansão da oferta de eletricidade proveniente de novas renováveis dentro do mercado livre.

Como se esperava, a falta de oferta de contratos de energia incentivada no mercado livre também levou a um aumento de seus preços nesse ambiente de contração. Assim, o atual modelo previne a geração descentralizada e se mostra ineficiente na gestão dos distintos ambientes de contratação de eletricidade. Os novos agentes do mercado livre são consumidores de pequena carga elegíveis para serem micro e minigeradores de eletricidade. Caso adotassem essa modalidade, além de se protegerem das oscilações de preços do mercado livre, teriam onerado menos o sistema e aumentado sua eficiência energética..

Figura 2: Falta de lastro de energia incentivada no mercado livre em 2017:



Fonte: CCEE, 2017

Como exemplo das ineficiências que o modelo obsoleto tem gerado, a evolução da participação da fonte solar fotovoltaica é emblemática. Iniciada graças à paridade tarifária, reforçada pela contínua queda de preços dos sistemas de geração fotovoltaica e pelo aumento das tarifas para os consumidores cativos, ela não conheceu o ritmo de expansão que se esperava. Apesar de suas vantagens, maximizadas nas modalidades de micro e minigeração, a nova

tecnologia e os modelos de negócio que são adequados ao seu perfil não encontraram espaço para avançar dentro do atual paradigma do setor elétrico. Como resultado, foi na modalidade de geração centralizada que a fonte avançou, através dos leilões, encarecendo os custos do sistema e reduzindo sua eficiência energética do sistema. A dinâmica é ilustrada na figura a seguir.

Figura 3: Evolução da geração solar fotovoltaica no setor elétrico brasileiro:



A descentralização da geração, considerada chave na transição energética, é limitada, ao invés de ser promovida. Em maio, a Aneel reduziu as projeções de micro e minigeração em 2024. De acordo com os cálculos da Aneel, 886.000 consumidores receberão créditos de sistemas de geração distribuída até 2024. Até 2015, a projeção da agência era de que esse número atingiria 1,23 milhão de consumidores. Vale ressaltar que devido a problemas financeiros, as projeções de entrada de nova geração centralizada têm sido revistas para baixo. Para esse ano de 2017, estima-se que 1/3 dos empreendimentos esteja em atraso. Para o ano seguinte, a projeção é ainda pior, pois somente 1/3 dos empreendimentos começou a ser desenvolvido.

Assim, é fundamental que reforma do SEB seja realmente estruturante. É preciso contemplar a complexidade da transição energética e se dotar de mecanismos de coordenação adequados para sua realização. Diante da instabilidade político-institucional vigente e da falta de legitimidade do atual governo, as mudanças deverão ser amplamente discutidas e implantadas seguindo as melhores práticas em vigor.

Referências:

CCEE, GEMPI/GAIM, 2017, “Lastro de Energia Incentivada – Informações ao Mercado”, disponível em : https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_388518

Pereira, R., Scaramuzzo, M. , “Nova onda de privatização de ativos de empresas como Cesp, CEB, Cemig e CEEE mobiliza investidores nacionais e estrangeiros”, *O Estado de S. Paulo*, 24 Junho 2017, disponível em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,estatais-de-energia-podem-atrair-r-30-bi,70001860621>

World Economic Forum, 2017, “The Future of Electricity, New Technologies Transforming the Grid Edge”, disponível em: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Electricity_2017.pdf