



EM TESE, MANCHETE

As contradições entre a expansão renovável e a flexibilidade térmica no Brasil

 Curtir

 Compartilhar

56 pessoas curtiram isso.



Por **Diogo Lisbona Romeiro (*)** - A maior flexibilidade dos sistemas elétricos exigida pelo protagonismo das Novas Energias Renováveis (NER) intermitentes, como eólica e solar, constitui-se em um dos principais desafios dentre as inúmeras transformações em curso desencadeadas pela transição elétrica rumo a uma matriz de geração renovável.

Os impactos da maior participação intermitente das NER na geração de eletricidade são específicos às particularidades de cada sistema. Neste sentido, diferentes sistemas enfrentam desafios distintos e vislumbram oportunidades diversas, muitas vezes negligenciadas.

Enquanto que sistemas elétricos “estáveis”, com expectativa de baixo crescimento da demanda e reduzido investimento em descomissionamento de plantas em operação ou em infraestrutura de rede, tendem a enfrentar elevados custos de adaptação à penetração (incentivada) das NER; sistemas “dinâmicos”, com perspectiva de novos e significativos investimentos, têm a oportunidade de direcionar a expansão em consonância com a maior flexibilidade exigida pelas NER (IEA, 2014).

Neste contexto, com uma matriz elétrica renovável e um sistema ainda em expansão, o Brasil desfruta de uma posição privilegiada. A penetração das NER no país, estruturada de forma competitiva em leilões de longo prazo, sucede em harmonia com o sistema hidroelétrico predominante, que já provê elevada flexibilidade com seus significativos reservatórios hídricos interconectados por um amplo Sistema Interligado Nacional.

Entretanto, embora o sistema elétrico brasileiro já disponha de elevada “flexibilidade intrínseca”, favorecendo a penetração da geração intermitente das NER, a expansão da matriz persiste em adicionar flexibilidade térmica “extrínseca” ao sistema, como fonte de back-up para momentos hidrológicos críticos. Considerando um horizonte futuro com geração significativa das NER e menor importância relativa do estoque hídrico, pode-se apontar contradição entre a flexibilidade térmica e o protagonismo das NER em um sistema já dotado com ampla flexibilidade hídrica. [1]

O Protagonismo das NER e a Necessidade de Maior Flexibilidade

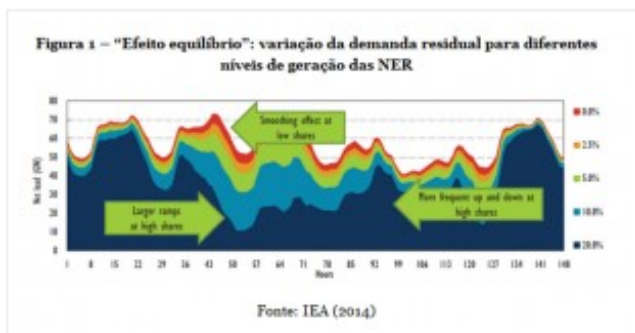
A geração das NER é caracterizada por alta variabilidade, baixa previsibilidade, custo marginal de operação praticamente nulo e reduzido fator de capacidade (geram, na média, abaixo de 50% da potência instalada), além de seu aproveitamento estar sujeito a restrições geográficas. Com escala de produção reduzida, a modularização das NER incentiva a geração distribuída, abrindo espaço para que decisões descentralizadas, em um setor marcado por arranjos centralizados, influenciem o grau e o ritmo de penetração dessas fontes.

Embora variabilidade e imprevisibilidade estivessem desde sempre presentes nos sistemas elétricos – por variações da demanda, indisponibilidade inesperada dos geradores ou interrupções imprevistas no transporte – o desenvolvimento em larga escala das NER introduz dimensão inédita desses atributos à oferta de energia. Conseqüentemente, incorre-se em novos e elevados custos para manter os níveis pré-estabelecidos de qualidade (tensão e frequência) e confiabilidade do suprimento (CRASSOU e ROQUES, 2015). Entretanto, Glachant e Henriot (2013) enfatizam que as barreiras a serem superadas para maior integração das NER não são principalmente de natureza técnica, mas econômica.

