
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Setembro/Outubro de 2015 – Ano 15 – n.4

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados oito artigos:

O setor elétrico em transformação, por Ronaldo Bicalho.

As debêntures de infraestrutura e o financiamento de energia renovável no Brasil, por Miguel Vazquez e Alberto Tomelin.

O mercado de GNL do futuro: risco ou oportunidade para o Brasil?, por Yanna Clara.

Transição energética e reforma do mercado de eletricidade, por Clarice Ferraz.

O setor elétrico brasileiro e suas incertezas, por Renato Queiroz.

Pobreza energética e aquecimento urbano, por Michelle Hallack e Beatriz Marcoje.

A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro, por Luciano Losekann.

Impactos macroeconômicos da crise na indústria de petróleo no Brasil, por Marcelo Colomer e Niágara Rodrigues

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

Alberto Tomelin

Mestrando em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Beatriz Marcoje

Graduanda na Faculdade de Economia da UFF, bolsista PIBIC.

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.

Luciano Losekann

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

Marcelo Colomer

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

Michelle Hallack

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

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

Miguel Vazquez

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

Niágara Rodrigues

Doutoranda da Universidade Federal Fluminense.

Renato Queiroz

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

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

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

Ronaldo Bicalho

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

Yanna Clara

Pesquisadora do Grupo de Economia da Energia

O setor elétrico em transformação

Por Ronaldo Bicalho

A indústria elétrica no mundo hoje é marcada por mudanças radicais que alteram de forma profunda a maneira como essa indústria evoluiu em termos tecnológicos, econômicos, organizacionais e institucionais desde o seu nascimento no final do século dezanove.

No coração dessa transformação se encontra o processo de substituição dos combustíveis fósseis pelas fontes de energia renováveis na matriz elétrica. A importância desse processo nasce naturalmente do fato da geração de eletricidade ser a atividade que mais contribui para a emissão de gases de efeito estufa, colocando o setor elétrico no centro das políticas de mitigação dos efeitos do aquecimento global.

Esse protagonismo do setor faz com que na passagem de uma economia baseada em combustíveis fósseis para uma economia sustentada em energias renováveis – a chamada transição energética –, a mudança da matriz de geração elétrica na direção das renováveis – a chamada transição elétrica – desempenhe um papel essencial.

Embora a transição energética envolva atividades que vão além da geração de eletricidade, como, por exemplo, a indústria e os transportes, a transição elétrica é aquela sobre a qual as políticas energéticas dos países preocupados com o aquecimento global têm concentrado a sua atenção.

Nesse sentido, entender os desafios envolvidos na transição energética é, em grande parte, entender os desafios envolvidos na transição elétrica. Esse entendimento passa pela compreensão da radicalidade presente na mudança da maneira como se produz e se utiliza a eletricidade quando se amplia de forma significativa a participação das renováveis na matriz elétrica.

A principal fonte dessa radicalidade repousa sobre uma característica fundamental das energias renováveis que as distingue das tradicionais energias fósseis: a intermitência.

A intermitência altera de forma profunda a disponibilidade da energia presente nessas fontes e, por conseguinte, muda a maneira como se estabelece hoje o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica.

A utilização dos combustíveis fósseis como a principal fonte de energia para a geração de eletricidade permitiu ao setor elétrico oferecer ao consumidor um acesso à energia marcado por uma liquidez que definiu o padrão de consumo que vigora hoje. Essa liquidez significa um pronto acesso ao serviço energético provido pela eletricidade na quantidade, instante e local desejados por esse consumidor. Em outras palavras, pelo atual padrão de consumo de energia elétrica é possível ter acesso à energia na quantidade que se quer, quando se quer e onde se quer.

A disponibilidade e o controle, possibilitados pelo fato dos combustíveis fósseis serem estoques, em conjunto com a construção de capacidade instalada e sistemas de transmissão amplos e robustos, jogaram um papel decisivo na viabilização dessa liquidez; injetando uma flexibilidade à oferta capaz de acompanhar as variações da demanda e entregar a eletricidade ao consumidor nas condições temporais e espaciais definidas autonomamente por ele.

A indisponibilidade e a perda de controle introduzidas pelas renováveis afetam decisivamente as possibilidades de injetar liquidez no sistema nos moldes tradicionais, colocando em xeque o padrão de consumo vigente. Isso se deve ao fato de que as atuais fontes de flexibilidade utilizadas – que podem ser sintetizadas, no limite, na existência de ociosidade planejada de capacidade instalada, independentemente da forma como essa se manifesta (geração ou transmissão) – se demonstram crescentemente custosas quando se aumenta a participação das renováveis na matriz elétrica. Portanto, o problema não se resume ao custo da geração em si, mas o custo da manutenção da liquidez do sistema como um todo.

Isto significa que para manter o atual nível de liquidez do consumo sem uma explosão dos custos são necessárias profundas transformações na oferta. Transformações estas que reduzam a falta de disponibilidade e controle das renováveis, aproximando as condições de oferta dessas fontes às condições de oferta dos combustíveis fósseis.

Sem essas transformações, a ampliação da participação das renováveis na matriz implicará em profundas mudanças no padrão de consumo elétrico, com uma queda de liquidez que levará a um padrão de consumo no qual quantidade, instante e local serão definidos pela disponibilidade da fonte, e não mais pelo exercício da vontade soberana do consumidor. Dessa forma, consumiremos a energia que houver, quando houver e onde houver.

Para evitar essas mudanças radicais no consumo, com seus altos custos em termos de desenvolvimento econômico e bem-estar, são necessárias mudanças tecnológicas, econômicas e institucionais significativas na oferta. Mudanças que permitam incorporar as renováveis sem modificar dramaticamente o padrão de consumo vigente e sem sacrificar o desenvolvimento econômico e o bem-estar social.

Dessa maneira, a introdução acelerada das energias renováveis na matriz elétrica não significa apenas a agregação de novas fontes e potenciais a um cardápio de opções tradicionais, que pouco afeta a operação e a expansão do sistema. Essa introdução, ao contrário, representa uma ruptura, cujo alcance está limitado à capacidade tecnológica, organizacional e institucional do setor de reduzir os efeitos da intermitência das renováveis sobre a liquidez do sistema.

No entanto, esses limites não são estáticos, mas estão em constante ampliação a partir da atividade inovadora no campo tecnológico, organizacional e institucional. Quanto mais intensa essa atividade, maior a possibilidade de ampliação da participação das renováveis sem os sacrifícios econômicos e sociais decorrentes dessa ampliação.

Portanto, para que a introdução das energias renováveis na matriz elétrica seja sustentável em termos econômicos, políticos e sociais são necessárias inovações radicais na maneira como o setor elétrico escolhe as suas tecnologias e define a sua base técnica, na maneira como ele organiza a sua cadeia produtiva e as suas empresas, e, assim como, na maneira como são definidas pelo Estado as políticas públicas relativas a ele.

Sem essas inovações, a transição elétrica não é sustentável e, por conseguinte, a própria transição energética também não. Sem essas inovações, a gestão dos conflitos econômicos, políticos e sociais gerados pela transição fósseis/renováveis se torna muito mais difícil em seu manejo e incerta em seus resultados, pressionando sobremaneira as instituições e o debate político.

Assim, parafraseando Lampedusa, para que as coisas permaneçam iguais, é preciso que tudo mude. Para que a eletricidade continue desempenhando o papel de fator essencial no desenvolvimento econômico e no bem-estar, no contexto da transição energética, é preciso que o setor elétrico mude radicalmente. Sem essa mudança, a transição elétrica não se sustenta, e, sem ela, a própria transição energética não se viabiliza nem econômica, nem política, nem socialmente.

As debêntures de infraestrutura e o financiamento de energia renovável no Brasil

Por Miguel Vazquez e Alberto Tomelin

Uma preocupação crescente no sistema elétrico brasileiro é a limitação no tradicionalmente acessível financiamento do BNDES. Em função disso, a questão que se coloca em relação às energias renováveis é a seguinte: se os empréstimos do BNDES se restringirem fortemente, haverá como desenvolver energia renovável no Brasil? A questão não é simples, assim que vamos tentar colocar o problema em um marco que facilite a análise. O primeiro passo na procura de soluções adequadas é achar a caixa de ferramentas adequada. E para tanto, identificar o problema.

O desenvolvimento de energias renováveis no Brasil está tradicionalmente associado à implantação do programa PROINFA, que evoluiu para os leilões dedicados. Tanto o PROINFA quanto o posterior desenvolvimento de leilões dedicados à produção eólica respondem à lógica dos mecanismos para resolver falhas tradicionais de mercado: externalidades, bens públicos, *spillover* tecnológico, etc. Para resolver o problema, o elaborador de políticas tem à sua disposição a caixa de ferramentas correspondente: *feed-in tariffs*, cotas, compra pública...

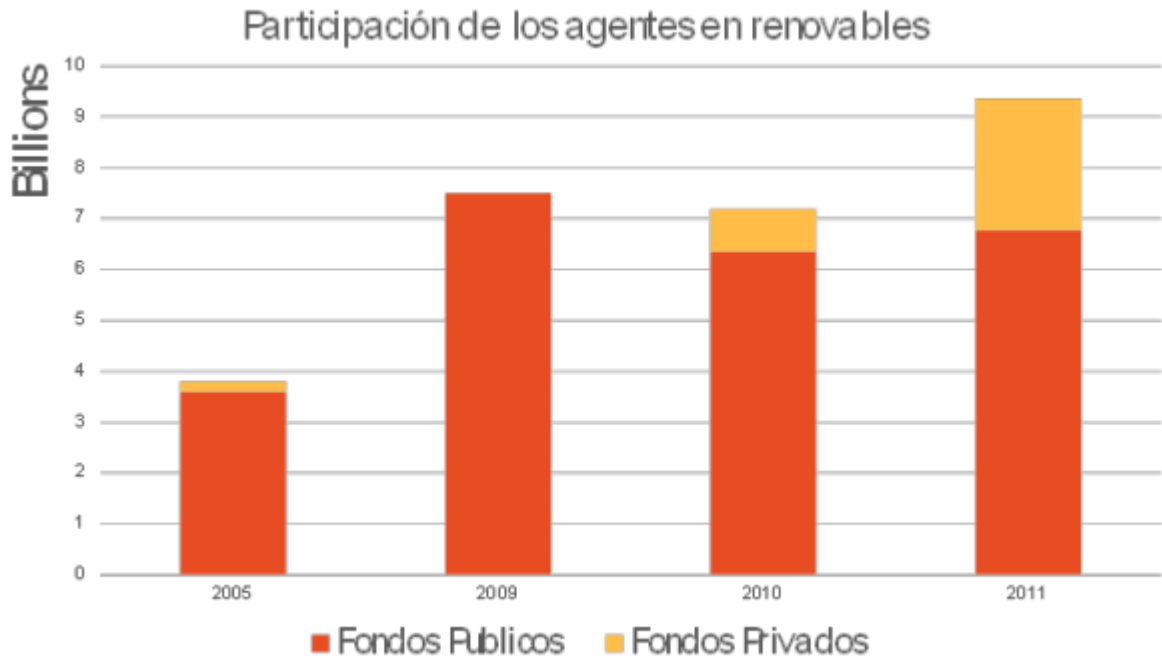
Portanto, trata-se de escolher uma das ferramentas disponíveis (no caso do Brasil, *primeiro feed-in tariffs*, depois compra pública) para resolver o problema identificado. Seguindo a mesma lógica, podemos imaginar que poderíamos usar esta mesma caixa de ferramentas na Argentina (para fazer face ao mesmo conjunto de falhas de mercado). Neste contexto, na Argentina, também se escolheu o mecanismo de compra pública através de leilões dedicados. Infelizmente, no caso Argentino, pouco investimento foi observado. Onde falhou o raciocínio?

O problema dessa historinha das políticas de promoção de renováveis é que metade do problema fica do lado de fora. Concretamente, entre as falhas de mercado que devemos considerar está o problema de que os mercados não alocam intertemporalmente os recursos de forma eficiente. Ou seja, os mercados não são perfeitos na resolução do problema financeiro: decidir quanto vale um bem amanhã em relação a quanto vale hoje. Este é um problema que frequentemente aparece na América do Sul quando pensamos em infraestrutura. Para resolver esse problema, existe uma caixa de ferramentas diferente, que objetiva definir a intervenção pública no problema de financiamento.

Mesmo que exista uma tendência a esquecer esse conjunto de ferramentas e o seu papel no desenvolvimento do mercado de renováveis no Brasil, empréstimos públicos foram extensivamente usados no Brasil. Por outro lado, esse tipo de instrumento foi pouco significativo na experiência argentina; o que

pode explicar a diferença de resultados de mecanismos de promoção de renováveis, a princípio, muito similares.

O gráfico abaixo mostra a relevância dos empréstimos públicos no Brasil em diferentes anos.



Portanto, até aqui, a mensagem poderia ser resumida como: existem dois tipos de problema quando se confia só no mercado como mecanismo de coordenação (falha no mercado *spot* e falha no mercado financeiro). Cada problema tem a sua própria caixa de ferramentas, e o Brasil escolheu com sucesso entre essas possibilidades: leilões para o primeiro tipo de problema, empréstimo público para o segundo.

O problema é que atualmente surgem sinais de limitações na capacidade pública para financiar usando empréstimos. Consequentemente, voltamos para a primeira pergunta: isto significará uma paralisia no investimento em renováveis? Poderemos enfrentar no futuro uma situação próxima ao mercado argentino, em que a capacidade mesmo sendo vendida em leilão não seja construída? Não necessariamente. Empréstimo público não é a única ferramenta na caixa de ferramentas da intervenção pública no mercado financeiro. Concretamente, existem pelo menos outros dois grandes grupos de atuações. Os dois visando facilitar a participação do capital privado no financiamento de projetos e que não foram comentados até agora: investimento público em *equity* e cobertura de riscos específicos.

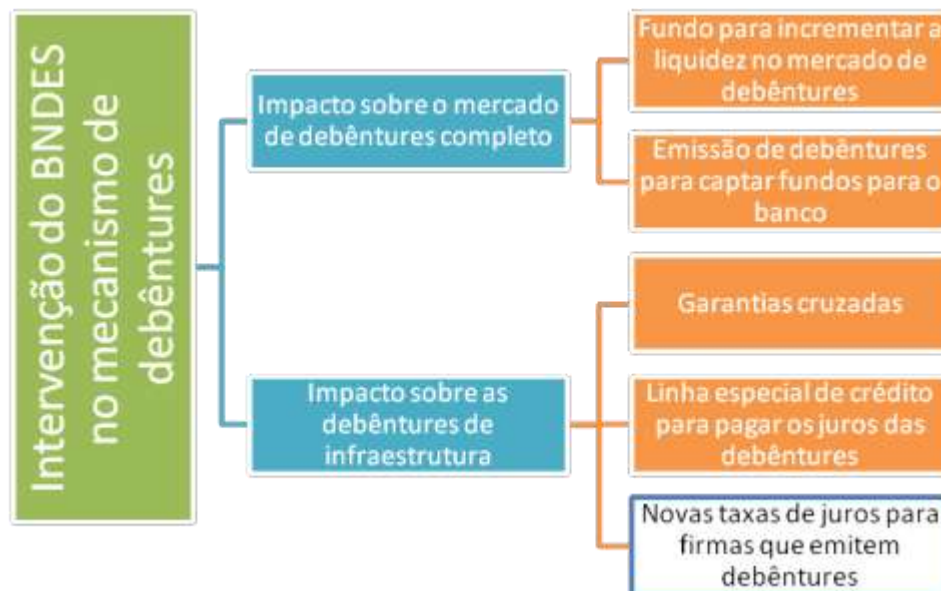
Outra estratégia: facilitar a entrada de capital privado

Nesse sentido, o Brasil já começou a procura de soluções. Em particular, existe um crescente interesse na debênture como ferramenta que mistura novos elementos no papel da intervenção pública. Por um lado, a debênture é um

título de dívida que emite uma empresa. Por outro, pode existir intervenção pública em relação às suas condições: prazo, remuneração, etc. A parte superior da Figura 1 representa esquematicamente a intervenção do BNDES (real e proposta) no mercado de debêntures, com os objetivos principais: (i) o papel como *'market maker'*, ou seja, a criação de um fundo para ser contraparte no mercado de debêntures em geral e assim proporcionar liquidez ao mesmo; (ii) atuar como uma empresa que emite debêntures, a assim obter fundos para o banco; (iii) atuar atenuando os riscos envolvidos na emissão de debêntures (de infraestrutura).

Do ponto de vista do financiamento de energias renováveis, a lei 12.431 /2011 tem uma marcada relevância, visto que introduziu um instrumento novo de facilitação de entrada de capital privado: as debêntures de infraestrutura.

