

# A Competitividade e o Valor Sistêmico das Fontes de Geração Elétrica – A experiência brasileira sob a luz de diferentes abordagens teóricas

Diogo Lisbona Romeiro | Edmar de Almeida | Luciano Losekann

## 1. Overview

A comparação entre diferentes tecnologias de geração de eletricidade é realizada, tradicionalmente, com base nos custos (fixos e variáveis) projetados para todo o ciclo de vida dos projetos, nivelados por unidade de energia gerada (MWh), levando-se em conta um fator de capacidade esperado (STOFT, 2002). O custo nivelado (*levelised costs of electricity* – LCOE) é a métrica utilizada tanto para medir a competitividade das fontes vis-à-vis ao preço médio da eletricidade vigente ou esperado (perspectiva do investidor), quanto para expressar os custos das fontes de um portfólio eficiente de geração (perspectiva do planejador).

Joskow (2011) argumenta que o LCOE revela-se uma métrica falha e incompleta para comparar tecnologias despacháveis (controláveis) e intermitentes, pois não leva em consideração que a eletricidade é um bem não-homogêneo no tempo. A impossibilidade de estocagem em larga escala comercial requer o ajuste instantâneo entre oferta e demanda, cujas flutuações recorrentes resultam em variações significativas do valor da energia. Neste sentido, a comparação entre fontes despacháveis e intermitentes deveria ser analisada levando-se em conta o momento esperado da sua disponibilidade e o respectivo valor de mercado projetado para a energia gerada. Borenstein (2008, 2012), Hirth (2013), Schmalensee (2016), entre outros, reconhecem a necessidade de comparar as fontes com base na expectativa do valor de mercado da energia, visto a heterogeneidade da eletricidade no tempo e no espaço, contrastando-se custos (nivelados) com benefícios da introdução das fontes no sistema.

Nesta direção, a *Energy Information Administration*, do Departamento de Energia dos Estados Unidos (EIA/DOE, 2013), sugere o confronto dos custos nivelados (LCOE) com os custos evitados nivelados da alternativa em análise (*levelized avoided cost of electricity* – LACE), utilizando o custo evitado com a introdução da nova fonte, pelo deslocamento de despachos mais custosos, como *proxy* para o seu benefício.

A proposta da EIA/DOE procura contornar as falhas do LCOE identificadas pela literatura, operacionalizando uma análise de custo-benefício, porém adota um conceito restrito para o benefício das alternativas. Com a penetração das novas energias renováveis (NER), primordialmente eólica e solar, parte significativa da oferta torna-se variável e imprevisível, demandando maior flexibilidade de todo o sistema (PEREZ-ARRIAGA e BATTLE, 2012). Ao considerar como benefício o custo evitado de despachos mais custosos, a proposta negligencia os custos de integração decorrentes da introdução das NER, configurando-se também como uma métrica incompleta. O deslocamento mais recorrente do parque gerador residual, que atende a demanda residual não suprida pelas NER, revela-se cada vez mais um custo de adequação dos sistemas do que propriamente um benefício com gastos de combustível evitados.

A literatura sobre custos de integração é vasta, porém as análises incorrem em contradições conceituais e metodológicas sobre quais custos devem ser considerados e como devem ser computados (MILLIGAN et al., 2011; HIRTH et al., 2015). Em geral, investigam-se custos relacionados ao equilíbrio estático (*balancing costs*), ao equilíbrio dinâmico (*adequacy costs*) e a reforços e expansão da rede (*grid costs*), comprometidos com a penetração massiva de fontes não controláveis. A dificuldade está em considerar os custos isoladamente, em uma abordagem “*bottom-up*”, sem computar todos os custos de fato incorridos e as interações entre todos os componentes (não-aditividade). Para contornar este problema e buscando aprimorar a comparação entre tecnologias tendo por base o valor econômico de cada alternativa, Ueckerdt et al. (2013) propõem uma abordagem “*top-down*”, definindo um custo nivelado sistêmico (System LCOE) como a soma dos custos marginais (nivelados) de geração (LCOE) com os custos marginais de integração por energia gerada. O *insight* desta proposta está em unir duas literaturas paralelas (valor das tecnologias e custos de integração) em um único *framework*, decompondo custos e benefícios sistêmicos.