Como discute Bicalho (2015a, 2015b), a imprevisibilidade inerente aos sistemas elétricos, que permeia a interdependência sistêmica entre fluxos de produção e consumo, foi manejada, historicamente, por flexibilidade e coordenação, de modo a prover energia onde, quando e quanto desejado pelo consumidor. Esta flexibilidade, ou liquidez no termo de Bicalho, definiu a noção de acesso irrestrito e ilimitado como o padrão vigente de consumo. No entanto, o novo protagonismo das NER intermitentes compromete “as possibilidades de injetar liquidez no sistema nos moldes tradicionais”. Neste contexto, “o problema não se resume ao custo da geração em si, mas o custo da manutenção da liquidez do sistema como um todo”.

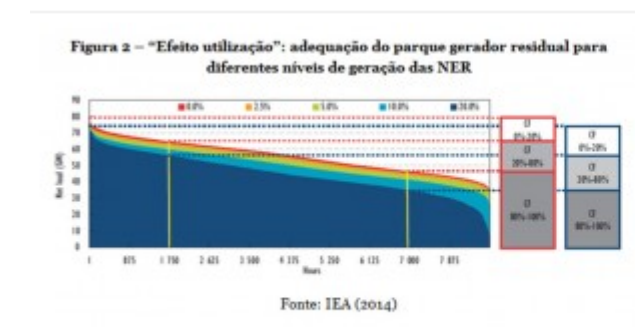
A partir do momento em que a geração das NER passa a atender uma proporção expressiva da carga, as demais fontes que compõem o parque gerador são frequentemente deslocadas, enfrentando elevada variabilidade em seus despachos. Neste novo contexto, a intermitência das NER impõe alto grau de flexibilidade ao parque residual, responsável por atender a demanda (residual) não suprida pelas NER.

Historicamente, a capacidade instalada dos sistemas elétricos foi dimensionada para atender o pico da demanda com uma margem de reserva de segurança, sobrepondo plantas despacháveis voltadas para atender a base da carga (baseload), variações previstas (mid-merit) e picos esporádicos (peaking plants). Com o protagonismo das NER, uma parte significativa da capacidade instalada – mais capital-intensiva e com menor custo de operação – torna-se incontrolável e recorrentemente indisponível. Gottstein e Skillings (2012) identificam nessa mudança um novo paradigma para a confiabilidade do sistema, no qual a capacidade de resposta da geração residual à brusca variação da disponibilidade das fontes intermitentes é tão importante para a garantia de suprimento quanto à capacidade instalada necessária para atender os picos de demanda. Conseqüentemente, a questão primordial da adequação dos portfólios de geração à curva de carga passa a ser qualitativa. O dimensionamento ótimo do parque gerador depende, cada vez mais, das características do sistema elétrico e, em especial, dos atributos das capacidades instaladas (ROMEIRO e FERRAZ, 2015).



A Agência Internacional de Energia (IEA, 2014) distingue dois efeitos distintos da introdução das NER nos sistemas elétricos: o “efeito equilíbrio”, que captura a maior variação da demanda residual, em quantidade e tempo de resposta; e o “efeito utilização”, que captura o impacto da geração das NER no fator de capacidade do parque gerador residual. O efeito equilíbrio requer maior flexibilidade do parque gerador residual, em termos de retirar ou recolocar a sua disponibilidade em curto espaço de tempo (Figura 1); ao passo que o efeito utilização diz respeito à

adequação do parque gerador residual à nova flexibilidade requerida (Figura 2).



Em sistemas estáveis, a penetração das NER em um curto período de tempo provoca “efeitos de utilização transitórios” elevados. Com a maior geração intermitente, o parque gerador residual passa a ser deslocado recorrentemente, impactando na operação e remuneração da capacidade anteriormente instalada, desenhada para operar com menor variabilidade e maior previsibilidade. Neste cenário, o fator de capacidade de plantas voltadas para base (baseload) e para variações frequentes (mid-merit) é reduzido, tornando o parque gerador

residual inadequado para o novo sistema. [[ii]]

Neste contexto, em mercados de energia (energy-only markets), a penetração massiva das renováveis deprime significativamente o preço spot, comprometendo a remuneração de todas as centrais. Frente aos desafios da maior flexibilidade requerida e aos elevados custos transitórios, Keay (2016) advoga que os mercados de eletricidade estão “quebrados”, na medida em que os preços não mais incentivam os investimentos necessários, não remuneram adequadamente os ativos existentes e não conferem sinais adequados aos consumidores.