Figura 1. Participação do BNDES no mercado de debêntures



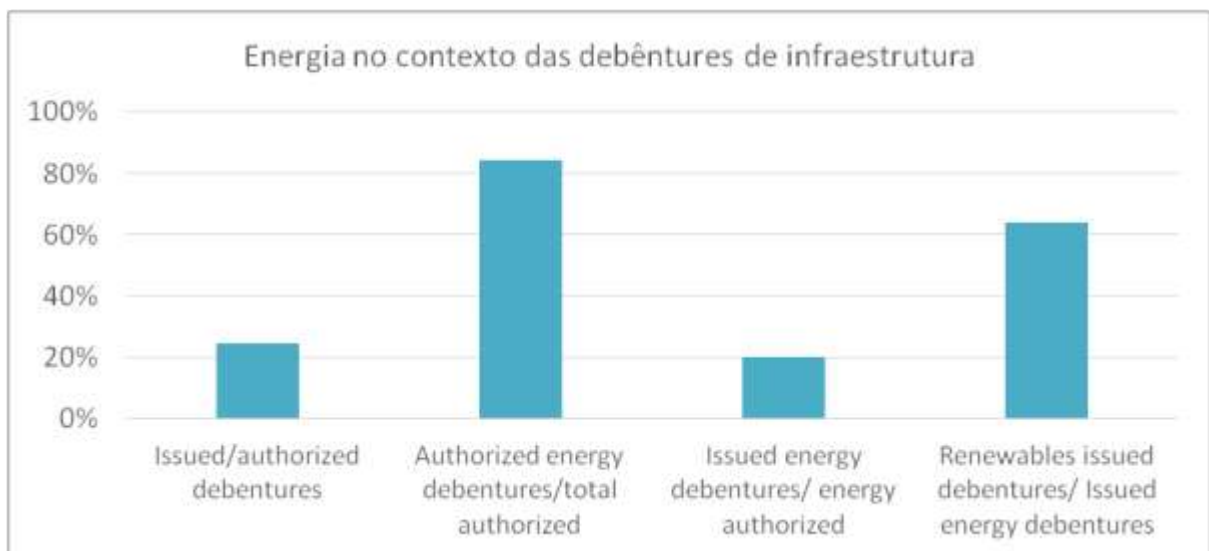
As debêntures de infraestrutura são debêntures com condições especiais (mais favoráveis) associadas com projetos de infraestrutura. Para tanto é necessário que o projeto seja reconhecido como essencial para infraestrutura e depende da decisão do ministério competente, o Ministério de Minas e Energia no caso das renováveis. A Figura 1 representa a participação do BNDES nos mecanismos de debêntures de infraestrutura. O primeiro instrumento é as garantias cruzadas: refere-se à relação entre o *default* nas debêntures e o *default* no empréstimo tradicional num mesmo projeto. Estabelece-se que o *default* na debênture significará um *default* com o BNDES e afetará à capacidade futura de financiamento da empresa através de empréstimos. Trata-se, portanto, de um instrumento voltado para a melhora do risco de crédito. O segundo, que representa uma atuação no mesmo sentido, é a criação de uma linha especial de crédito para assegurar o pagamento dos juros das debêntures. Finalmente, uma medida que está sendo proposta é a criação de taxas de juros favoráveis para as empresas que emitem debêntures (que criaria incentivo ao uso deste mecanismo, diminuindo o custo do financiamento total do projeto o que geraria aumento da liquidez nos mercados e, portanto, facilitaria a gestão de riscos

através do uso de debêntures). Vale ressaltar que todas as medidas relacionadas com as debêntures de infraestrutura são recentes, e, portanto, é difícil avaliar os seus resultados (ainda mais quando nos últimos anos aparece um ambiente econômico desfavorável).

Na Figura 2 podemos apontar dois resultados importantes. Por um lado, com se mostra, na relação entre debêntures emitidas e debêntures que foram autorizadas (geral e de energia), que apesar de uma grande procura pela permissão em emitir debêntures de infraestrutura, a porcentagem realmente emitida é baixa.

Por outro lado, os mercados de energia são um dos principais beneficiários das novas debêntures de infraestrutura (com se observa na relação entre debêntures associadas com projetos de energia e o total).

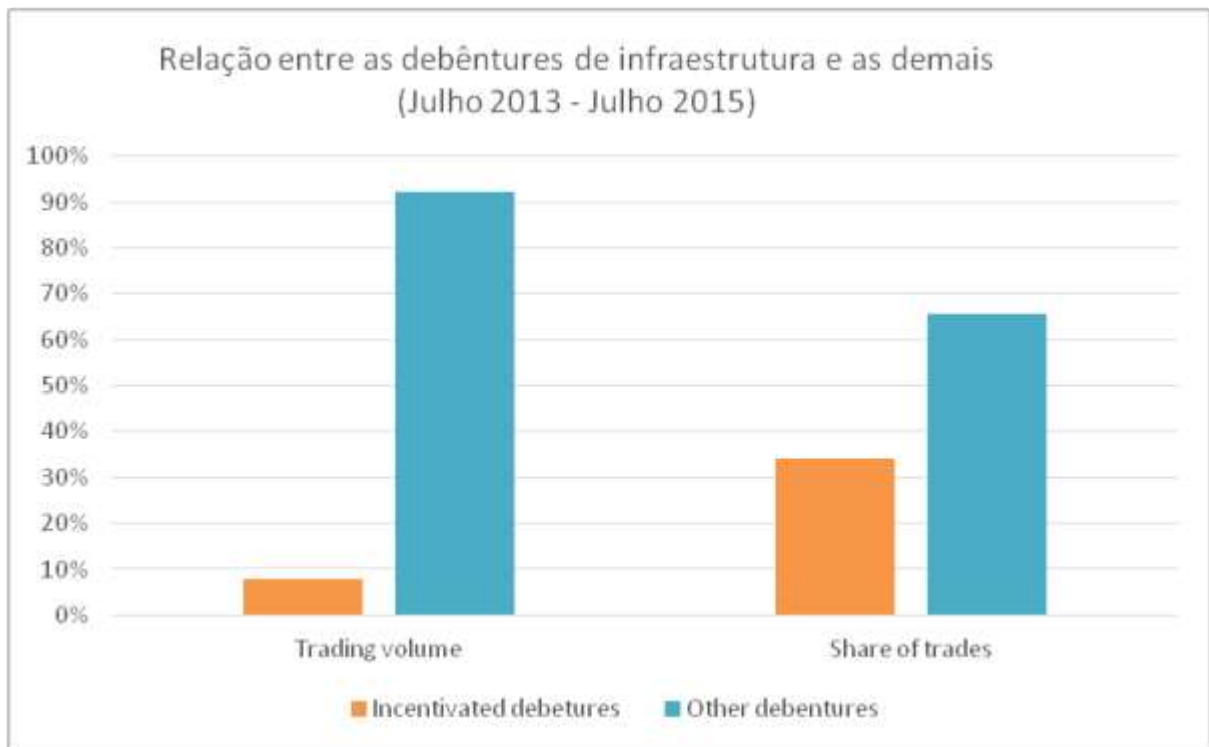
Figura 2. Importância das debêntures no investimento em infraestruturas de energia



Ademais, dentre esses projetos de energia que emitiram debêntures, os projetos de energias renováveis jogam um papel relevante com mais de 60% (projetos de transmissão, por exemplo, completam a conta).

As debêntures de infraestrutura parecem uma solução interessante para o financiamento de renováveis, mas ainda possuem impacto limitado, tanto se considerarmos o volume quanto a duração do mecanismo. As debêntures de infraestrutura são instrumentos novos, e apesar das vantagens (como isenção de alguns impostos), ainda tem relevância limitada se considerado o mercado de debêntures no Brasil.

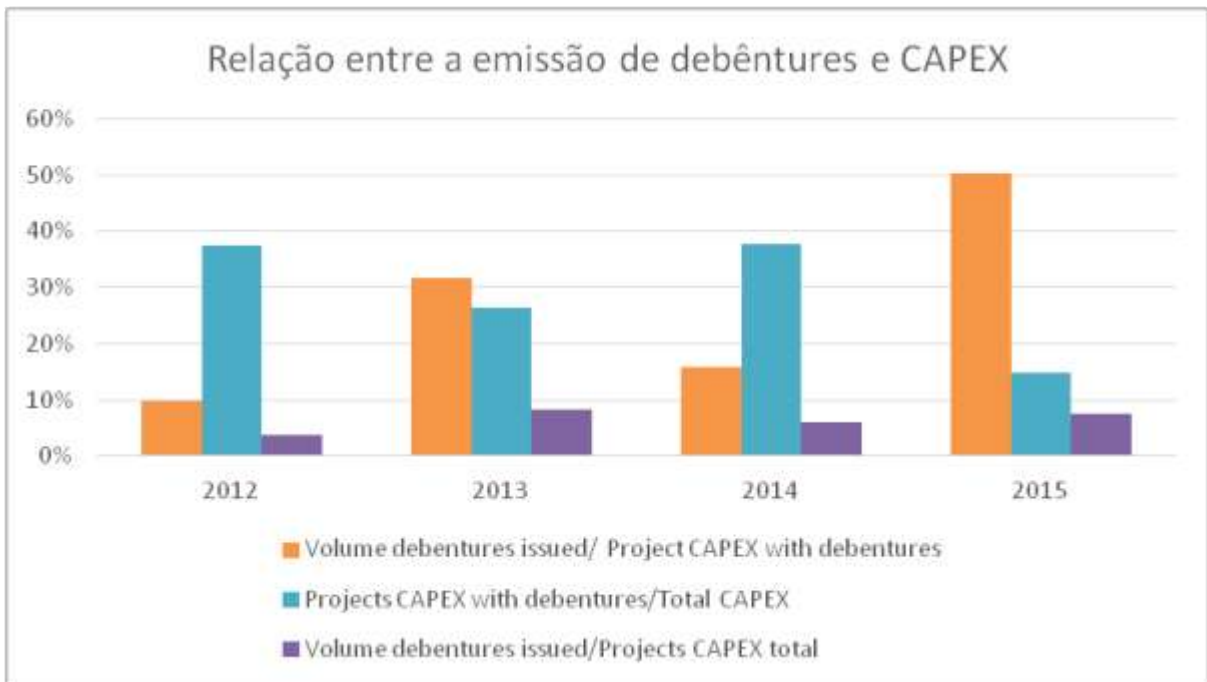
Figura 3. Participação das debêntures de infraestrutura no mercado de debêntures



Fonte: SEAE, Boletim Julho de 2015

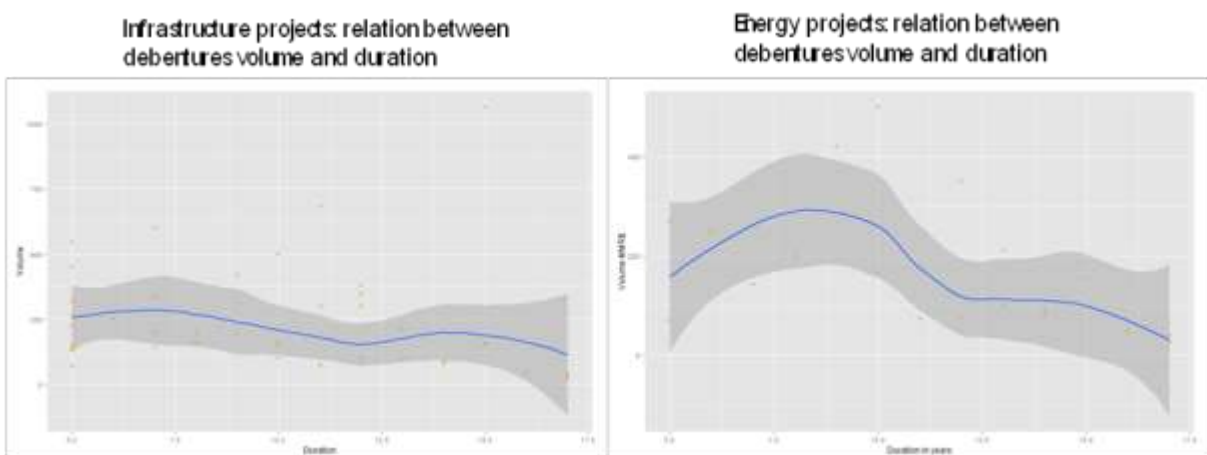
Como se mostra na Figura 3, ainda não se conseguiu uma introdução consistente das debêntures de infraestrutura, tanto no que se refere ao volume quanto à quantidade de transação.

Na Figura 4, podemos observar a importância das debêntures de infraestrutura nos projetos em curso entre 2012 e 2015. Observa-se que a porcentagem do CAPEX dos projetos de infraestrutura financiada com esses instrumentos é ainda limitada. Também existe um aumento da participação do valor recolhido com as debêntures em relação ao CAPEX dos projetos que emitiram debêntures (barra amarela). Contudo, observar (barra roxa) que a relação entre o volume de debêntures emitidas e o CAPEX total dos projetos não aumentou. Da mesma forma, pode-se observar que a porcentagem de CAPEX das empresas que emitem debênture em relação ao CAPEX total também não aumentou (barra azul). Estes dados, no entanto, devem ser ponderados pela mudança no ambiente econômico que impactaram a percepção de risco dos agentes.

Figura 4. Financiamento de CAPEX com debêntures

Fonte: SEAE, Boletim Julho de 2015

Finalmente, cabe perguntar se as durações das debêntures de infraestrutura emitidas possuem prazos suficientes para permitir o financiamento de renováveis.

Figura 5. Relação entre o volume e a duração das debêntures

Fonte: elaboração própria com dados de ANBIMA (2015).

Na Figura 5 podemos observar que o volume associado com as debêntures decresce com o prazo das mesmas. Este decréscimo é ainda mais acentuado nas debêntures de projetos de energia (gráfico à direita). Isto representa uma dificuldade relevante para as debêntures funcionarem como substitutos dos

empréstimos públicos que foram usados para desenvolver as renováveis no Brasil. Os projetos de renováveis precisam de investimentos grandes e, conseqüentemente, de ferramentas de gestão de risco de longo prazo. Nesse contexto, duas possíveis soluções podem ser pensadas: ou bem se colocam no mercado produtos de mais longo prazo, ou bem se aumenta a liquidez dos mercados de debêntures, para permitir um ajuste dinâmico dessas posições de risco.

Algumas conclusões preliminares

Os empréstimos do BNDES têm jogado um papel fundamental no desenvolvimento das energias renováveis no Brasil. Contudo, os limites que este tipo de financiamento enfrenta atualmente (e que provavelmente enfrentará no futuro) sugerem que mecanismos alternativos devem ser considerados. Confiar exclusivamente no mercado de capitais para substituir o BNDES não parece uma solução provável. Portanto, parece interessante considerar mecanismos alternativos de intervenção pública que facilitem a entrada de capital privado no mercado de renováveis. Nesse sentido, o Brasil já começou se movimentar com a lei das debêntures de infraestrutura. No entanto, a observação dos resultados até agora sugerem que medidas adicionais deverão ser tomadas, o que implicará um profundo redesenho da intervenção pública no mercado de financiamento de renováveis. E não podemos esperar para começar este redesenho, lembrando que as novas tecnologias (como a solar) vão sofrer os impactos das restrições ao financiamento mais severamente do que tecnologias mais estabelecidas (como a eólica).

O mercado de GNL do futuro: risco ou oportunidade para o Brasil?

Por Yanna Clara

O mercado de gás natural brasileiro depende fortemente de importações. Em 2014, o gás importado totalizou 52% da oferta nacional, resultado bastante influenciado pelo despacho contínuo das térmicas que vem ocorrendo desde 2012. As importações são provenientes principalmente da Bolívia, mas o Gás Natural Liquefeito (GNL) vem assumindo papel importante no suprimento do energético.

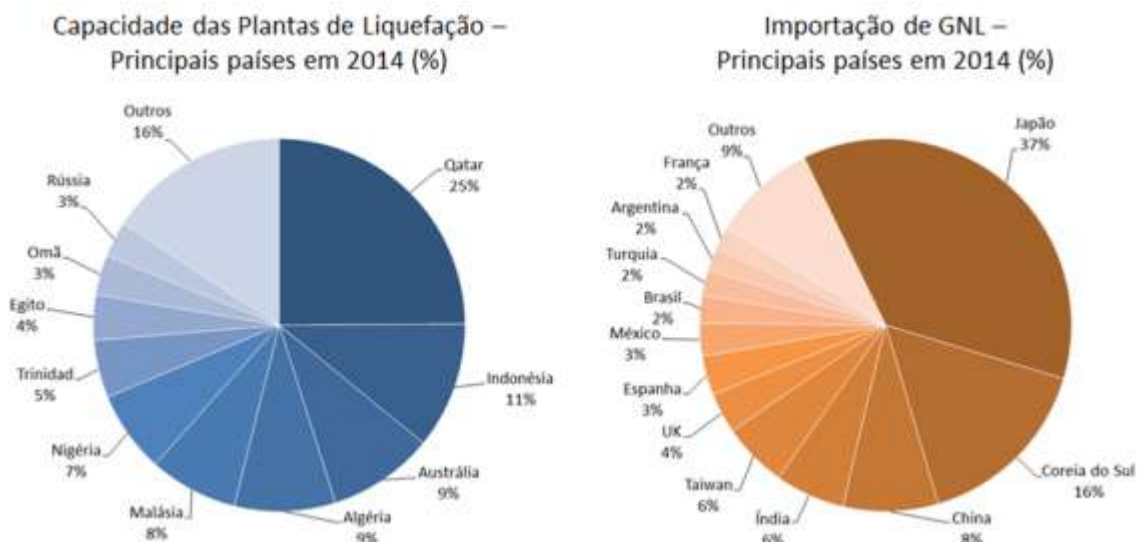
A perspectiva é que a importação de GNL no Brasil se intensifique, devido a incertezas quanto ao futuro do fornecimento de gás boliviano com o término do contrato em 2019, assim como a incertezas do gás proveniente do Pré-Sal. Com o GNL se firmando no mercado energético brasileiro, torna-se crucial uma avaliação da posição do Brasil dentro do contexto internacional.

A atual configuração do mercado internacional de GNL e tendências para o futuro

O gás natural corresponde a aproximadamente 25% da demanda energética mundial, dos quais 10% são supridas via GNL. O GNL cresceu mais do que qualquer outra fonte de gás natural do mundo – uma média de 7% ao ano desde 2000, o que resultou em uma perspectiva de maior integração e flexibilidade para importantes mercados mundiais (IGU, 2015).