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2014 e 2016) aponta para direção semelhante ao ratificar o custo nivelado como métrica falha da competitividade das fontes e a abordagem “*bottom-up*” dos custos de integração como equivocada para considerar os custos e benefícios totais. A Agência defende a necessidade de se comparar o valor sistêmico das alternativas, levando-se em conta custos e benefícios sistêmicos totais. Neste sentido, os custos nivelados não deveriam ser contrastados só com custos evitados totais (EIA/DOE) ou só com custos de integração (“*bottom-up*”), mas com benefícios líquidos sistêmicos (custos evitados subtraídos de custos acrescidos).

Desta forma, a proposta de valor sistêmico da Agência se aproxima de outra literatura adjacente (AWERBUCH, 2006) que propõe comparar portfólios eficientes de geração, que minimizam custos e riscos globais, em detrimento da escolha individual de tecnologias guiada apenas pelo menor custo.

## **2. Metodologia**

O artigo pretende apresentar e relacionar diversas abordagens teóricas sobre o valor econômico da energia gerada por diferentes tecnologias e os custos e benefícios sistêmicos da introdução das fontes. A partir do confronto dessas diferentes literaturas, o artigo discute a metodologia de cálculo do Índice Custo-Benefício (ICB) desenvolvido pelo Brasil, utilizado há mais de dez anos para selecionar tecnologias complementares à expansão hídrica (térmicas, eólica e solar) em leilões de expansão para contratação de longo prazo.

## **3. Resultados Esperados**

A literatura aponta que a abordagem tradicional de custos nivelados é falha e incompleta, mas ainda não há uma métrica amplamente reconhecida que a substitua. O contraste entre custos e benefícios é o caminho indicado por grande parte da literatura, mas cada vez mais se reforça a necessidade de uma abordagem sistêmica, apontando para benefícios líquidos de custos de integração.

Procura-se mostrar que a análise precursora de custo-benefício no Brasil foi estruturada em consonância com as características hídricas do sistema brasileiro, permitindo penetração significativa de potência eólica na matriz, mas não foi capaz de selecionar um parque adequado para as transformações em curso, negligenciando custos e benefícios sistêmicos das fontes.

## **4. Conclusões**

Não há resposta única e consensual sobre qual o valor econômico das diferentes tecnologias de geração elétrica. O *framework* obtido a partir do confronto de diferentes literaturas e a sua aplicação ao caso brasileiro contribui para melhor compreensão dos desafios teóricos e práticos a serem enfrentados.

## **Referências:**

- AWERBUCH, S. (2006). Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Implications for Renewables and Energy Security. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 11, 693-710.
- BORENSTEIN, S. (2008). The market value and cost of solar photovoltaic electricity production. CSEM Working Paper 176.
- BORENSTEIN, S. (2012). The private and public economics of renewable electricity generation. Journal of Economic Perspectives, Vol. 26, No. 1.
- EIA/DOE (2013). Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement.
- HIRTH, L. (2013). The Market Value of Variable Renewables – The Effect of Solar and Wind power variability on their relative price. Energy Economics, 30: 218-236.
- HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. (2015). Integration Costs Revisited – An economic framework for wind and solar variability. Renewable Energy, 74: 925-939.
- IEA (2014). The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.
- IEA (2016). Next Generation Wind and Solar Power – From Cost to Value.

JOSKOW, P. (2011). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generation Technologies. *American Economic Review*, Vol. 100, No. 3.

MILLIGAN, M. et al. (2011). Integration of Variable Generation, Cost-Causation, and Integration Costs. *The Electricity Journal*, vol. 24, No 9.

PEREZ-ARRIAGA, I. J.; BATLE, C. (2012). Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation. *Economics of Energy and Environmental Policy*.

SCHMALENSEE, R. (2016). The Performance of U.S. Wind and Solar Generators. *The Energy Journal*, Vol. 37, No. 1.

STOFT, S. (2002). *Power System Economics – Designing Markets for Electricity*. IEEE Press.

UECKERDT, F.; HIRTH, L.; LUDERER, G.; EDENHOFER, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63:61e75.