Os efeitos de utilização transitórios permanecem presentes até a readequação do parque gerador residual à nova realidade, com a redução das plantas inflexíveis voltadas para base da geração e o reequilíbrio das centrais aos respectivos fatores de capacidade mais adequados. Esta mudança estrutural no parque gerador residual indica o “efeito de utilização persistente”, que decorre inevitavelmente da nova configuração ótima da matriz elétrica (Figura 2).

Ao contrário dos sistemas elétricos estáveis, que estão sujeitos aos custos transitórios do efeito de utilização, os sistemas dinâmicos se defrontam com uma janela de oportunidade: se os investimentos necessários forem direcionados no sentido de conferir a flexibilidade mais adequada ao protagonismo das NER (efeito de utilização persistente), os sistemas dinâmicos podem evitar os custos transitórios.

Desta forma, a introdução das NER, tal como de qualquer outra tecnologia, está sujeita a “custos de integração”, determinados pelas especificidades de cada sistema e, em geral agrupados em custos relacionados: ao (re)equilíbrio estático do sistema (efeito equilíbrio); ao (re)equilíbrio dinâmico, isto é, à adequação do parque gerador (efeito utilização); e a investimentos adicionais em expansão e reforços da rede.

No entanto, como observa a IEA (2014), a análise desintegrada e restrita a custos de integração incorre em equívocos metodológicos, já que os custos não são independentes entre si e as alternativas aportam benefícios distintos ao sistema. Ao invés de apenas investigar custos adicionais pela integração das NER, deve-se contrastá-los com custos evitados, isto é, benefícios ao sistema, orientado a análise para uma comparação global de custo-benefício. [iii]

Conclui-se, assim, que a magnitude dos custos e benefícios depende das características de cada sistema, mais especificamente, do grau de flexibilidade disponível, proveniente de quatro fontes principais de recursos de flexibilidade: plantas de geração despacháveis; interconexão de regiões e mercados; mecanismos de resposta da demanda; e estocagem. Neste sentido, como discute Ferraz (2015), mais do que garantir a presença de elementos de flexibilidade, deve-se estabelecer remuneração apropriada para as diversas fontes de flexibilidade.

A Expansão Renovável do Brasil e as Contradições com a Flexibilidade Térmica

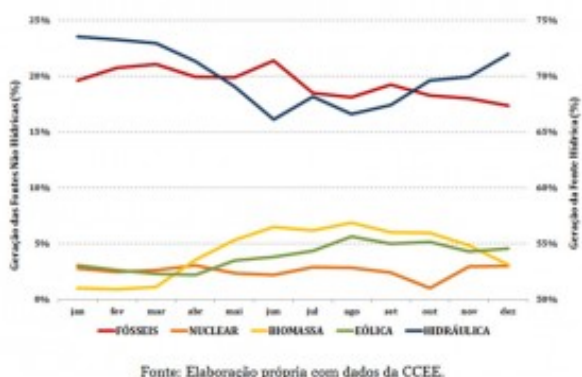
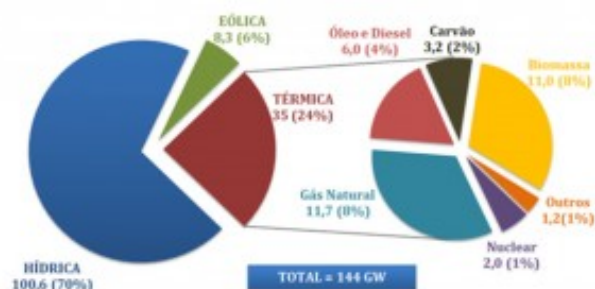
Nos termos da discussão anterior, o sistema elétrico brasileiro pode ser classificado como dinâmico e extremamente flexível. [iv] Por um lado, espera-se uma elevação de 3,5% ao ano do consumo per capita para os próximos dez anos (EPE, 2015). Por outro, a predominância hidráulica, a significativa estocagem hídrica e a interconexão continental de suas diversas regiões geográficas posicionam o Brasil em posição privilegiada face ao protagonismo das NER.