Atualmente, existem 38 plantas de liquefação de gás natural em 21 países. O Oriente Médio possui a maior parcela da capacidade de liquefação mundial, com 34% do total, sendo 25% proveniente somente do Qatar, o maior exportador do energético no mundo.

Com esta posição dominante, o Qatar atua como “*swing supplier*” entre o mercado Asiático e Europeu. Com sua localização geográfica privilegiada e equidistante aos mercados europeus e asiáticos, o Qatar consegue arbitrar e vender para a região que oferecer maior preço no mercado *spot*. Dessa forma, o país consegue exercer seu poder de mercado: ao vender GNL para Europa, o Qatar consegue manter os preços na Ásia mais elevados (Fattouh et al, 2015).



Fonte: Elaboração Própria com dados do IGU.

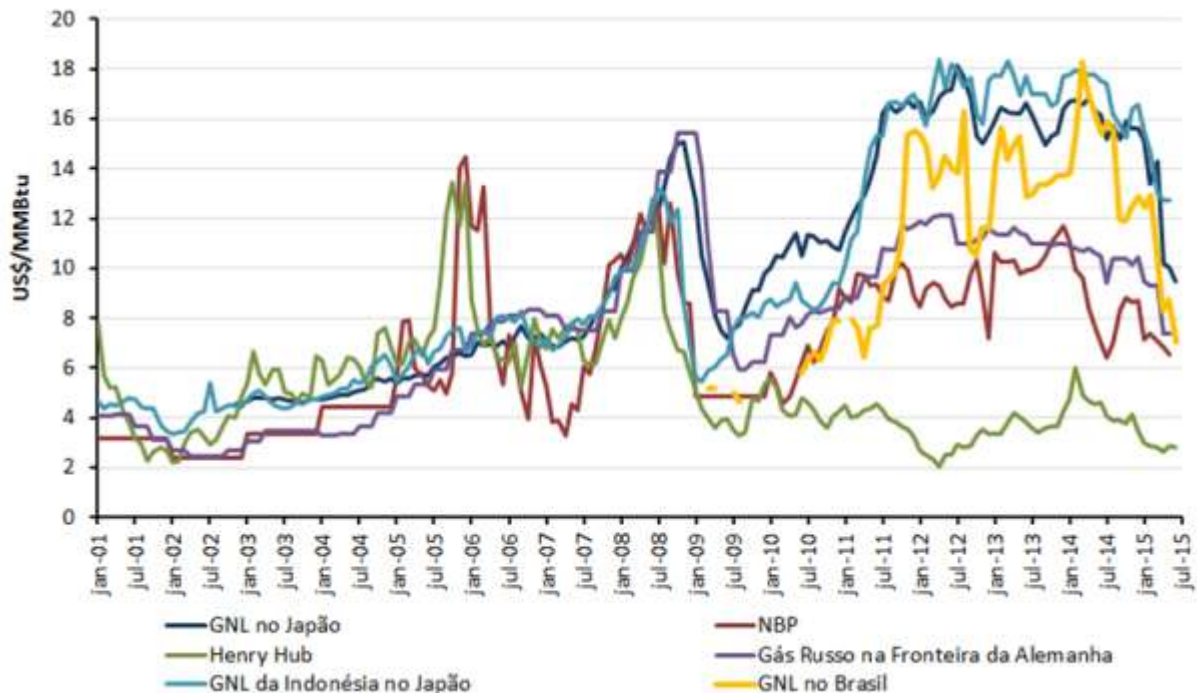
Pelo lado da demanda, a região do Pacífico Asiático é a maior consumidora do energético atualmente. O maior país importador de GNL é o Japão, que teve sua estrutura energética fortemente afetada após o acidente nuclear de Fukushima, em 2011, que resultou no desligamento de todas as plantas nucleares. Dessa forma, o país se tornou altamente dependente de importações de GNL para suprir sua demanda elétrica.

A Europa é a segunda maior região consumidora de GNL, em países como Reino Unido, Espanha e França. Certos países da Europa são altamente dependentes de importações de gás natural provenientes principalmente da Rússia, Argélia e Noruega.

Nos países da Ásia e Ásia Pacífico, a maior parte da demanda é suprida por contratos indexados ao petróleo e de longo prazo com alguma importação complementar do mercado *spot* (Ver Colomer, 2015). Desde 2011, com o desastre de Fukushima, o comércio *spot* se intensificou, elevando consideravelmente seus preços (como podemos observar no gráfico abaixo, que apresenta os preços de GNL no Japão e no Brasil).

Desde o início do ano de 2015, os preços de GNL vêm caindo progressivamente. São algumas razões conjunturais que levaram a este resultado: (i) a queda abrupta do preço do petróleo, reduzindo o valor do GNL indexado a este; (ii) a demanda estagnada dos países europeus; e (iii) a demanda chinesa menos promissora do que o esperado. O resultado foi uma aproximação dos diversos preços de GNL ao preço do *hub* europeu, o NBP.

Comparação entre preços internacionais de gás natural – 2001-2015 (US\$/MMBtu)



Fonte: Elaboração Própria com dados do MME, Indextmundi e EIA.

Existem incertezas para o futuro do mercado de GNL tanto pelo lado da oferta como da demanda, que deverão impactar os preços futuros. Primeiramente, existem diversos projetos de plantas de liquefação em vários países, que irão incrementar fortemente a oferta mundial do energético. Atualmente, são aproximadamente 74 projetos identificados nos EUA, Canadá e Austrália, alguns já próximos de alcançarem o FID (Final Investment Decision). Destes, 15 projetos estão em construção e irão adicionar 127 MTPA (aprox. 473 MMm³/d) de capacidade entre 2015 e 2019 (IGU, 2015). Esses projetos representam 42% da capacidade atual de liquefação e aproximadamente metade do volume comercializado em 2014, o qual alcançou o patamar de 241 MTPA (aprox. 898 MMm³/d).

São dois os desdobramentos importantes relativos ao cenário de incremento de oferta: (i) o Qatar perderá poder de mercado pela diversificação de *players*; e (ii) com a entrada do *shale gas* no mercado internacional, os preços tenderão a ser mais competitivos.

Pelo lado da demanda, dois fatores serão determinantes das condições futuras do mercado de GNL. A Europa vem diminuindo seu consumo de gás natural lentamente e pode vir a não substituir o gás russo pelas importações de GNL. Outro fator são as mudanças no mercado asiático, principalmente Japão e China.

A demanda de gás da Europa diminuiu de 2013 para 2014, devido a alguns fatores que podem ser mantidos e intensificados no curto e médio prazo: (i)

mudança de algumas térmicas para o uso do carvão em substituição ao gás, devido o preço mais competitivo deste energético; (ii) o subsídio aos renováveis também deve retirar o mercado do gás natural na geração elétrica; (iii) a estagnação da economia europeia. Com a manutenção de tais fatores, a demanda de GNL pode vir a crescer menos do que o esperado nos próximos anos nos países europeus.

A Europa tem capacidade de regaseificação suficiente para substituir o gás russo, no entanto, os contratos com a Rússia são de longo prazo (até 2025) e seus preços são relativamente mais baixos se comparados ao GNL (Bordoff & Houser, 2014). Ou seja, é provável que o GNL não vá conseguir substituir o gás russo e se tornar um energético mais bem posicionado na matriz europeia. No entanto, é possível que um mercado de GNL mais competitivo, permita que a Europa pressione a Rússia por condições mais vantajosas em seus contratos.

No mercado asiático, o Japão iniciou o processo de religação das usinas nucleares do país, o que irá diminuir progressivamente sua necessidade de importar gás natural. Em contraponto, a China, apesar de estar crescendo aquém do esperado, deve continuar em trajetória de ascensão, necessitando cada vez mais do energético. O contrato assinado com a Rússia para o suprimento de gás natural a ser iniciado em 2019, porém, gera incerteza sobre a demanda de GNL naquele país.

A configuração do cenário descrito acima acarretaria em uma sobreoferta de GNL no médio prazo, tanto pela abundância de oferta proveniente dos novos projetos de liquefação em construção, como por uma demanda mais enxuta. Isso significa, no médio prazo, os preços do mercado *spot* vão continuar baixos, mantendo a tendência atual.

Nesse mesmo sentido, os preços de contratos de longo prazo também devem seguir em patamares baixos. Esses contratos vão continuar dependendo do preço do petróleo, o que significa que continuarão pressionados pelo Brent, não por condições de oferta e demanda de GNL. Como as projeções do Brent são bastantes conservadoras [1] para o futuro, espera-se que os preços do GNL mantenham-se igualmente em patamares mais baixos.

Nesse novo cenário de abundância do energético, novos contratos tendem a ser mais diversificados, como o caso dos contratos de GNL provenientes do *shale gas* americano que deverão ser indexados ao Henry Hub. Não só quanto ao indexador devem ser as mudanças, algumas cláusulas, como a de *take-or-pay*, devem se tornar mais flexíveis e vantajosas para os clientes. Com a diversificação dos contratos, espera-se que o mercado torne-se mais dinâmico, acarretando em uma maior convergência entre os preços do gás natural (Bordoff & Houser, 2014).

O cenário de médio prazo é de sobreoferta com pressão sobre os preços, porém no longo prazo, alguns projetos podem ser cancelados devido aos baixos preços do GNL, que não mais cobririam o valor do investimento em projetos *greenfield*, como é o caso de alguns dos projetos da Austrália e Canadá. Dessa forma, o mercado poderia se equilibrar em termos de oferta e demanda.

investimentos para a oferta doméstica de gás, especialmente dos recursos não associados e em terra. Nesse sentido, as mudanças no mercado de GNL representariam um risco para o desenvolvimento da indústria de gás natural nacional, ao impedir a viabilidade econômica de determinados projetos.

A dependência externa por si só já é um risco para a segurança energética do país, principalmente em um mercado como o do GNL, com tantas incertezas para o futuro e um histórico de alta volatilidade. No médio prazo a intensificação das importações de GNL pode ser a melhor solução e a economicamente viável, porém no longo prazo a dependência externa de um energético com tamanha importância como o gás natural pode trazer mais riscos que benefícios.

Referências:

Bordoff, J & Houser, T. (2014) American Gas to Rescue? The impact of US LNG exports on European security and Russian foreign policy. Center on Global Energy Policy, Columbia University, NY.

Colomer, M. Os impactos da queda do preço do petróleo no mercado de gás natural. Boletim Infopetro, Maio/Junho, Ano 15, n. 2, 2015.

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

IGU (2015). World LNG Report – 2015 edition.

Notas:

[1] O EIA vem realizando atualizações de sua projeção do Brent para o curto prazo para níveis cada vez mais baixos. No começo de 2015, a projeção era que o preço voltaria a patamares de US\$ 75 por barril. Já em sua última atualização, em agosto, o Departamento espera que o preço fique por volta de US\$ 60 por barril para o mesmo período.

Transição energética e reforma do mercado de eletricidade

Por Clarice Ferraz

Em seus últimos artigos no Boletim Infopetro, Ferraz (Ferraz, 2015) e Bicalho (Bicalho 2015b) vêm discutindo o impacto da participação em larga escala das fontes de energia renováveis intermitentes, chamada de “transição energética”. Constatando o inexorável avanço das fontes renováveis nas matrizes elétricas no mundo e no Brasil, os autores analisaram os impactos que tal transição provoca e, sobretudo, apontaram a urgência de se adaptar a organização do setor elétrico para que este logre continuar permitindo que se consuma eletricidade “*na quantidade que se quer, quando se quer e onde se quer*” (Bicalho, 2015a).

Uma vez apresentados os impactos que a mudança do perfil da oferta provoca, cabe agora estudar os elementos que estruturam a resposta a tais desafios. Em seguida, é necessário verificar se as respostas técnicas e organizacionais que vêm sendo estudadas ao redor do mundo se adequam às particularidades do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e à sua estrutura de financiamento e comercialização.

Como visto anteriormente, a intermitência e a não despachabilidade, características das novas renováveis, afetam a disponibilidade de eletricidade. Assim, para garantir a segurança de abastecimento, é preciso que os sistemas elétricos possuam maior flexibilidade e agilidade de resposta às oscilações da geração. Essa flexibilidade pode ser desenvolvida tanto do lado da oferta como do lado da demanda. Atualmente, as principais opções em oferta de flexibilidade que existem são:

- Estocagem;
- Maior capacidade de transmissão para integrar mercados distintos;
- Plantas despacháveis e
- Mecanismos de resposta da demanda

À medida que a participação das renováveis avança, maior a importância que assume cada um desses elementos.

Para cada um dos elementos de opções acima, é preciso se pensar se sua introdução nos mercados é possível em seu desenho atual e quais soluções se mostram mais facilmente implementáveis. Além disso, afora o desafio técnico que a maior demanda por flexibilidade representa, é preciso se pensar em respostas de mercado para viabilizar cada um dos elementos acima que podemos chamar de “produtos de flexibilidade”.

O mercado brasileiro de eletricidade é particular. Pode-se dizer que ele é um mercado puramente financeiro sem compromisso físico da entrega da energia contratada entre as partes – vendedora e compradora. A entrega física de eletricidade é verificada de forma independente e é dada pelo acompanhamento

do lastro negociado (Garantia Física). Sua performance na produção é a ligação do mercado com o meio físico da produção de energia. A expansão da capacidade instalada é dada por leilões que nada mais são do que mecanismos de capacidade, onde os vencedores ganham contratos de venda de eletricidade de longo prazo que eliminam riscos do negócios, facilitando o financiamento de suas atividades, e, inclusive garantem acesso a modalidades especiais de financiamento público.

Em mercados de energia do tipo *energy-only* (onde apenas a venda de eletricidade é remunerada) a entrada em massa de renováveis causa uma série de distorções. Concebidos para regiões onde o parque gerador é predominantemente termelétrico, as oscilações de geração levam à existência de preços marginais no atacado suscetíveis a serem muito baixos em um elevado número de horas por ano. Do mesmo modo, em ausência de geração, há picos de preços provocados pelo alto preço exigido pelos geradores capazes de suprir a demanda e que possuem poucas horas por ano para remunerar suas atividades. Assim, o sistema exige cada vez maior equilíbrio do sistema e serviços de reserva, enquanto as taxas de uso de plantas despacháveis flexíveis são reduzidas. A partir desses desequilíbrios, surge a preocupação de como os geradores irão recuperar seus custos e de como fornecer incentivos para que haja nível adequado de investimento em novos projetos.

Como colocado por Finon (2014), em estudo dedicado ao mercado elétrico europeu, os mercados não foram concebidos para uma larga participação de energias renováveis. Agora é preciso aperfeiçoar os mercados, completar a oferta por serviços de flexibilidade e criar uma demanda para esses serviços, sobretudo da parte dos geradores das novas energias renováveis para que estes assumam parte dos custos da adequação dos sistemas.

Assim, para esses diferentes desenhos de mercados, a questão principal é a mesma: como remunerar capacidade de reserva e de flexibilidade suficientes para garantir o equilíbrio do sistema elétrico diante do crescimento das novas fontes renováveis intermitentes? Para o mesmo desafio, estruturas de mercado distintas oferecem respostas distintas. Para financiar essa reserva, pode-se pensar em mercados de preços de equilíbrio em tempo real, serviços auxiliares, aquisição de capacidade de reserva e remuneração capacidade alvejado. Na França, no Reino Unido e na Itália, por exemplo, foram introduzidos recentemente mercados de capacidade.

Já para o Brasil, onde possuímos mecanismos de capacidade, se trata de repensar os leilões para que eles voltem a ser indutores da matriz energética desejada. Elementos importantes são: a introdução dos leilões ou incorporação de sinais locacionais que melhor distribuam a nova capacidade a ser construída e maior incentivo para que o investimento em transmissão proporcione uma melhor integração de nosso território a fim de que a entrada das novas renováveis beneficie o País como um todo e não seja limitado à região Nordeste. Outra questão crucial é a discussão sobre a criação de mecanismo de remuneração para a capacidade de reserva, ou estocagem, que valore a água de nossos reservatórios para que essa possa assumir seu papel estratégico de mitigar oscilações de carga e de oferta.

À medida que aumenta a introdução de geração intermitente, cada elemento de resposta presente na lista passa a ser mais valorizado. Resta justamente encontrar a estrutura e os mecanismos adequados para valorar tais elementos em nosso particular mercado de eletricidade.

Referências:

Bicalho, R. O setor elétrico em transformação. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 15, n. 4, 2015 a.

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 b.

Ferraz, C. Expansão da participação das fontes intermitentes: adaptações necessárias. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 15, n. 3, 2015.