O parque gerador brasileiro, em dezembro de 2015, contava com 144 GW de capacidade instalada (Figura 3), dos quais 84% proveniente de fontes renováveis: 70% hídrica, 8% biomassa e 6% eólica. A participação térmica responde por 24% da matriz – os combustíveis fósseis (gás natural, óleo, diesel e carvão) contribuem com 14% da potência instalada e o nuclear com pouco mais de 1%.

Em 2015, a participação média da geração hídrica no atendimento da carga oscilou em torno de 70%, enquanto que a complementação térmica média oscilou em torno de 25% (alcançando 30% em junho). Verifica-se uma maior contribuição das térmicas na geração desde fins de 2012, ante a uma participação histórica média inferior a 10%. Dentre a contribuição térmica em 2015, os combustíveis fósseis responderam, em média, por cerca de 20%, biomassa alcançou 7% no período da safra e nuclear oscilou em torno de 2,5%. Em média a eólica contribui com 4% da geração de energia, oscilando entre 2,2% em abril e 5,6% em agosto. Em um dia específico de novembro, a geração eólica chegou a atender cerca de 10% da geração total de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), registrando elevado fator de capacidade superior a 80%.

Nota-se no gráfico de geração a significativa complementaridade sazonal entre a geração hidráulica e a geração de biomassa e eólica. A safra da cana de açúcar (maior disponibilidade de biomassa) e a maior incidência de vento coincidem com o período hidrológico mais seco (menor disponibilidade hídrica), entre abril e outubro. Ao mesmo tempo, a maior geração eólica no período noturno contribui para melhor integração com a geração solar.

Figura 3 – Capacidade Instalada (dez/2015) e Participação das Fontes na Geração em 2015



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

No sistema elétrico brasileiro, a elevada estocagem hídrica em reservatórios de armazenagem (mais de 200 TWh) permite não apenas a regularização da variabilidade das aflúências tropicais, como a “captura” da geração proveniente das outras fontes através da geração hidráulica evitada. Ou seja, o deslocamento da geração hídrica permite a reserva da água não turbinada nos reservatórios, contribuindo para elevada complementação energética.

Neste contexto, a complementação térmica foi concebida como back-up da geração predominante hidráulica, para atuar esporádica e pontualmente em momentos hidrológicos adversos. Para tanto, a disponibilidade térmica latente e preferencialmente evitada, por resultar em consumo custoso de combustíveis fósseis, foi estruturada para ser flexível, de modo a não restringir a otimização do despacho intertemporal realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A decisão de quanta água utilizar ou guardar pressupõe a flexibilidade entre acionar ou não a disponibilidade térmica. Desta forma, na matriz hidro-térmica, a abundância hídrica, a sua disponibilidade (liquidez) provida pelos reservatórios interligados no SIN e a complementação térmica flexível constituem “flexibilidades intrínsecas”, essenciais ao sistema.

Entretanto, o sistema dinâmico brasileiro encontra-se em plena transformação. Por um lado, a expansão hídrica remanescente será aproveitada basicamente por usinas a fio d’água, sem expandir a reserva hídrica disponível. Por outro, a maior variabilidade e imprevisibilidade da oferta de energia tende a aumentar significativamente com a maior participação das NER (principalmente eólica) e das hidrelétricas a fio d’água. Nesta direção, a geração distribuída pode acelerar ainda mais a penetração das NER com a instalação de painéis fotovoltaicos, demandando maior flexibilidade do parque residual.

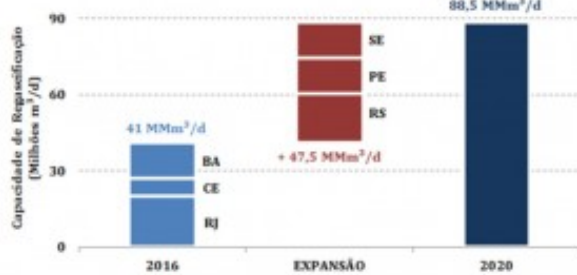
Neste contexto, a importância relativa dos reservatórios hídricos, em relação à carga, tende a se reduzir gradativamente. Consequentemente, o deplecionamento anual dos reservatórios tende a ser cada vez mais acentuado, comprometendo a garantia de suprimento. Para recuperar o armazenamento hídrico, a complementação térmica tende a ser cada vez mais frequente e duradoura, mesmo em períodos hidrológicos normais. Observando estas tendências, o ONS (2014) constata “a necessidade de mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN”.

Na matriz em transformação, a configuração “hidro-térmica-NER” requer elevada flexibilidade do parque gerador residual. A “flexibilidade intrínseca” provida pelos reservatórios já existentes é o recurso mais adequado para prover os serviços de flexibilidade requeridos pelo novo sistema. Nesta configuração, grande parte da complementação térmica deve ser deslocada para a base da geração, recompondo o grau de regularização dos reservatórios.

Entretanto, o planejamento da expansão persiste em privilegiar a contratação de térmicas flexíveis, preferindo térmicas movidas a gás natural para mitigar os impactos na matriz renovável (EPE, 2015). Como a produção de gás natural no Brasil é preponderantemente offshore e associada ao petróleo, portanto inflexível e com elevados custos de escoamento, a flexibilidade térmica requerida passou a ser coberta pela importação variável de GNL.

Como discute Losekann (2015), desde 2008 o GNL foi introduzido na matriz energética brasileira como alternativa mais apropriada à flexibilidade exigida pelo despacho térmico. A partir de então, três terminais de regaseificação (Rio de Janeiro, Bahia e Ceará) com capacidade de 41 milhões m³/d foram construídos e interligados a rede de gasodutos, complementando a oferta em momentos de pleno despacho. Esta tendência foi reforçada nos dois últimos leilões de energia A-5 realizados em 2014 e 2015, quando foram contratadas três térmicas flexíveis movidas a GNL, a serem construídas conjuntamente com novos terminais de regaseificação (Rio Grande do Sul, Sergipe e Pernambuco), que adicionarão 4 GW de capacidade instalada. Em quatro anos, a capacidade de regaseificação deve dobrar, alcançando 88,5 milhões m³/d (Figura 4).

Figura 4 – Capacidade de Regaseificação Existente e Expansão Prevista



Fonte: Elaboração própria com estimativas do Instituto Acende Brasil (2016).

Deve-se observar que a flexibilidade exigida atualmente pelo sistema elétrico direciona a contratação para o gás importado, em detrimento de possível aproveitamento de recursos domésticos, como o gás proveniente do pré-sal, que demandam consumo ininterrupto (inflexível) por estarem associados à extração de petróleo. Não apenas induz à importação de GNL, aumentando a dependência a recursos externos, como restringe os contratos ao mercado spot, expondo o sistema a riscos elevados pela alta volatilidade dos preços.

A opção por flexibilidade térmica é tão persistente no sistema brasileiro, que mesmo estudo recente

do [Instituto Acende Brasil](#) (2016), sobre políticas para maior integração entre o mercado de gás natural e a geração de eletricidade, não relaciona a tendência de longo prazo de maior despacho térmico com a possível conveniência de contratação de térmicas inflexíveis a gás, desconsiderando a inflexibilidade como elo integrador das duas indústrias.

Com cenários de despacho térmico cada vez mais recorrente, a custosa flexibilidade térmica contratada é onerosamente desperdiçada. Por um lado, a flexibilidade não será tão proveitosa, já que a geração será bem menos variável e esporádica. Por outro, incorre-se nos elevados custos da flexibilidade, uma vez que os preços verificados nos contratos de curto prazo tendem a ser superiores aos registrados nos contratos de longo prazo.

Sob estas perspectivas, pode-se indicar contradição entre a expansão renovável intermitente e a flexibilidade térmica no Brasil. Privilegia-se a contratação de térmicas flexíveis sob uma lógica em plena transformação. Ao invés de flexibilidade térmica em função da geração hidráulica, o protagonismo das NER requer flexibilidade do parque gerador residual que confira rápida capacidade de resposta para garantir o suprimento. Estes serviços de flexibilidade podem ser adequadamente providos pela disponibilidade hídrica já existente, enquanto que a manutenção de níveis de reserva elevados pode garantir alta penetração das NER.