Finnon, D. Le besoin de marchés de la flexibilité: l'adaptation du design des marchés électriques aux productions d'énergies renouvelables: CEEM Working Paper. Paris: Chaire European Electricity Markets - Fondation Paris-Dauphine, 2014

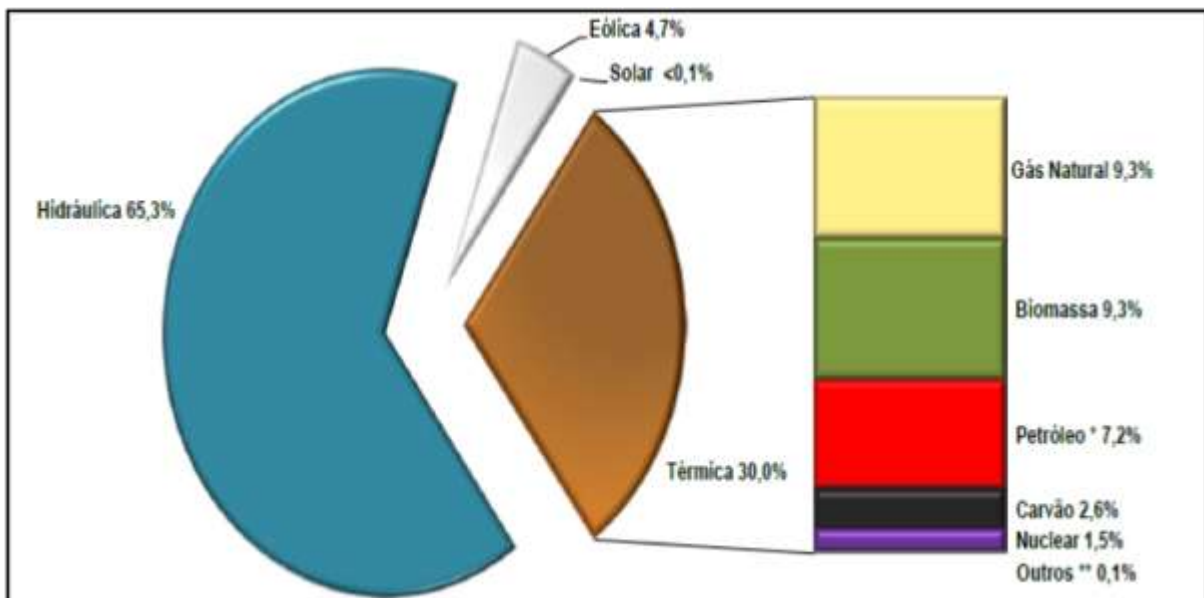
O setor elétrico brasileiro e suas incertezas

Por Renato Queiroz

No setor elétrico brasileiro a distinção entre crises no passado e no presente é apenas uma ilusão teimosamente persistente.

A geração de energia elétrica no Brasil foi estruturada com base em usinas hidroelétricas, aproveitando a situação privilegiada do país com grandes rios de planalto, abastecidos por abundantes chuvas tropicais. Hoje, a matriz de capacidade instalada de energia elétrica é bem mais diversificada, mas tem, ainda, a fonte hidráulica participando com mais de 65% (Figura 1).

Figura 1 – Matriz de capacidade instalada de energia elétrica.



FONTE: MME – Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de julho de 2015

Para escoar toda essa produção de energia elétrica das centrais geradoras aos centros de consumo, uma grande malha de transmissão foi sendo construída, bem como inúmeras subestações. O sistema elétrico brasileiro hoje tem 126.652 km de linhas de transmissão instaladas (Figura 2).

Figura 2 – Matriz de capacidade instalada de energia elétrica.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	52.954	41,8%
345 kV	10.303	8,1%
440 kV	6.741	5,3%
500 kV	41.155	32,5%
600 kV (CC)	12.816	10,1%
750 kV	2.683	2,1%
Total SEB	126.652	100,0%

FONTE: MME – Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico – julho 2015

Praticamente o Brasil todo é interligado, permitindo que as regiões troquem eletricidade entre si. Os resultados na estruturação da matriz elétrica atual foram bem positivos e mostram que o setor foi uma escola para a formação de um conjunto de profissionais especializados como: engenheiros, físicos, matemáticos, economistas, biólogos, técnicos e projetistas que atuaram tanto no setor estatal como no setor privado com competência reconhecida no Brasil e no exterior. A gestão institucional e o planejamento de médio e longo prazos trouxeram uma racionalização da operação e expansão da oferta de energia elétrica. Afinal, o Brasil com dimensões continentais é singular na geração hidroelétrica com sua malha de interligação do sistema elétrico em seu vasto território.

Mas para chegar até aqui o setor elétrico passou por várias crises. E parece que essa angústia de viver em crises não terminou.

Ao revisar os momentos de crise que o setor elétrico vivenciou no passado e o ambiente político-econômico do País, verifica-se que há semelhanças com a atualidade. E muitas ações foram equivocadas ou não trouxeram resultados positivos a longo prazo. Vale, ainda, refletir que muitas dessas ações ou ideias podem ainda estar sendo repetidas ou até sugeridas hoje em dia. Ou seja, o

ensinamento de que olhar o passado pode evitar a repetição dos mesmos erros nem sempre é verdade.

Há um fato comum nas crises: a grande teimosia de profissionais, gestores do setor, em não assumirem que o modelo setorial está em crise. Teimosamente ou cautelosamente custam a admitir que o timing para mudanças estruturais esteja passando e quanto mais são postergadas as decisões, mais a sociedade é afetada. Certamente a decisão para mudar ou voltar atrás em medidas equivocadas cabe à hierarquia superior que está na esfera da política de governo. Há um reconhecimento entre atores privados e estatais do papel do Estado, atuando na coordenação e nas estratégias para atrair capital privado sempre na busca da segurança energética do País. Mas o mais grave é quando os técnicos se calam protegendo-se na premissa de que a decisão por mudanças está em um patamar superior e não querem receber recusas ou até advertências em suas propostas.

A estruturação do setor elétrico partiu de um arcabouço regulatório formalizado no Código de Águas em 1934, dando à União a competência de legislar, outorgar concessões de serviços públicos, antes regidos por contratos assinados com estados e municípios. Uma nova política do setor elétrico estipulou que a tarifa fosse fixada na forma de “serviço pelo custo”. O objetivo, segundo a legislação, era garantir ao agente prestador do serviço a cobertura dos custos de operação, cotas de depreciação e reversão à remuneração do capital investido.

As condições de restrições econômicas, que o Brasil sofreu em face da crise internacional decorrente da II guerra mundial, levaram o país a ter dificuldades em importar peças e equipamentos e outras restrições. No caso do setor elétrico, a estratégia foi o Estado passar a ser também um produtor de energia. Um exemplo foi a criação da companhia CHESF – Companhia Hidroelétrica do Vale do São Francisco – em 1945. Nesse ambiente foi estabelecido um modelo centralizado de planejamento. A história do setor lista uma série de planos, comissões mistas até a formação de uma holding e subsidiárias para planejar e administrar a construção de usinas geradoras e de linhas de transmissão, bem como a sua operação. Surge a Eletrobrás.

O modelo foi sendo aperfeiçoado com bons resultados até a década de 70, quando há um comprometimento de sustentabilidade do setor elétrico por conta, sobretudo, de políticas econômicas. O setor elétrico foi usado como captador de recursos externos, bem como para controle da inflação com forte contenção de suas tarifas. O uso do setor para atender a diretrizes econômicas do governo afetou a remuneração garantida das empresas e um significativo passivo setorial foi se formando. O país passou a viver um período de recessão com uma desvalorização cambial com grandes reflexos no setor elétrico. Verifica-se que medidas pontuais de governo foram sendo criadas na busca de soluções. O resultado foi um grande desequilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico brasileiro. Nesse ambiente os investimentos foram insuficientes para atender ao consumo de uma sociedade ávida de eletricidade.

Face à falência do modelo, já na década de 90, são estabelecidas regras buscando resolver a situação. A Lei 8631/93, por exemplo, denominada no jargão do setor como “Lei de Encontro de Contas” ou “Lei Eliseu Resende” veio acalmar o inferno em que vivia o setor, trazendo alterações significativas. Um

dos pilares dessa Lei foi expurgar o passivo setorial na busca de atrair o capital privado. Essa Lei, complementada por decretos e atos regulatórios, trouxe resultados positivos para o setor. Um deles, que era a preocupação do governo, foi a valorização do braço estratégico do setor, a Eletrobrás. De fato, em menos de 2 anos, o valor de mercado da Eletrobrás subiu praticamente 10 vezes e a ação da holding chegou a ser uma das mais negociadas na Bolsa. No entanto, cabe registrar que o montante total da dívida de cerca de US\$ 28 bilhões, nesse “encontro de contas”, foi para o Tesouro Nacional.

Veio o programa de estabilização econômica em 1994, o Plano Real, e com ele o Programa Nacional de Desestatização com a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Uma série de Leis e portarias foi estabelecida para a criação de um modelo privado/estatal no setor. Há avaliações de especialistas que, nesse conjunto de mudanças, muitas ações foram açodadas sem um planejamento estratégico para o País. E um dos fatos mais emblemáticos que levaram muitos a desconfiarem do êxito das mudanças foram os apagões constantes nos estados do RJ e ES logo após a privatização das distribuidoras de eletricidade desses estados. Na ânsia de privatizar rapidamente algumas Concessionárias de eletricidade aplicou-se um modelo de privatização, mesmo sem uma entidade reguladora.

Com a implantação do modelo, um novo inferno de crise no setor parecia estar longe. Ledo engano. O diabo voltou com toda a força, trazendo a crise de geração de energia após medidas equivocadas de governo. O resultado foi o racionamento de 2001.

A saída foi chamar uma nova turma para apagar o fogo. Surge assim, em 2004, um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. O profissional afeto ao setor conhece muito bem o que foi ajustado e introduzido quando da implantação dessa legislação. Não cabe aqui detalhar. Para muitos parecia que o novo modelo chegaria para resolver os riscos da falta de abastecimento de energia elétrica que causou tantos danos à sociedade. Uma esperança de preços módicos, que permitiriam à indústria e ao comércio trabalharem com baixos custos de eletricidade e proporcionariam à população contas de luz acessíveis aos seus bolsos, se extinguiu.

Como ocorreu em várias situações anteriores, quando o modelo começa a dar sinais de esgotamento, os gestores governamentais insistem em fecharem seus ouvidos a especialistas ou mesmo a seus técnicos que alertam para o risco de abastecimento. Demoram a tomar suas decisões. Assim, hoje, o setor elétrico vive driblando, com ações pontuais, uma crise de abastecimento. Uma verdadeira colcha de retalhos vem sendo criada sem um eixo central que estructure uma eficiente reforma do setor.

Há situações de dificuldades em todos os segmentos da cadeia, desde os geradores e distribuidores até os consumidores. O governo acusa S. Pedro, pois não chegam as esperadas chuvas para encherem os reservatórios, causando os riscos hidrológicos. Há especialistas afirmando que o grande culpado é o modelo do setor, incompatível com a realidade.

De concreto são os sucessivos aumentos dos preços da energia para os consumidores industriais, comerciais e residenciais. E não há perspectivas de reversão desse processo. As térmicas continuam em 2015 em pleno despacho trazendo custos elevados. Cabe lembrar que, anteriormente, os recursos do tesouro e empréstimos bancários foram acionados para cobrirem custos das Distribuidoras provenientes de compras de energia no mercado de curto prazo que chegaram a preços estratosféricos. Essa conta total deve ultrapassar R\$ 37 bilhões e será paga em suaves prestações por quase 5 anos pelos consumidores. Agora, em um quadro de realismo tarifário, os consumidores arcarão com esses custos repassados pelas Distribuidoras nas revisões tarifárias.

De um lado os aumentos buscam recuperar as condições de investimentos das Distribuidoras. Por outro lado os consumidores vão ter seus custos de eletricidade aumentados. Mas será que essas medidas trarão fôlego suficiente para essas Concessionárias? A crise e o aumento de tarifas diminuem a demanda, o que reflete no faturamento dessas empresas. Há ainda os riscos hidrológicos das usinas cotizadas. Uma preocupação para o setor de distribuição.

Mas se não houvesse essa equação financeira, o setor quebraria? Certamente. Mas não foi um forte sinal de crise? E por que isso não é admitido? Teimosia para mudanças, incapacidade de governança no setor?

Do lado da geração há um inferno também. As geradoras nesse contexto foram obrigadas a cumprir seus contratos comprando energia no mercado spot. A consequência foi a formação de um passivo financeiro que vai desaguar nas contas dos consumidores: o chamado GSF – Generating Scaling Factor que é a diferença entre a energia contratada pelas hidrelétricas e a que foi gerada (a menor). Os órgãos de governo voltados ao setor elétrico demoraram a admitir que fosse necessário encarar esse imbróglio. E só recentemente editou uma nova Medida Provisória, MP 688, criando procedimentos para reduzir o risco dos geradores. Cabe explicitar que a MP 688 não satisfaz a todos os atores envolvidos nessa situação, o que leva a questionamentos jurídicos.

Para complicar a situação, vem a revolta das geradoras estatais federais. Com grandes prejuízos, enfraquecida financeiramente, a Eletrobrás culpa a gestão do sistema. Certamente alguém já pensou em responder à holding com a expressão da língua portuguesa: “Agora Inês é morta”, o que significa “não adianta mais nada”.

A crise do setor elétrico é profunda, pois está no âmago do modelo. Em consequência faltam: recursos financeiros, governança, maior integração do planejamento com a operação, confiança para manter a segurança energética, sobretudo quanto aos impasses ambientais e sociais na construção de usinas hidroelétricas na região norte e na conclusão da usina nuclear de Angra III.

As soluções para equacionar problemas à medida que vão surgindo podem se esgotar, chegando-se a um impasse. Hoje a CCEE contabiliza mais de 10 liminares contra o déficit hídrico e o mercado teme inadimplência. A situação é preocupante. Empresas com sobras de energia optam por vendê-las com valor mais baixo, pois não querem aguardar para liquidar os contratos na CCEE, face

a um possível ambiente de inadimplência. Esse é um sinal mais do que vermelho para quem está sentado nas cadeiras de decisão do setor.

Uma das consequências dessa situação, que é muito ruim, é a falta de credibilidade dos investidores para o setor, dos agentes e até mesmo dos técnicos que para preservarem seus empregos se calam.

Importante, assim, é montar uma agenda para o amanhã do setor elétrico. Uma hipótese seria constituir um grande Comitê, Grupo de trabalho, Comissão ou similar para discutir uma nova modelagem para o setor elétrico. Um Grupo certamente capitaneado pelo Ministério das Minas e Energia com a presença de associações de indústrias, do comércio, de associações de geradores, distribuidores e produtores independentes, da Eletrobrás, como um agente de mercado estatal, e da Academia. O Grupo precisa ter respaldo e as soluções podem vir desses agentes que atuam no Brasil. Não se pode cair na tentação de buscar uma consultoria internacional, como outrora, com propostas trazidas de experiências de um ambiente diferente do País. Enfim, um novo acordo tem que ser alcançado.

Mas, ao contrário, se continuarmos aguardando as chuvas chegarem, a crise econômica e a crise política arrefecerem etc. para estruturar uma reforma no setor, poderão surgir ideias como uma nova ilusão teimosamente persistente.

Nesse contexto o Grupo de Economia da Energia vem promovendo debates chamados “Caminhos para a Retomada” abertos à participação da sociedade. São convidados especialistas para contribuírem com uma discussão de uma agenda positiva para a crise da indústria de energia por que passa o País. Na última 6ª feira, dia 02 de outubro, na Casa da Ciência da UFRJ no Rio de Janeiro foi realizado um debate específico sobre a crise do Setor Elétrico Brasileiro.[i]

Ao final do debate pediu-se a cada um dos debatedores presentes que apontasse em uma palavra o principal eixo de direcionamento para uma saída para a crise do Setor. As respostas foram: governança, sustentabilidade e eficiência econômica.

Referências:

MME – Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico (julho 2015)

Gomes A; Abarca C; Faria E; Fernandes E; (2009)- O Setor Elétrico – BNDES – www.bndes.gov.br acessado em 01 de outubro de 2015.

Guimarães G; (2001) – Consultoria Legislativa – Crise energética e Privatização (2001).

Notas:

[i] Participaram como debatedores: Fabio R. Zanflice, diretor presidente da Votorantim Energia. José Luiz Alqueres, sócio-diretor da JL Alqueres Consultores Associados Ltda e conselheiro do Clube de Engenharia. Luiz

Augusto Barroso diretor técnico da PSR. Roberto Pereira D´Araújo consultor e diretor do ILUMINA- Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico.

Pobreza energética e aquecimento urbano

Por Michelle Hallack e Beatriz Marcoje

As interações entre as questões relativas ao meio ambiente e a pobreza energética podem ser agregadas em pelo menos três grupos: (1) impacto da temperatura urbana demandando maior gasto de energia; (2) políticas contra pobreza mal formuladas impactando negativamente na ineficiência energética e (3) políticas de eficiência energética e renováveis impactando no preço de energia.

A questão da pobreza energética em países subdesenvolvidos é principalmente discutida no contexto do acesso à eletricidade de agentes desconectados a rede (como o do programa luz para todos e eletrificação rural) e nos países de baixas temperaturas é referente ao custo de aquecimento das residências. Por conta desta última preocupação, muitas vezes sua definição está correlacionada com o aquecimento. Alguns países europeus, como Inglaterra, Alemanha e França, avançaram de forma significativa nesta discussão e por isso, são muitas vezes fontes das definições e estatísticas observadas na literatura.

Neste contexto, o custo relativo de manter a moradia em uma temperatura considerada confortável aos agentes é considerado um elemento chave nesta definição. Entretanto, cada vez mais essa discussão vem se estendendo para além dos países frios, visto que o calor, assim como o frio, traz queda do bem-estar e pode trazer malefícios à saúde humana. Diferentemente dos países frios, nos países subdesenvolvidos, a pobreza energética muitas vezes é vista como um problema de falta de interconexão das famílias as redes. E a discussão acaba se limitando ao potencial acesso das famílias a rede e não a efetiva capacidade econômica das mesmas em acessar serviços que permitam uma qualidade de vida adequada.

Sem ignorar a relevância do acesso das famílias à rede elétrica, para estas reflexões discutiremos pobreza energética como acesso a serviços supondo a existência da rede. Isto é, a pobreza energética, por exemplo, dos centros urbanos. Assim, para estas reflexões, faremos um recorte sobre o tema mais próximo do recorte presente na literatura dos países Europeus em que nos preocupamos com a capacidade das famílias em obter serviços de energia básicos, dentre eles, uma temperatura considerada confortável.