Assim, a flexibilidade térmica torna-se “extrínseca” ao sistema, já que a maior geração térmica na base garante a preservação do estoque hídrico e o liberta para desempenhar a sua flexibilidade “intrínseca” – antes direcionado prioritariamente para a geração de energia e modicidade tarifária, agora reorientado para a provisão de flexibilidade.

Trata-se, portanto, de um “novo papel para os reservatórios hídricos”, como já discutido amplamente em inúmeros artigos no Infopetro – D’Araújo (2012), Losekann (2013), Hallack e Vazquez (2013), Bicalho (2014), Ferraz (2015), entre outros. [[v]]

Como observa Bicalho (2014), “a solução dos nossos problemas continua nas águas que estão nos nossos reservatórios. A diferença é que elas podem valer muito mais do que nós as valorizamos correntemente. E não pelas razões costumeiras de serem as mais baratas fontes de energia elétrica, mas por serem estratégicas no contexto da transição energética em marcha no mundo”.

Neste contexto, a geração hidráulica tende a ser menor, já que a água contida nos reservatórios passa a ser mais valorizada. Porém, ao invés de se estabelecer mecanismos de remuneração do estoque hídrico preservado, como apontado por Losekann (2013) e Ferraz (2015), pode-se pensar em remuneração da flexibilidade da oferta provida ao sistema pelo bloco hidráulico. [[vi]] Do mesmo modo que a água preservada no reservatório possui maior valor para o sistema, a rápida capacidade de resposta da geração hidráulica também possui maior valor diante da variabilidade e imprevisibilidade da geração das NER. Desta forma, ao invés de compensar a perda de receita das centrais hídricas pela remuneração do estoque, pode-se remunerar adequadamente o valor da flexibilidade aportada ao sistema.

A maior vantagem de se remunerar a flexibilidade e não o estoque diretamente, que se mantém preservado pelo deslocamento da geração hídrica pelas NER e pela inflexibilidade térmica, é estruturar mecanismos (ou mercados) de flexibilidade que induzam a remuneração de outros recursos essenciais de flexibilidade, como a resposta mais sensível da demanda às oscilações do valor da energia. Ao se valorizar adequadamente o valor instantâneo da oferta, obtêm-se, paralelamente, sinais apropriados para a demanda.

No horizonte de expansão renovável da matriz elétrica brasileira, a remuneração adequada da flexibilidade hídrica já existente é a janela de oportunidade para mitigar os custos de integração decorrentes da maior variabilidade e imprevisibilidade da oferta de energia.

Referências:

- BICALHO, R. (2014). A transição elétrica: muito além da falta de chuvas.
<https://infopetro.wordpress.com/2014/03/10/a-transicao-eletrica-muito-alem-da-falta-de-chuvas/>
- BICALHO, R. (2015a). [Notas sobre a introdução de energias renováveis variáveis e o futuro do setor elétrico.](https://infopetro.wordpress.com/2015/03/02/notas-sobre-a-introducao-de-energias-renovaveis-variaveis-e-o-futuro-do-setor-eletrico/)
<https://infopetro.wordpress.com/2015/03/02/notas-sobre-a-introducao-de-energias-renovaveis-variaveis-e-o-futuro-do-setor-eletrico/>
- BICALHO, R. (2015b). O setor elétrico em transformação. BICALHO, R. (2015b)
<https://infopetro.wordpress.com/2015/09/07/o-setor-eletrico-em-transformacao/>
- CRASSOUS, R.; ROQUES, F. (2015). Les Coûts Associés a L'Insertion des ENR Intermittentes dans le Système Électrique – Une Revue de la Literature. Chaire European Electricity Markets – Fondation Paris-Dauphine. Working Paper 2015-11.
- D'ARAÚJO, R. (2012). Setor elétrico brasileiro: mais reservatórios ou critérios mais coerentes?
<https://infopetro.wordpress.com/2012/06/11/setor-eletrico-brasileiro-mais-reservatorios-ou-criterios-mais-coerentes/>
- EPE (2015). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.
- FERRAZ, C. (2015). Transição energética e reforma do mercado de eletricidade.
<https://infopetro.wordpress.com/2015/09/28/transicao-energetica-e-reforma-do-mercado-de-eletricidade/>
- FINON, D. (2015). Le Besoin de Marchés de la Flexibilité: L'Adaptation du Design des Marchés Électriques aux Productions D'Énergies Renouvelables. Chaire European Electricity Markets – Fondation Paris-Dauphine. Working Paper 2015-13.
- GLACHANT, J.; HENRIOT, A. (2013). Melting-pots and Salad Bowls: The Current Debate on Electricity Market Design for RES Integration. Cambridge Working Paper in Economics 1354.
- GOTTESTEIN, M.; SKILLINGS, A. (2012). Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System. RAP working paper.
- HALLACK, M.; VAZQUEZ, M. (2013). O problema da [interação energia eólica, hidráulica e gás natural](#).
<https://infopetro.wordpress.com/2013/08/19/o-problema-da-interacao-energia-eolica-hidraulica-e-gas-natural/>
- IEA – International Energy Agency (2014). The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.
- Instituto Acende Brasil (2016). O Mercado de Gás Natural e a Geração Termelétrica. White Paper 16.
- KEAY, M. (2016). Electricity Markets are broken – can they be fixed? The Oxford Institute for Energy Studies, Paper EI 17
- LOSEKANN, L. (2013). Desafio do setor elétrico brasileiro: novo papel dos reservatórios.
<https://infopetro.wordpress.com/2013/08/12/desafio-do-setor-eletrico-brasileiro-novo-papel-dos-reservatorios/>
- LOSEKANN, L. (2015). A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro.
<https://infopetro.wordpress.com/2015/10/19/a-integracao-truncada-das-termeletricas-a-gas-natural-no-setor-eletrico-brasileiro/>
- MIT (2011). The Future of the Electric Grid – An Interdisciplinary MIT Study.
- ONS (2014). Plano da Operação Energética 2014/2018 – PEN 2014. Sumário Executivo.
- ROMEIRO, D.; FERRAZ, C. (2015). A Expansão das Novas Energias Renováveis e a Necessidade de Produtos de Flexibilidade – Uma análise comparada entre o Brasil e o Pentilateral Energy Forum. IX Jornada Científica em Economia da Energia AB3E.

Notas:

(*) Doutorando do Instituto de Economia da UFRJ

[[i]] O conceito de “contradição” refere-se menos à ideia de conflito e mais à noção de inadequação entre soluções ótimas de curto e longo prazo. Neste sentido, as contradições surgem quando soluções (ótimas) de curto prazo criam problemas para o longo prazo.

[[ii]] Impor frequente variabilidade ao despacho de usinas de grande porte voltadas para a base da carga resulta em efeitos econômicos negativos – como elevação dos custos de operação e manutenção, redução do ciclo de vida, distanciamento do ponto de operação de máxima eficiência e elevação significativa dos custos de reinício (MIT, 2011).

[[iii]] Para uma discussão mais aprofundada, conferir Losekann et ali (2014).

[[iv]] Em estudo sobre os impactos das NER em diferentes sistemas elétricos, a Agência Internacional de Energia (IEA, 2014) classifica o Brasil como o país com maior flexibilidade dentre os quinze países analisados, agrupados em sete regiões distintas: Índia, Itália, Ibéria, Nordeste Europeu, Japão e Texas.

[[v]] Hallack e Vazquez (2013) apresentam um contraponto para esta discussão. Ao considerarem que o protagonismo das NER não confere mudanças estruturais no sistema brasileiro, já afeito aos problemas da intermitência, apontam para maior necessidade de coordenação entre os sistemas de eletricidade e de gás natural. A solução apresentada não passa pela maior inflexibilidade térmica, mas pela introdução na otimização intertemporal do despacho hidro-térmico de informações sobre os preços futuros de gás, ampliando o trade-off do operador para sensibilidade do custo de oportunidade entre consumo de água e de gás natural.

[[vi]] Para uma discussão aprofundada sobre remuneração da flexibilidade da oferta, conferir Glachant e Henriot (2013) e Finon (2015).

Fonte: Infopetro