Pereira (2011) chama a atenção para a dificuldade de se determinar o que é um serviço energético básico. Há neste sentido grandes desafios em construir um limite inferior (mínimo) visto as complexidades inerentes a particularidades entre países/regiões de clima, renda, produção, cultura, além da hierarquização das escolhas energéticas. Assim, mesmo dentro dos agentes que tem acesso a rede, a pobreza energética é um conceito que não possui uma definição única. Contudo, grande parte da literatura aponta relações mais ou menos diretas com a questão da renda dos agentes. Uma das definições frequentes na literatura é a

desenvolvida por Boardman (2010). Segundo a autora, a pobreza energética ocorre quando uma casa não é capaz de obter serviços de energia adequados com 10% da renda. E isso vale para aquecimento, iluminação e todos os outros serviços de energia. Ademais, definições institucionais como a da Irlanda e do Reino Unido também chamam atenção para a relação entre renda e pobreza energética. Na Irlanda, pobreza energética é a incapacidade de pagar por calor ou a incapacidade de conseguir calor devido à ineficiência energética (BPIE). Já o governo do Reino Unido define, na Inglaterra, pelo rendimento-custo. A casa estaria em pobreza energética se esta possuir gastos com serviços energéticos acima da média (nível médio nacional) e se ao se gastar essa quantia com a energia sobrasse uma renda residual abaixo da linha oficial de pobreza (UK, 2015).

Assim como a definição de Broadman (2010), as definições do governo irlandês e inglês mostram clara relação entre as questões relativas à baixa renda e a pobreza energética. Mas podemos nos indagar se está relação é sempre direta, ou em outras palavras, será que existe pobreza energética sem pobreza (renda)? De acordo com estatísticas de 2007, na Inglaterra, dentre as 3 milhões de casas que se encontravam em situação de pobreza energética, 1,1 milhões não sofriam de pobreza econômica (renda). (Boardman, 2010). Ademais, um estudo realizado em 2012 na Europa, mostrou que 8% das pessoas que não são consideradas pobres em termos de renda não conseguiam manter suas casas adequadamente aquecidas. Estas estatísticas chamam atenção para a diferença entre os conceitos de pobreza (renda) e pobreza energética. Por mais que a ideia de pobreza energética esteja ligada com a renda, outros fatores são relevantes. Alguns autores, como Boardman (2010), apontam três pilares para a pobreza energética: a renda, o preço do combustível e a eficiência energética.

Apesar da ausência de pesquisas detalhadas sobre como a ausência de temperatura adequada nas residências impacta no bem-estar dos indivíduos no Brasil, há intuições de que estes casos não são isolados. Por exemplo, você passou e/ou conhece famílias que passaram por alguma destas situações? *Situação 1 – família que dorme junta no mesmo cômodo para ter acesso ao ar condicionado; Situação 2 – família que dorme no mesmo cômodo para ligar apenas um ar condicionado, mesmo tendo o aparelho em mais de um cômodo se utiliza apenas um por causa do custo; Situação 3 – sair de casa por causa do calor, por exemplo, ir aos centros comerciais por causa do ar condicionado, Situação 4 – dificuldade de dormir, estudar ou desempenhar outras atividades em casa por causa do calor.* Paralelos destas situações também são observados em diversos locais do Brasil, visto a ausência de aquecimento. Em diversos estados brasileiros (como Minas Gerais) é frequente noites com temperaturas inferiores a 18 graus, em que é considerado como limite para muitos países na definição de pobreza energética. Recomendação da OMS, temperaturas entre 18°C e 21°C (Walker et al. 2013). *Situação 1: dormir de casaco e com várias meias. Situação 2: usar de artifícios como colocar bolsa térmica com água quente em baixo das cobertas para aquecer. Situação 3: Passar ferro de roupa sobre a roupa de cama antes de se deitar para aquecer.*

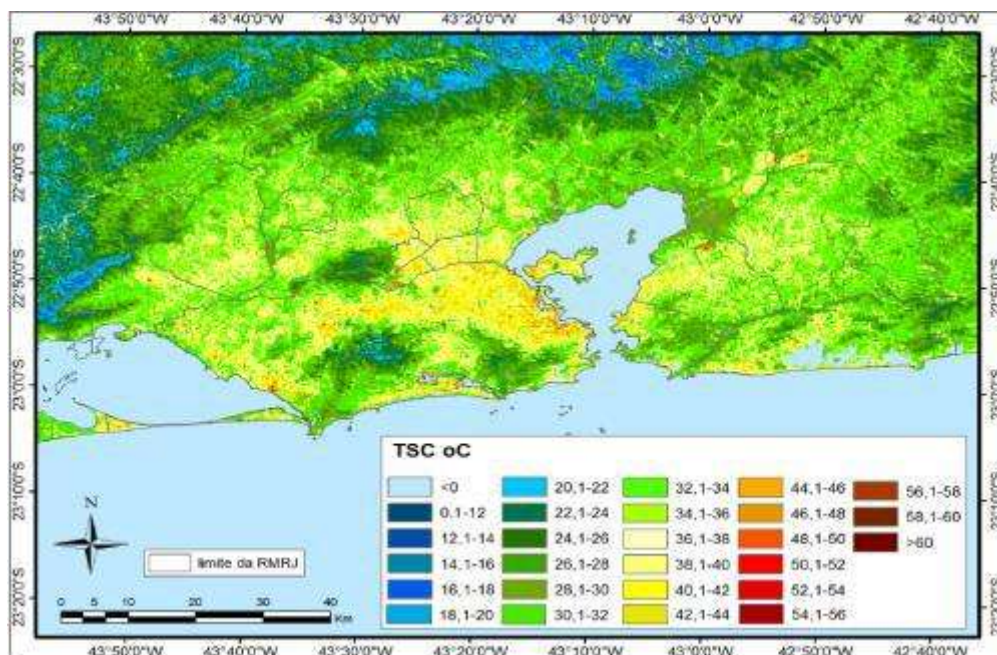
A interação destes problemas com as questões ambientais tende a aumentar a intensidade e a complexidade do problema. O trabalho de Lucena et al. (2012) sobre a Região Metropolitana do Rio de Janeiro (RMRJ) mostra uma

impressionante evolução dos picos de calor. Baseado neste estudo, podemos intuitivamente concluir uma crescente necessidade de refrigeração das residências e locais de trabalho. Estudos sobre o impacto do calor na saúde e nas capacidades das pessoas devem ser futuramente incorporados e detalhados, visto que grande parte de estudos deste tipo se concentram nos impactos do frio[1].

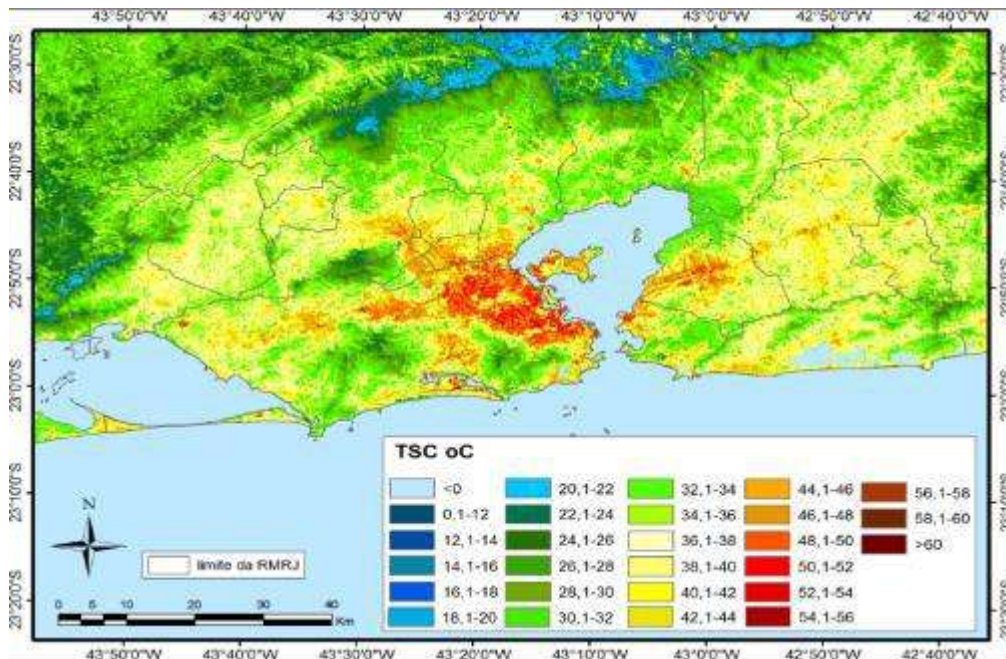
Os dados do trabalho de Lucena et al 2012 são compostos de 99 imagens georeferenciadas e foram combinadas por década utilizando o critério de composição de máximo calor (CVM). O resultado produz imagens muito interessantes para pensar a evolução dos picos de calor na Região Metropolitana do Rio de Janeiro (figuras reproduzidas abaixo). Tal estudo mostra inequivocamente que as altas temperaturas aumentaram e se espalharam pela RMRJ. Picos de calor que se concentravam em regiões pontuais atingem a grande maioria da região e novos picos de calor são atingidos nas regiões historicamente suscetíveis.

Evolução das Ilhas de Calor na Região Metropolitana do Rio de Janeiro – Mapa da Temperatura de Superfície Continental

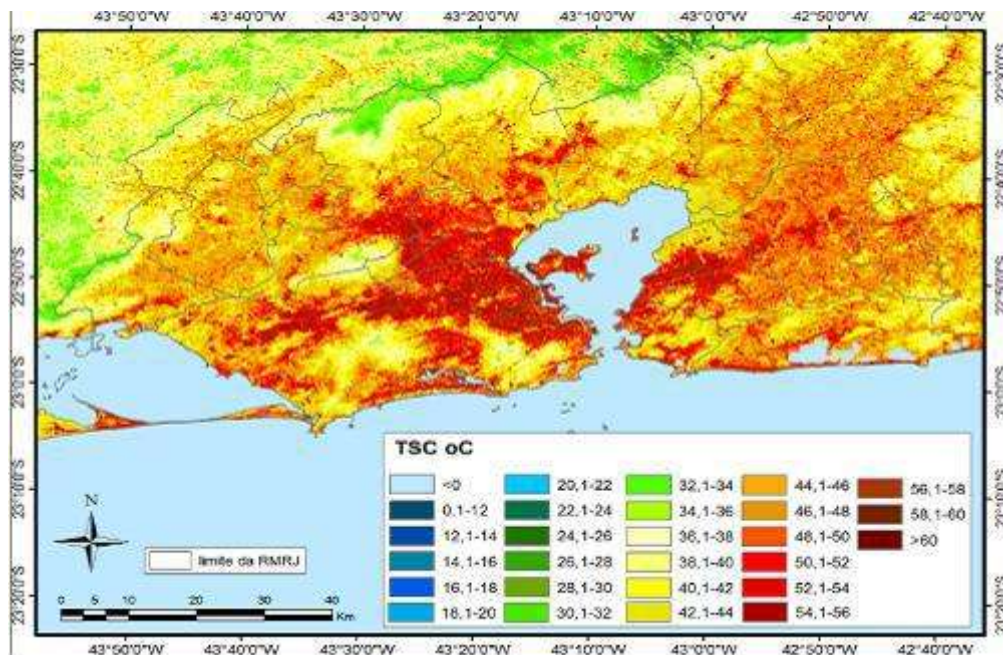
1980



1990



2000



No mapa da década de 80 mostra uma grande mancha amarela com valores entre 36°C e 44°C passando a tons de laranja mais escuros (entre $44,1^{\circ}\text{C}$ e 48°C). Pontos quentes ultrapassam 48°C são verdadeiros enclaves contribuintes da ilha de calor urbana. (...). Na década de 1990, a mancha amarela, com TSC entre 36°C e 44°C , retrai-se, enquanto a mancha em tons laranja, com TSC entre $44,1^{\circ}\text{C}$ e 50°C , expande-se. Surge uma mancha vermelha, com TSC acima de 50°C , que muito se confunde com a mancha laranja, e domina uma grande área da RMRJ. Pontos quentes, desta vez, são definidos acima de 56°C na cor vermelha bem escura. A mancha laranja e

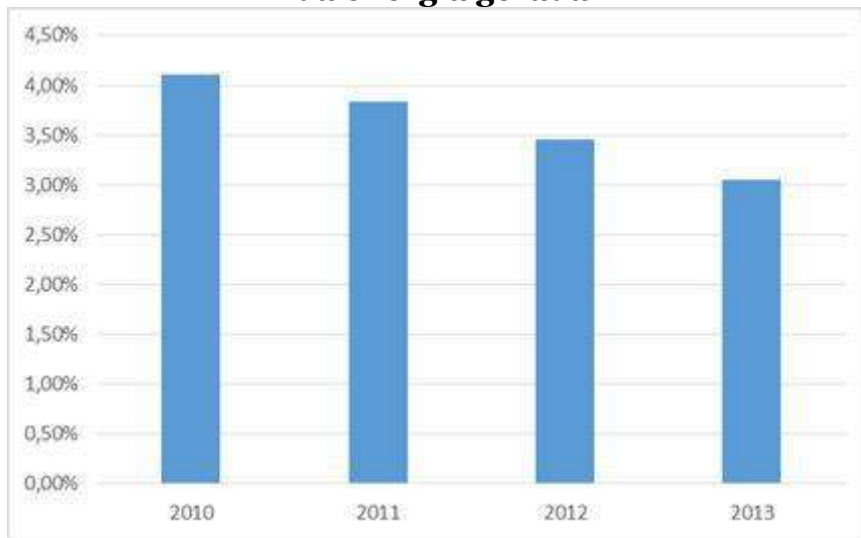
vermelha toma conta de áreas que já concentravam os maiores valores de TSC na década passada. Na atual década, não apenas manteve o padrão espacial, como também expandiu sua área de atuação. Trata-se da zona norte, na baixada da Guanabara e da zona oeste, na baixada de Jacarepaguá e de Bangu, na capital e a baixada Fluminense. (...). Na década de 2000, a mancha vermelha é reforçada nas áreas aquecidas já pré-definidas em 1990 e expande-se por uma área maior. As áreas pré-definidas são alentadas por uma coloração mais escura do vermelho, atingindo o marrom e, ultrapassando, em muitos locais, 60 °C. A zona sul, na orla, também não escapa dessa expansão da mancha vermelha e marrom, tendo sua nódoa mais quente restrita a Botafogo, Copacabana e ao trecho entre a Lagoa e o Leblon. Lucena et al 2012, pag. 15). Fonte: Lucena et al 2012

Este trabalho mostra a tendência a um aumento do desconforto na população RMRJ em geral e em particular nas regiões onde este pico de calor vem ultrapassando aos 60°. Mesmo com a dificuldade de se estabelecer o mínimo básico energético, não é difícil demonstrar que a estas temperaturas problemas de saúde e para a realização de atividades essenciais se tornam maiores e mais difíceis. O uso de refrigeração pode ser visto como parte do mínimo adequado para manter um ambiente confortável e para a realização de atividades do dia-a-dia (como estudar, trabalhar...).

No Brasil, formalmente, a principal política para fazer face à pobreza energética é a tarifa social. A tarifa social é um desconto na tarifa de energia. Este desconto é dado de acordo com o nível de consumo da casa em kWh por mês. Quanto menor o consumo maior o desconto. A tarifa social se aplica as famílias inscritas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal. Isto é, depende do nível de renda da família. De acordo com a tarifa social, são fornecidos descontos na Parcela de Consumo Mensal (PCM), de forma que quem possui uma parcela de consumo menor ou igual a 30 kWh tem 65% de desconto. Parcela de consumo entre 30 kWh e 100 kWh tem 40% de desconto. Entre 100kwh e 220kwh tem 10%, e maior que 220 KWh têm 0% de desconto (ANEEL, 2015). Essa lógica de fornecer descontos maiores quanto menor for o consumo de energia não leva em conta a eficiência energética da casa ou o local onde se encontra. A interpretação da lógica aplicada é a suposição de que o consumo de energia a partir de 30 kWh não é essencial. No entanto, pode-se admitir que as casas mais pobres sofram mais com a ineficiência energética, visto que estas muitas vezes são construídas com materiais inadequados, não tem um bom isolamento, costumam ter equipamentos eletrônicos velhos, que geralmente consomem mais energia e são construídas em áreas mais quente[2].

Do ponto de vista informal, é importante considerar também o famoso “gato” (roubo de energia) que pode ser observada dentro das perdas não técnicas. Este é um método que parte da população, principalmente em regiões mais pobres com pouco acesso das autoridades e companhias elétricas, usa para ter acesso aos serviços de energia. O “gato” vem diminuindo, mas ainda representa parte relevante do consumo de energia. O gráfico abaixo mostra que a média da porcentagem das perdas não técnicas caiu de um pouco mais de 4 % da energia gerada, para em torno de 3%.

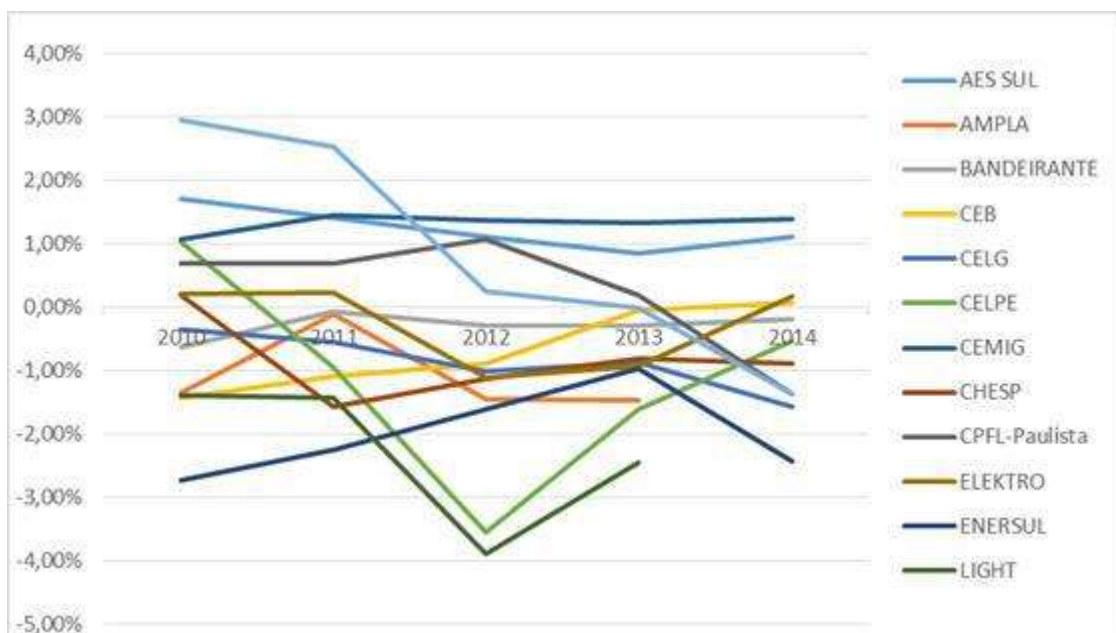
Média simples das perdas não técnicas das distribuidoras de energia elétrica no Brasil (2010 – 2013) – porcentagem em relação ao total da energia gerada



Fonte: Elaboração própria, dados ANEEL.

Parte das perdas não técnicas pode ser recuperada pelos distribuidores na tarifa de energia, o que não representa uma preocupação para os mesmos. No entanto, existe um limite, e por vezes as perdas não técnicas reais são superiores as perdas não técnicas reguladas, representando neste contexto, uma perda econômica para distribuidoras.

Diferença entre perdas não técnicas reais e reguladas, distribuidoras escolhidas (2010 – 2014) – porcentagem em relação ao total da energia gerada.



Fonte: Elaboração própria, dados ANEEL.

Empresas que estão com valores negativos, como a Light, Ampla, Enersul, Celpe, Celg possuem perdas não técnicas reguladas inferiores às perdas reais. O que pode representar custo relevante para as empresas.

O “gato” de eletricidade é um mecanismo informal e ilegal que na prática permite que parte relevante de algumas regiões tenha acesso aos serviços de energia, no entanto, não pode ser considerado um mecanismo eficiente. O problema do “gato” possui diferentes dimensões que vão além de questões morais e legais, isto inclui desde problemas gerados para as distribuidoras, até problema de segurança da população e incentivo ao uso ineficiente da energia.

Além do programa de pobreza energética, o programa de eficiência energética é outra política que impacta no problema de pobreza energética no Brasil. A lei de 12.212/2010 determinou que 60% dos recursos do Programa de Eficiência Energética deveriam ser destinados aos consumidores de baixa renda, que normalmente são os que mais sofrem com a ineficiência energética da casa e dos equipamentos eletrônicos nela contidos.[3] Este programa, apesar de atingir resultados, ainda é muito limitado e não há um esforço sistemático de pensar uma política coerente que junto às questões relativas à eficiência, a urbanização e a pobreza.

Outro elemento que vem sendo estudado em outros países e também deve ser considerada no caso brasileiro é o impacto do preço da energia na pobreza energética. A alta do preço da energia por diversos motivos como financiamento de políticas de renováveis, eficiência e mesmo políticas sociais de energia aumentam a tarifa final da energia elétrica empurrando para situações de pobreza energética parte da população. Este efeito das políticas energéticas sobre a tarifa, e da tarifa sobre a pobreza, deve também ser estudada com cuidado.

O problema da pobreza energética é um tema que deve ser estudado com mais cuidados nos próximos anos. Seja a definição, sejam as políticas e as interações com as questões ambientais de eficiência energética. Se não pensada de forma sistêmica, os problemas ambientais e pobreza energética podem sofrer realimentação positiva. É importante que, ao contrário, seja desenvolvida uma forma em que ambas as políticas interajam para conseguir resultados positivos.

Referencias:

ANEEL (2015a). Arquivos. Acessado em 12 de 2015
http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/17-05_materia1_3.pdf

ANEEL (2015b). Revista Eficiência energética. Acessado em 12 de 2015.
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=27>

Lucena A.J., Rotunno Filho O.C., Peres L. F., França J.R.A. (2012) A Evolução da Ilha de Calor na Região Metropolitana no Rio de Janeiro. Revista Geonorte. Edição Especial 2. V.2. N5.

Boardman, Brenda. (2010). Fixing fuel poverty: challenges and solutions. Routledge Press.

Pereira M.G. (2011). Políticas Públicas de Eletrificação Rural na Superação da Pobreza Energética Brasileira: Estudo de Caso da Bacia do Rio Acre – Amazônia. Tese de doutorado. Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

United Kingdom (2015). Fuel poverty statistics. Acessado em 12 de Agosto de 2015. (<https://www.gov.uk/government/collections/fuel-poverty-statistics>)

Walker R., Thomson H., Liddell. (2013). Fuel Poverty: Commemorating 21 Years of Action, Policy and Research. University of York. Acessado em 10 de setembro de 2015 em <http://fuelpoverty.eu/wp-content/uploads/2013/03/Fuel-poverty-anniversary-booklet.pdf>

Notas:

[1] Até mesmo nos países historicamente frios, devido às mudanças climáticas, tem se mostrado necessário pensar na questão do calor. No Reino Unido, uma onda de calor, no verão de 2003, fez com que as temperaturas ficassem 2°C acima da média. E ainda, neste verão, foram relatadas cerca de 2000 mortes relacionadas ao calor. (Boardman, 2010).

[2] O consumo de uma geladeira velha, por exemplo, é de 150 kWh por mês, já uma geladeira nova simples (com capacidade de 280l) consome cerca de 25 kWh por mês, de acordo com a Aneel.

[3] Como um todo o programa de eficiência energética é responsável pela troca de 1.101.291 geladeiras, 48.875 aparelhos condicionadores de ar, instalação de 105.118 sistemas de aquecimento solar substituindo o chuveiro elétrico e a substituição de 1.084.912 lâmpadas por lâmpadas de LED. Dessa forma, além de melhorar a eficiência energética, o programa ainda contribui por diminuir a demanda por energia, o que contribui para uma maior eficiência na oferta de eletricidade (ANEEL 2015b).

A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro

Por Luciano Losekann

Até a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol), o gás natural era encarado como um combustível inadequado para a utilização em termelétricas no país, já que sua disponibilidade era limitada, devendo ser orientado para usos mais nobres, como industrial e insumo. Desde então, a difusão de termelétricas a gás natural no Brasil tem alternado fases de expansão e estagnação. Nesse artigo, são identificadas cinco fases. São características marcantes dessa trajetória as dificuldades de conciliar os níveis distintos de maturidade dos setores de eletricidade e gás natural e o papel da Petrobras como fornecedora de combustível e proprietária de termelétricas.

Fase 1 – Perspectivas frustradas – 1997 – 1999

No final dos anos 1990, a perspectiva dominante era de um rápido deslanche de termelétricas a gás no Brasil. A difusão da tecnologia de turbinas a gás em ciclo combinado propiciara ganhos significativos de eficiência e vários países experimentaram um boom de expansão. No Brasil, a liberalização da geração de eletricidade criou a expectativa de que as termelétricas a gás seriam a oportunidade para a entrada de empreendedores privados, já que o prazo de maturação de investimentos é mais curto que o de hidrelétricas. As termelétricas teriam o papel de ancorar o desenvolvimento do mercado de gás, o que era essencial para justificar a construção do GasBol.

Nesse momento, para o sistema elétrico, a expansão da geração, que vinha estagnada por um longo período, era crucial. No entanto, a aposta principal, que consistia em investimentos privados em geração termelétrica, não se cumpriu. Uma combinação de fatores comprometia a atratividade desses investimentos (Losekann, 2003). Em primeiro lugar, havia o risco cambial, uma vez que o preço do gás natural era reajustado trimestralmente e a eletricidade, anualmente. Ainda que o reajuste do gás contemplasse outros componentes, o câmbio era a principal preocupação de investidores em uma conjuntura macroeconômica incerta. No final dos anos 1990, a economia brasileira enfrentava os efeitos da crise asiática de 1997 e, posteriormente, a desvalorização cambial com o abandono do câmbio fixo.

Outro obstáculo para o investimento em termelétricas a gás natural era o processo de privatização do setor elétrico brasileiro. A possibilidade de adquirir ativos em operação era uma alternativa mais atrativa do que investir em projetos que levam tempo para gerar receitas em uma conjuntura de elevado custo de capital. A taxa básica de juros no período 1997 a 1999 era de 27% a.a., ou 22% a.a. em termos reais.

Por último, apesar da necessidade de agregar capacidade ao sistema de geração ser evidente, as distribuidoras de eletricidade estavam sobre contratadas. Como

a energia assegurada considerada para definir a disponibilidade de contratação das hidrelétricas estava sobre dimensionada, as distribuidoras contavam com contratos para atenderem seus mercados e novos geradores enfrentavam dificuldade para vender sua energia. O relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001) aponta que o sobre dimensionamento da energia assegurada das hidrelétricas foi o principal determinante do esvaziamento dos reservatórios brasileiros e do racionamento de eletricidade de 2001.

Fase 2 – Difusão incentivada – 2000 – 2004

No início de 2000, a necessidade de expansão da capacidade de geração de eletricidade se tornou mais premente, face à deterioração da segurança de abastecimento. Em dezembro de 1999, os reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste alcançaram o nível de 20%, valor inferior ao de 2000, ano que antecedeu o racionamento.

Nesse contexto, em fevereiro de 2000, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) foi lançado por meio do Decreto n.º 3.371 e pela Portaria MME n.º 43. O PPT tinha a meta de aumentar a capacidade de geração de energia no País em mais de 15 GW. O programa inicialmente contemplava 55 usinas, com capacidade total de 19,4 MW, sendo 91% de térmicas a gás natural e 9% de outros combustíveis.

O PPT estabeleceu condições atrativas para investimentos em termelétricas a gás natural: (i) preço especial do gás natural para as térmicas do programa reajustado anualmente [1], (ii) garantia de compra da eletricidade pelas distribuidoras e (iii) linha especial de crédito pelo BNDES. Ainda assim, foi necessária a forte participação da Petrobras e o relaxamento do limite de integração vertical entre geração e distribuição (self dealing) para levar a frente os investimentos. Do conjunto inicial do programa, 22 usinas termelétricas a gás entraram em operação, adicionando 9,2 GW de capacidade instalada [2].

Tabela 1 – Usinas termelétricas a gás natural em operação no Brasil – junho de 2015.

Usina	Entrada Operação	Potência (MW)	Proprietário	Estado	PPT
Santa Cruz	09/2004 ^b	1.000	Furnas (Eletrobras)	RJ	X
Campos	08/1998 ^b	30	Furnas (Eletrobras)	RJ	
Camaçari	01/1996	131	Braskem (47% Petrobras)	BA	
Modular de Campo	12/1999	206	Tractebel	MS	X

Grande						
Uruguaiana	12/2000	640	AES	RS	X	
Cuiabá	01/2001	529	Petrobras	MT		
Sepé Tiaraju	03/2001	249	Petrobras	RS	X	
Barbosa Sobrinho	Lima 10/2001	386	Petrobras	RJ	X	
Mário Lago	12/2001	923	Petrobras	RJ	X	
Termo Norte II	12/2001	427	50% CS, 50% Termogas	RO	X	
Juiz de Fora	02/2002	87	Petrobras	MG	X	
Termo Ceará	07/2002	220	Petrobras	CE	X	
Aureliano Chaves	07/2002	226	Petrobras	MG	X	
Termocabo	09/2002	50	Eenergia	PE		
Araucária	09/2002	484	80% Copel; 20% Petrobras	PR	X	
EnergyWorks Mogi	04/2003	31	Energyworks	SP	X	
Camaçari	06/2003	360	CHESF (Eletrobras)	BA	X	
Celpav IV	08/2003	139	Fibria Celulose	SP	X	
Rômulo Almeida	10/2003	138	Petrobras	BA	X	
Fortaleza	12/2003	347	Endesa	CE	X	
Luiz Carlos Prestes	01/2004	386	Petrobras	MS	X	
Celso Furtado	02/2004	186	Petrobras	BA	X	
Norte Fluminense	03/2004	827	EDF	RJ	X	
Termopernambuco	05/2004	533	Neoenergia	PE	X	

				(49% Previ, 39% Iberdrola, 12% Banco do Brasil)		
Gov. Brizola	Leonel	11/2004	1.058	Petrobras	RJ	X
Fernando Gasparian		12/2004	386	Petrobras	SP	X
Jaraqui ^b		11/2010	157	Breitener (94% Petrobras)	AM	
Manauara ^b		12/2010	85	Cia En. Manauara	AM	
Jesus Pereira ^c	Soares	09/2008	323	Petrobras	RN	
Euzébio Rocha ^c		11/2009	250	Petrobras	SP	
Luiz Rodrigues de Melo	Oscar	12/2010	204	Linhares Geração	ES	
Maranhão IV		02/2013	338	70% ENEVA, 30% Petra	MA	
Maranhão V		03/2013	338	70% ENEVA, 30% Petra	MA	
MC2 Nova Venécia 2		10/2013	176	35% ENEVA (EoN), 35% JV, 30% Petra	MA	
Parnaíba IV		12/2013	56	35% ENEVA (EoN), 35% JV, 30% Petra	MA	
Baixada Fluminense		03/2014	530	Petrobras	RJ	
Total			12.433			

Nota: Lista inclui centrais com capacidade instalada superior a 30 MW.

- a – Usinas que participam do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT
- b – Usinas que operavam anteriormente com outros combustíveis. A data corresponde ao momento em que as usinas foram convertidas para gás natural
- c – Usinas que faziam parte da lista de projetos contemplados pelo PPT, mas entraram em operação após o encerramento do programa.

Fonte: ANEEL. BIG – Banco de Informações de Geração.

É necessário destacar que a elevada participação da Petrobras em térmicas do programa, 12 usinas no total, foi motivada pelo interesse do governo de viabilizar os investimentos e expandir a capacidade de geração em momento crítico e não por uma estratégia comercial da empresa. No período 2001 a 2004, a área de gás energia da Petrobras acumulou prejuízo de R\$ 1,6 bilhões.

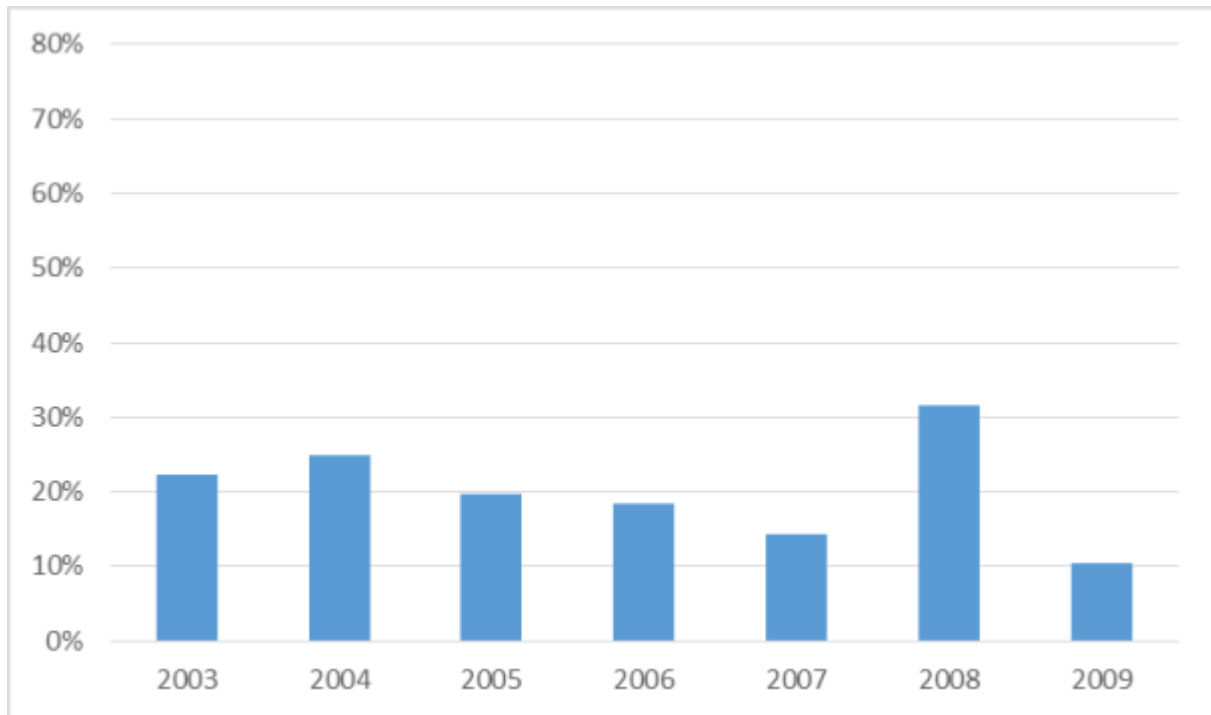
No entanto, o objetivo de afastar um racionamento de eletricidade não foi atingido. Em maio de 2001, antes da entrada em operação da maior parte das usinas do PPT, o governo brasileiro instituiu o racionamento de eletricidade que reduziu compulsoriamente o consumo de eletricidade em cerca de 20% e durou até fevereiro de 2002.

Fase 3 – Integração truncada 2004 – 2007

A terceira fase da experiência de termelétricas a gás natural no Brasil é marcada pela incompatibilidade do papel que as termelétricas devem desempenhar para as duas indústrias. Para a indústria de gás natural, as termelétricas são encaradas como uma forma de ancorar o desenvolvimento da rede de gás no Brasil, que ainda é imatura. Assim, a infraestrutura de gás seria justificada, inicialmente, para o atendimento desses clientes de grande porte e, posteriormente, se tornar mais capilar, atendendo clientes de menor porte. Para o setor elétrico, as termelétricas são encaradas como uma fonte complementar à energia hidráulica, devendo ser utilizada nos momentos em que a hidrologia é desfavorável. Esses papéis não são coerentes, pois o consumo pouco frequente de gás pelas termelétricas não permite remunerar suficientemente a infraestrutura de gás natural e ancorar demais consumidores.

Em função do racionamento de eletricidade de 2001, o consumo de eletricidade experimentou uma redução que permaneceu mesmo após o fim do racionamento, em 2002. Equipamentos e práticas mais eficientes no uso de energia foram permanentemente incorporados pelos consumidores brasileiros. Assim, o contexto de abastecimento crítico deu lugar a um excesso de capacidade. Como o papel das termelétricas é complementar, essas passaram a ser pouco despachadas. No período de 2003 a 2009, o fator de utilização médio das centrais termelétricas a gás natural foi de 20% (figura 1). Ou seja, o consumo médio de gás natural das termelétricas é suficiente para ocupar apenas um quinto da capacidade de entrega da infraestrutura.

Figura 1 – Fator de capacidade das termelétricas a gás natural brasileiras (2003-2009)



Fonte: Elaboração própria. Dados ONS e ANEEL.

A resposta da Petrobras para a ociosidade da infraestrutura de transporte de gás natural, foi orientar o combustível para outros mercados. A empresa criou um programa de massificação do uso do gás para difundir seu uso pela industrial e pelo setor de transportes. O consumo de Gás Natural veicular foi multiplicado por oito entre 2000 e 2007, quando representou 17% das vendas de gás no Brasil (ANP, 2010).

O problema dessa solução é que implica em indisponibilidade de gás quando as termelétricas são operadas em plena potência. Ciente dessa possibilidade, o ONS promoveu um teste em dezembro de 2006, ordenando o despacho pleno das centrais termelétricas. Em função da indisponibilidade de combustível, apenas 48% da capacidade de geração entrou em operação no teste. Como consequência, o operador deixou de considerar para fins de operação e planejamento a capacidade instalada que não foi capaz de operar no teste. A Petrobras teve de firmar um termo de compromisso para ampliar gradualmente a disponibilidade de gás e recuperar a capacidade de geração das termelétricas.

Nessa fase, a reforma setorial definiu um novo regime de contratação da expansão da geração de eletricidade, baseado em leilões. Nos leilões de energia nova (expansão), as distribuidoras contratam energia para atenderem seus mercados de forma conjunta com antecedência de 3 (A – 3) e 5 (A – 5) anos[3]. As termelétricas passam a ser contratadas por disponibilidade. Recebem receita fixa e um adicional quando são operadas. A intenção é repassar os riscos de despacho para os consumidores finais, retirando-os dos empreendedores. Inicialmente, a contratação dos leilões foi concentrada em centrais a diesel e

óleo combustível, que tem maior flexibilidade de operação pois implicam em menores custos de capital na térmica e na infraestrutura. As centrais a gás natural que participaram dos primeiros leilões de energia nova foram as térmicas do PPT, mas que não estavam totalmente contratadas.

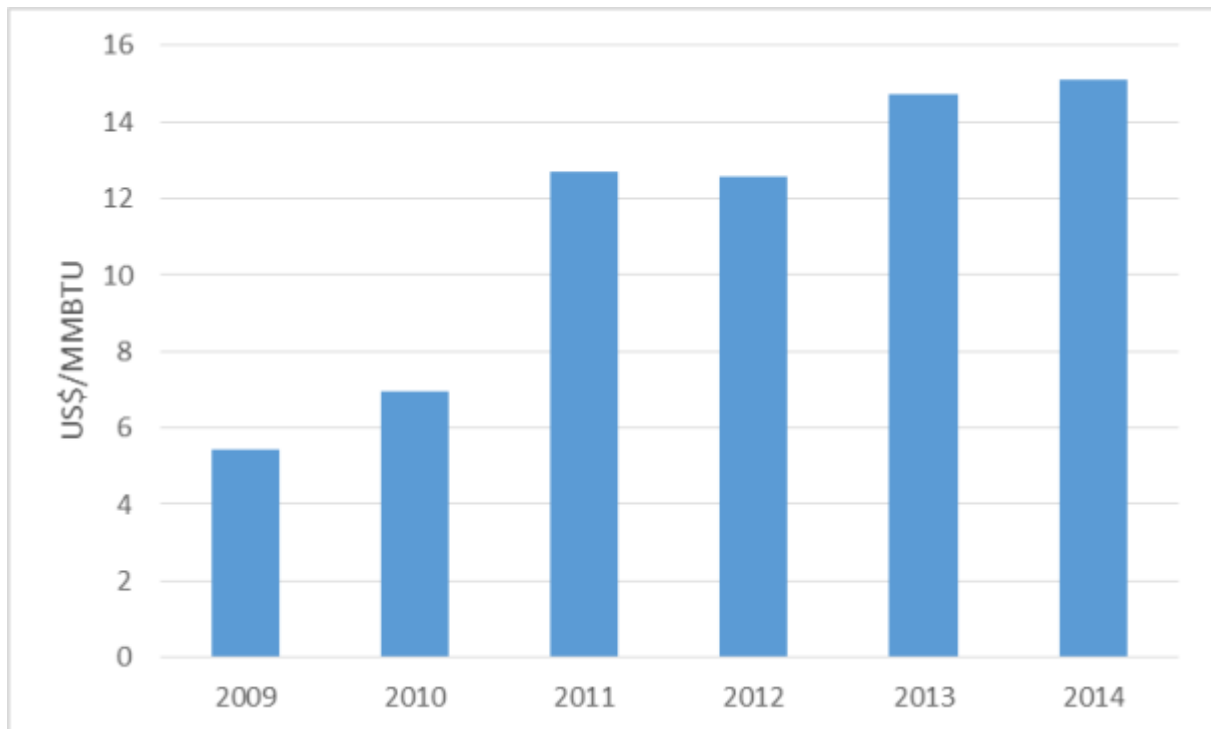
Essa fase implicou em um hiato da entrada em operação de centrais termelétricas a gás natural que pode ser percebido na tabela 1. Somente a partir de 2010, houve adição significativa de capacidade de geração a gás.

Fase 4 – Opção flexível – 2008-2015

Para recuperar a capacidade de oferta de gás para o atendimento das termelétricas e conferir maior flexibilidade na oferta do combustível, o gás natural liquefeito (GNL) foi escolhido como alternativa mais adequada. Essa opção foi expressa na resolução do CNPE nº 4 de 2006, que definiu como prioritária e emergencial a implantação de projetos de importação de GNL.

Baseadas na oferta de gás disponibilizada pelos terminais de Pecem-CE (7 milhões m³/dia) e da Baía da Guanabara – RJ (14 milhões m³/dia)[4], que entrariam em operação em 2009, seis termelétricas que utilizariam GNL saíram vencedoras nos leilões A – 3 e A – 5 realizados em 2008, somando capacidade instalada de 1,6 GW. Ainda que, dessas seis termelétricas, apenas uma tenha entrado em operação alimentada com GNL (Usina de Linhares), o GNL passou a ser a solução para recompor a oferta de gás e alimentar novas térmicas. O Operador do Sistema (ONS) estabeleceu uma regra específica para o despacho de térmicas alimentadas a GNL com o aviso prévio de 60 dias para viabilizar a logística do combustível.

Como é necessário que a oferta de gás seja flexível, o GNL é adquirido no mercado spot a preços muito elevados, o preço médio das cargas importadas foi de US\$ 15,09/MMBTU em 2014 (Figura 2), bem superior ao preço em contratos de longo prazo. Dessa forma, as térmicas alimentadas com GNL têm um custo operacional bastante elevado.

Figura 2 – Preço médio das cargas importadas de GNL pelo Brasil

Fonte: Elaboração própria. Dados MME (2015)

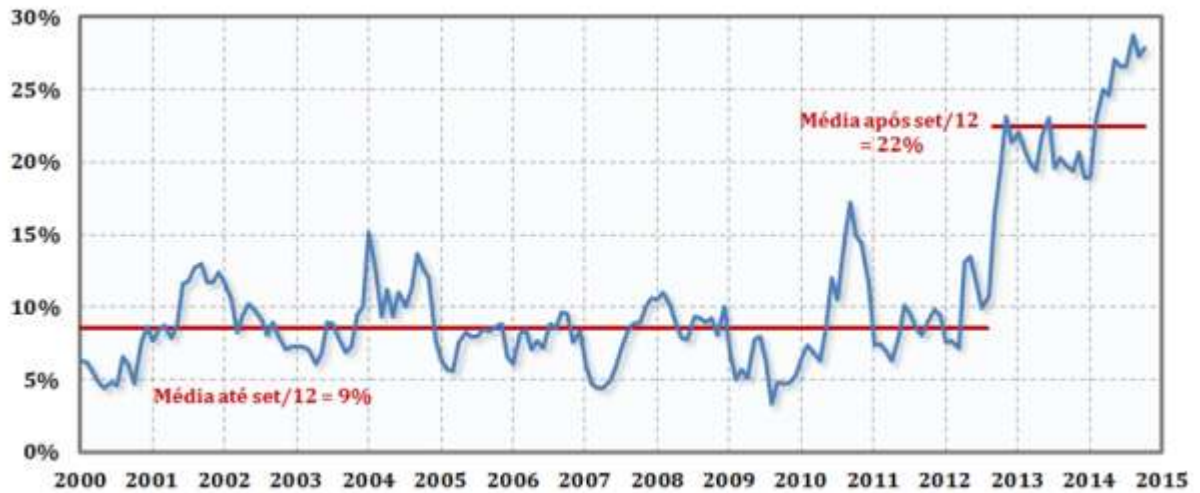
Atualmente todos os terminais de regaseificação brasileiros estão sob controle da Petrobras, mas há projetos independentes que devem modificar essa situação nos próximos anos. No leilão A – 5 de 2014, duas termelétricas, Novo Tempo (1380 MW) e Rio Grande (1380 MW), saíram vencedoras baseadas em projetos integrados com terminais de regaseificação a serem construídos pelo empreendedor, Grupo Bolognesi, em Pernambuco e Rio Grande do Sul respectivamente, com 14 milhões m³/dia de capacidade cada.

No leilão A – 5 de 2015, a termelétrica Porto de Sergipe I (1516 MW) foi vencedora em projeto semelhante, integrado a um terminal de regaseificação a ser construído no estado de Sergipe pela Genpower Energy. Quando estiver em operação, a usina será a maior termelétrica a gás natural do Brasil. O custo operacional da termelétrica é superior a R\$ 280/MWh.

Fase 5 – Novo paradigma?

Nos últimos anos, a forma de operação das térmicas a gás natural se modificou. Desde meados de 2012, as condições hidrológicas desfavoráveis implicaram em despacho bem mais frequente das termelétricas. A participação da geração termelétrica na geração total de energia no Sistema Integrado Nacional mais que dobrou quando comparada ao período desde 2000 (figura 3).

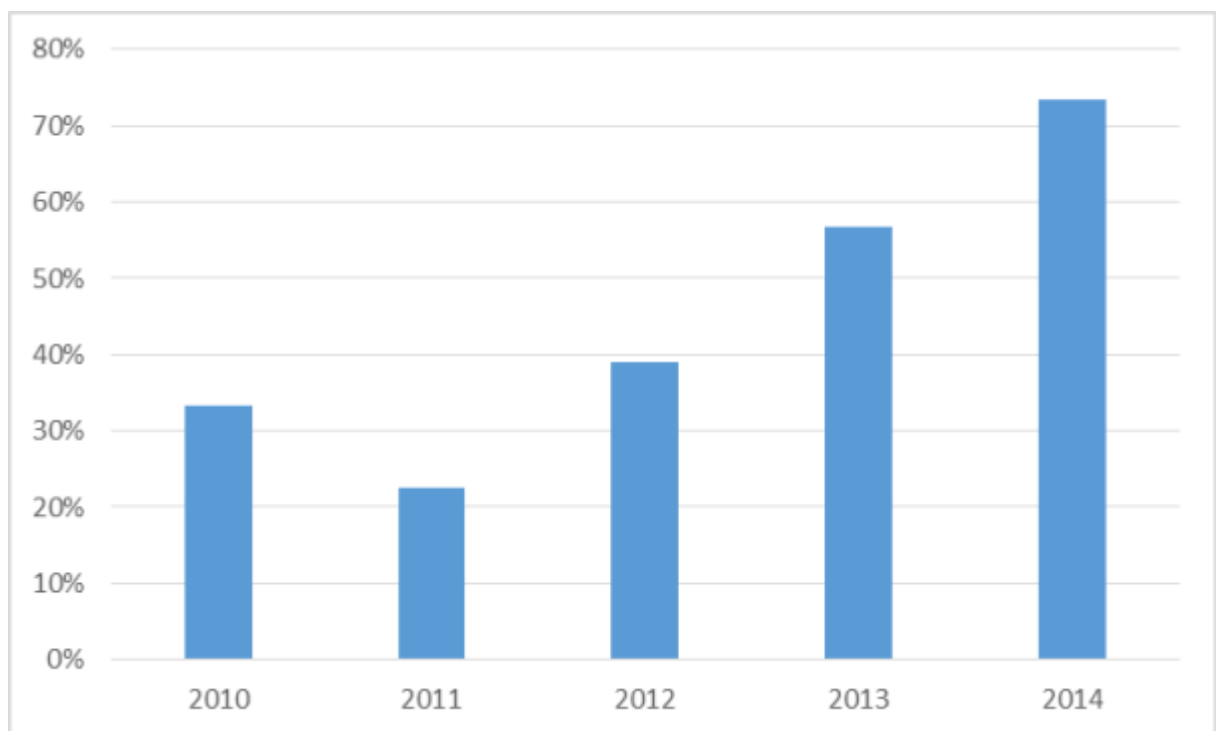
Figura 3 - Participação da geração termelétrica na geração total do Sistema Integrado Nacional (SIN)



Fonte: Almeida et Al (2015).

O fator de utilização das termelétricas a gás natural saltou de uma média de 20% no período 2003-2009 para 56% entre 2012 e 2014. Em 2014, o fator de capacidade das termelétricas a gás alcançou 74% (Figura 4)[5].

Figura 4 – Fator de capacidade das termelétricas a gás natural brasileiras (2010-2014)



Fonte: Elaboração própria. Dados MME. Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro. Vários números.

Ainda que a hidrologia desfavorável tenha influenciado o pleno despacho das termelétricas, há indicadores que a operação mais frequente será uma tendência no futuro. Como as novas hidrelétricas do parque de geração brasileiro não contam com reservatórios significativos (fio d'água), a capacidade de regularização, medida pela razão da capacidade total de armazenamento e carga do sistema, dos reservatórios brasileiros se reduz. Nos últimos 10 anos, a capacidade de regularização dos reservatórios brasileiros caiu de seis para cinco meses e deve cair para quatro meses até 2020.

Menor capacidade de armazenagem implica em maior valor da água acumulada no reservatório, refletindo a escassez. Assim, outras fontes são necessárias para atender a demanda e manter o volume dos reservatórios e as termelétricas podem prestar esse papel. Atualmente, o custo operacional das centrais termelétricas flexíveis é muito elevado para desempenhar esse papel. Esse foi um dos principais determinantes do desajuste financeiro do setor e da elevação do preço da eletricidade nos últimos dois anos. No caso do gás natural, é necessário contar com fonte de abastecimento menos custosa que a importação de GNL.

Os documentos de planejamento (PDE e PEMAT) apontam para um aumento significativo da oferta de gás natural doméstico, tanto no Pré-sal como em terra. Nos dois casos, sua orientação para a produção de eletricidade depende de um regime mais frequente de despacho, já que o gás natural do pré-sal (associado) é determinado pelo regime de produção de petróleo e os campos de produção em terra não contam com alternativas de monetização de gás.

Nesse último caso, a experiência das termelétricas no Parnaíba (Maranhão) é ilustrativa tanto das oportunidades quanto dos desafios para projetos integrados de produção de gás natural em terra e geração de eletricidade em boca do poço. O projeto contempla 1.425 MW de geração de eletricidade, dos quais 908 MW já estão em operação. O projeto foi originado com a participação da térmica Maranhão III no leilão A – 3 de 2011. Com um custo operacional (CVU) bastante baixo, de R\$ 55/MWh, a térmica foi selecionada quando era um projeto da MPX Energia (do grupo OGX). Posteriormente, a empresa adquiriu o direito de térmicas que haviam participado em leilões com outros empreendedores e não foram a frente, como as térmicas a GNL abordadas anteriormente, e passou a contar com novos sócios. No entanto, o complexo enfrentou inúmeros problemas. Os campos de gás apresentaram menor produção que o antecipado e o grupo OGX entrou em bancarrota. Assim, os atrasos dos projetos implicaram em exposição no mercado de curto prazo, quando os preços de eletricidade estavam em seu teto. A termelétrica de Maranhão III ainda não entrou em operação, quando isso estava previsto para o início de 2014. A Eneva (sociedade de Eike Batista com a alemã E.ON) acumulou mais de R\$ 2 bilhões em dívidas e entrou em recuperação judicial.

Essa experiência indica que os desafios para a expansão da geração termelétrica a gás natural em bases mais estruturantes ainda são presentes no Brasil. Ainda que as perspectivas apontem para a maior disponibilidade de recursos domésticos offshore e onshore, a mudança do paradigma de expansão que possibilitaria a orientação de termelétricas para a base da curva de carga envolve a definição de um modelo de negócios que ainda não se concretizou.

Referências:

Almeida, E., Losekann, L. Colomer, M., Romeiro, D., Tavares, A. (2015). Termelétricas Estruturantes a Gás Natural: Conceito, Proposta E Desafios. Apresentação no Conselho de Gás do IBP. 16/06/2015.

Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001) “O Desequilíbrio entre Oferta e Demanda de Energia Elétrica”. Relatório. Brasília, 21 de jul de 2001.

Losekann, L. (2003), Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência. Tese de Doutorado. IE/UFRJ.

MME (2015), Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. N°. 97 – abr/15. Disponível no site:http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_97_abr_15.pdf/26c7f95f-81da-4773-855f-92265dddad5.

Notas:

[1] No momento em que o PPT foi instaurado o preço do gás natural para as termelétricas foi fixado em US\$ 2,58/MMBTU. Em março de 2015, o preço do gás para as termelétricas PPT foi de US\$ 3,99/MMBTU. (MME, 2015)

[2] Algumas termelétricas que foram construídas para operarem em modelo de contratação distinto foram posteriormente incorporadas ao PPT. Esse foi o caso das termelétricas Barbosa Lima Sobrinho, antiga Eletrobolt, e Mário Lago, antiga Macaé Merchant, que foram projetadas para vender energia no mercado spot. As termelétricas Jesus Soares Pereira, antiga Termoçu, e Euzébio Rocha, antiga Cubatão, faziam parte da lista das térmicas PPT, mas entraram em operação após o encerramento do programa por isso não são consideradas no total de capacidade.

[3] Há outras modalidades de leilão, como leilão estruturante, de reserva e de fontes alternativas. As modalidades A – 5 e A – 3 são mais frequentes, sendo realizados com periodicidade anual.

[4] A capacidade de regaseificação do terminal da Baía da Guanabara foi ampliada para 20 milhões de m³/dia em 2013. Em janeiro de 2014, o terceiro terminal de regaseificação entrou em operação na Bahia, com capacidade de 14 milhões m³/dia. A capacidade total de regaseificação dos terminais brasileiros é de 41 milhões de m³/dia, o que é superior a capacidade de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia.

[5] Como algumas termelétricas a gás natural são bicomustível (diesel e gás natural), o fator de capacidade é subestimado em situações de limitação de oferta de gás natural. Em 2014, as termelétricas a gás natural com disponibilidade operaram em plena carga durante o ano inteiro.

Impactos macroeconômicos da crise na indústria de petróleo no Brasil

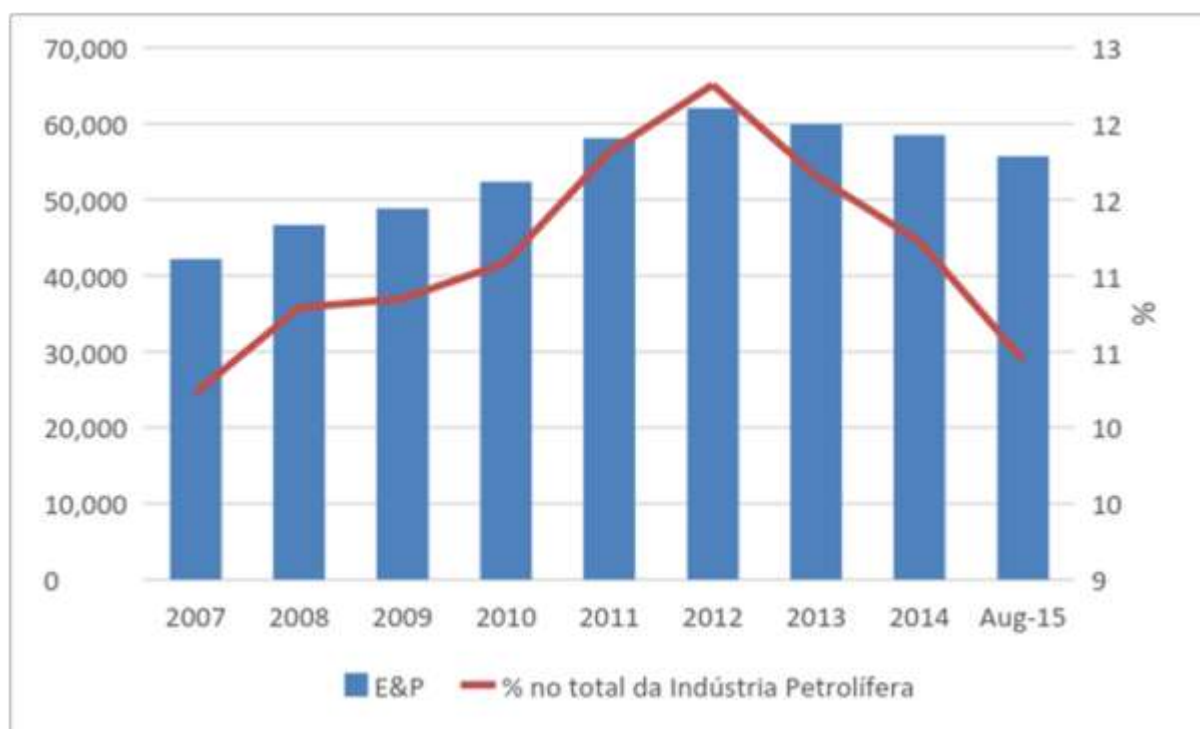
Por Marcelo Colomer e Niágara Rodrigues

Sessenta bilhões de reais de investimento, 5,7 por cento da formação bruta de capital e 60 mil empregos gerados; esses são dados referentes às atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no ano de 2013 no Brasil. Até aquele ano, os investimentos nas atividades de exploração, produção e no segmento de *downstream* influenciaram positivamente as variáveis macroeconômicas no país, como emprego e geração de renda. A partir de 2014, no entanto, a reversão do cenário internacional, os problemas de caixa enfrentados pela Petrobras e as mudanças ocorridas no ambiente de negócio da indústria petrolífera nacional alteraram a direção de seus impactos sobre a economia brasileira. Nesse sentido, a partir do anúncio de cortes significativos nos investimentos projetados para os próximos cinco anos pela Petrobras, surge a preocupação de qual será a consequência da redução dos níveis de atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural sobre o emprego e renda.

Em 2013, a expansão dos investimentos verificada na indústria petrolífera no Brasil aumentou, significativamente, a participação do setor no emprego nacional. Em outros termos, o efeito direto, indireto e induzido dos investimentos na indústria petrolífera tem se mostrado muito importante na trajetória de redução dos índices de desemprego e informalidade da economia brasileira. Entre 2007 e 2013, por exemplo, o emprego total na indústria de petróleo e gás natural cresceu 22% com destaque para o emprego no segmento de E&P que expandiu, no mesmo período, 42% (CAGED, 2015).

A partir de 2014, contudo, a redução do ritmo de investimento na indústria petrolífera nacional, em especial no segmento de E&P, vem reduzindo o nível de emprego no setor. Segundo dados da CAGED (2015), desde 2014 vem se verificando não somente uma redução no total de postos de trabalhos como também uma queda na participação do E&P no total de mão-de-obra empregada no setor de petróleo e gás natural. Em 2012, por exemplo, o segmento de E&P ocupou 62 mil trabalhadores celetista o que representou 12% do total de emprego da indústria de petróleo e gás nacional. Em agosto de 2015, o volume de trabalho empregado no E&P caiu para 55 mil e sua participação no total da indústria petrolífera reduziu-se para 10%. O gráfico abaixo mostra a evolução do emprego no segmento de E&P no Brasil.

Figura 1 – Evolução do Emprego Formal no Segmento de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural



Fonte: Elaboração com base em Caged

Nota: Estoque Base para Recuperação: 01/01/2015

Entre as regiões do país, a região Sudeste tem sido aquela que mais vem sofrendo com a queda no nível de investimento na indústria de petróleo e gás natural tendo sido responsável por 54% da redução do nível de emprego no setor petrolífero no mês de agosto (CAGED, 2015). A redução do nível de emprego na região Sudeste reflete a importância do Rio de Janeiro na atividade de E&P no Brasil.

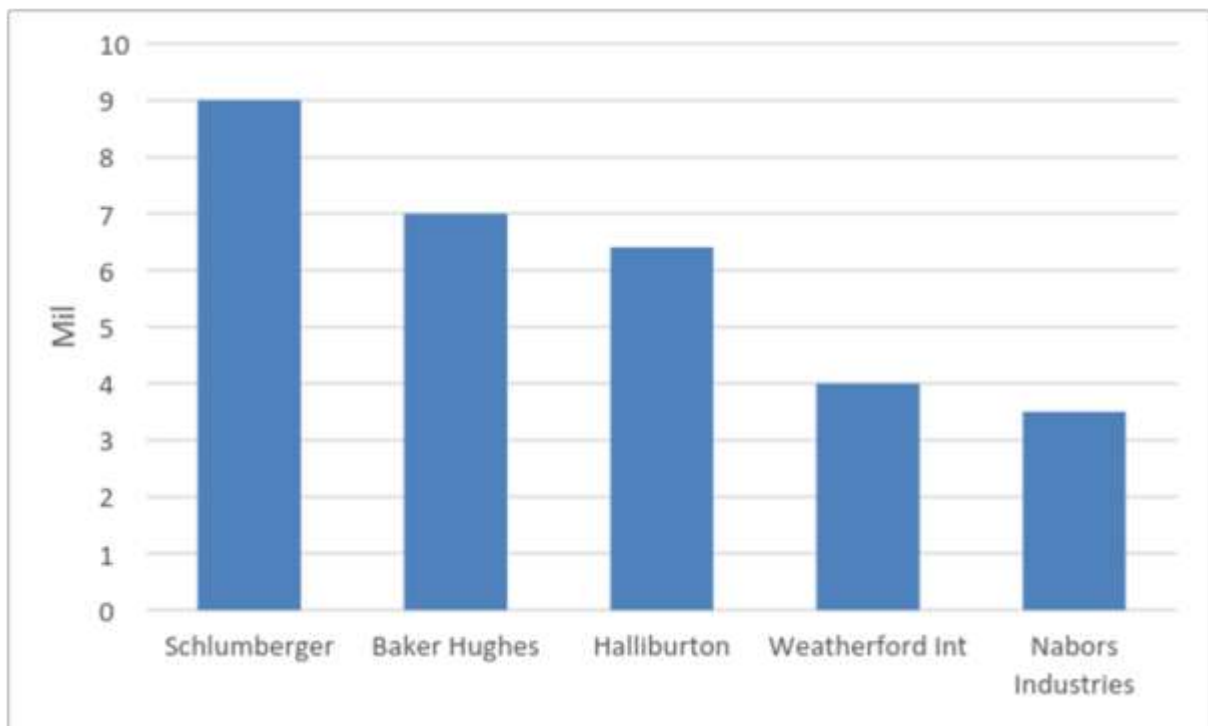
Em 2014, segundo dados da CAGED (2015), o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 64% dos postos de trabalho da atividade de E&P no Brasil. Em 2008 e 2009, essa participação ultrapassou 80% o que evidencia a importância da indústria fluminense de petróleo. Nesse sentido, com a redução do nível de investimento no setor petrolífero, o contingente ocupado no setor de E&P do estado passou de 41 mil em 2013 para 35 mil em agosto de 2015, o que representou uma redução de 15% no emprego do setor.

O aumento do desemprego verificado no setor de petróleo e gás natural no Brasil, embora reflita em parte as especificidades conjunturais da economia brasileira, segue a tendência verificada na indústria global de óleo e gás. Nos EUA, por exemplo, a indústria extrativa, onde está classificadas as atividades associadas a extração de petróleo e gás natural, perdeu, em 2015, 30 mil postos de trabalho (Bureau of Labor Statistics, 2015). Na indústria como um todo, estima-se que 51 mil empregos tenham sido eliminados em função da revisão

dos investimentos na indústria petrolífera decorrente da manutenção dos preços reduzidos do petróleo.

As empresas de serviços como Schlumberger, Baker Hughes e Halliburton tem sido as mais afetadas com a redução do preço do barril no mercado internacional. No primeiro trimestre de 2015, a Schlumberger anunciou a demissão de 9 mil empregados enquanto a Baker Hughes reduziu 7 mil postos de trabalhos em suas operações nos EUA. O gráfico abaixo mostra as empresas prestadoras de serviço que mais demitiram em 2015 nos EUA.

Figura 2 – Maiores Demissões na Indústria de Petróleo Norte-Americana em 2015



Fonte: Challenger, Gray & Christimas, 2015

A preocupação atual é que se o preço do petróleo não mostrar uma tendência de recuperação, as empresas operadoras como Chevron, ConocoPhillips e ExxonMobil, que ainda não reduziram significativamente seus efetivos, deverão rever seus planos de investimento para baixo o que levará, inevitavelmente, a redução do emprego. Isso porque muitos projetos de exploração já iniciados estão chegando em suas fases finais e, a não ser que novas campanhas exploratórias se iniciem, as equipes deverão ser desmobilizadas.

A redução do emprego no setor de petróleo traz grandes preocupações para a economia Norte-Americana em função da importância que o setor passou a desempenhar a partir de 2011. Isso porque desde o “boom do Shale Gas” o emprego no setor de petróleo e gás nos EUA vem crescendo o dobro do resto da economia norte-americana. Nesse contexto, a redução do dinamismo da indústria de petróleo e gás natural possui um grande impacto no nível de emprego nos EUA.

No outro lado do Atlântico, a Noruega presenciou, em 2015, um nível de desemprego de 4,1% da força de trabalho, o maior valor em anos. Isso se deve basicamente as demissões ocorridas na indústria de petróleo. Esse cenário, tende a piorar uma vez que a petrolífera estatal norueguesa, Statoil, registrou o seu pior resultado dos últimos anos. Nesse contexto, acredita-se que a empresa deverá iniciar um processo de reestruturação e redução de custos que, provavelmente, envolverá mais demissões.

Nesse contexto, fica evidente que parte dos problemas verificados atualmente na indústria de petróleo brasileira reflete as mudanças ocorridas no cenário internacional a partir do segundo semestre de 2014. A indústria de energia mundial vem passando por profundas transformações. A expansão das fontes de energia renováveis, o aumento das pressões ambientais e o surgimento de novos players na indústria de petróleo e gás natural vêm suscitando importantes mudanças estruturais nos setores energéticos o que intensifica o cenário de incerteza e volatilidade de preços.

Contudo, a queda do preço do barril no mercado internacional não consegue explicar completamente os problemas da indústria petrolífera brasileira. O investimento acumulado da Petrobras no segmento de E&P entre 2006 e 2014 foi de R\$ 319 bilhões sendo que este passou de um montante anual de R\$ 15 bilhões, em 2006, para R\$ 56 bilhões, em 2014. Em 2013, o investimento realizado pela empresa somente no segmento de E&P correspondeu a 5,7 % da formação bruta de capital fixo no Brasil (IBGE, 2015).

Esse acelerado aumento das inversões nas atividades de E&P, no entanto, foi acompanhado por uma elevação dos níveis de endividamento da Petrobras. Em 2010, o nível de alavancagem da empresa foi de 17% enquanto a relação dívida líquida/EBITDA ficou em 1,0. No segundo trimestre de 2015, o nível de alavancagem da empresa havia subido para 51% e a relação dívida líquida/EBITDA para 4,6 (PETROBRAS, 2015). Esse aumento do nível de investimento reflete não somente a expansão acelerada dos investimentos associados a exploração do cluster do pré-sal como também os problemas de caixa associados a política de administração de preços praticadas pelo governo brasileiro nos últimos anos (OLIVEIRA, P e ALMEIDA, E, 2015). Nesse contexto, no início de 2015 a Petrobras anunciou uma redução dos investimentos até 2019 de 76 bilhões de dólares que equivale a uma diminuição de 37% em relação ao anunciado no Plano de Negócios 2014-18.

A queda de 37% dos investimentos associada à elevada importância da indústria de Petróleo na economia brasileira traz importantes indagações. Primeiramente, qual será o impacto da queda do investimento no setor de petróleo brasileiro sobre a renda nacional? Segundo, qual será a consequência da redução do esforço exploratório sobre o nível de emprego? Terceiro, qual são as ações de política pública que podem e devem ser elaboradas para reativar os investimentos no setor petrolífero nacional?

A complexidade do cenário internacional e as dificuldades políticas e econômicas enfrentadas pelo governo brasileiro tornam extremamente difícil qualquer prospecção de possíveis respostas para as questões acima. A única certeza que se tem é que o reestabelecimento de um ambiente favorável de

investimento na indústria de petróleo no Brasil é de extrema importância para a recuperação da economia brasileira e estabilização das variáveis macroeconômicas.

Referências:

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Dados Estatísticos Mensais** < <http://www.anp.gov.br/>>

Almeida, E., Amaral, T.P., Impactos da política de preços dos combustíveis sobre a Petrobras. **Boletim Infopetro**, Maio/Junho, Ano 15, n. 2, 2015.

Banco Central do Brasil, 2015. **Séries temporais**. <http://www.bcb.gov.br>

Bureau of Labor Statistics, 2015. Disponível em <http://www.bls.gov/iag/tgs/iag21.htm>

Caged. **Ministério do Trabalho e emprego** < <http://bi.mte.gov.br/bgcaged> >

Challenger, Gray & Christimas, 2015 Disponível em <https://www.challengergray.com/press/press-releases>

IBGE, 2015; **Séries Históricas e Estatísticas**. Diretoria de Pesquisa. Coordenação de Contas Nacionais. Rio de Janeiro.

PETROBRAS, 2015 Disponível em <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros#topo>