

A GD e suas questões técnicas e econômicas⁽¹⁾

Ivo Leandro

Uma das melhores definições de geração distribuída – GD vem da Environmental Protection Agency – EPA norte-americana: “constitui-se de variedade de tecnologias que produzem eletricidade e energia térmica concomitantemente, servindo a uma mesma estrutura – edificação ou micro-rede”. Esta integração não só traz benefícios econômicos e técnicos, como também garante vantagens ambientais com resultados muito estimulantes.

Nos sistemas elétricos de potência, no entanto, se as características das instalações de GD estão voltadas para os previsíveis inputs como o tipo de carga, capacidade instalada, perfil da demanda, custos e outras estratégias para produção, armazenamento e exportação do excesso, os outputs apresentam comportamento pouco determinístico, provenientes da geração líquida do sistema, da alimentação flutuante nas redes, da degradação da qualidade de energia, associados ao aumento do nível de falhas, ao impacto nas perdas técnicas etc.

Nestas circunstâncias, o aperfeiçoamento da GD é possível ao mesmo tempo da modernização da infraestrutura das redes, permitindo a implantação de tecnologias diversas. Além disso, as tecnologias envolvidas, tanto das redes smart quanto das fontes de GD, precisam estar alinhadas com a construção e manutenção de uma cadeia de valor de baixo carbono, com a incorporação de níveis de desenvolvimento de inovação competitiva e com a acomodação de portfólio de geração que garanta a disponibilidade e o despacho na base da carga (baseload), nas variações previstas (mid merit) e capacidade nos picos de demanda (peaking plants).

A coluna-mestra de solução está na coordenação adequada entre os investimentos em geração e os investimentos na estrutura física das redes que, ao final das contas, são estas que darão a resiliência necessária à operação plena. Para se efetivar esta proposta o planejamento precisa apresentar uma abordagem proativa capaz de configurar um sistema ideal de bem-estar geral de viabilidade técnica, segurança, confiabilidade e equilíbrio financeiro entre produtores e consumidores – sem assimetrias tarifárias, agregando custos mínimos de geração, transmissão e distribuição (T&D).

Num cenário de intensificação da conexão de fontes intermitentes aos sistemas, ainda que cada um apresente suas próprias especificidades, há frequentes esforços para se encontrar medidas e normas regulamentares responsivas ao planejamento da expansão e da operação, com base na “discretização” das redes, como o problema da alocação social desigual das fontes, dos investimentos na T&D para atender aos efeitos transitórios e, principalmente, uma resposta à readequação da capacidade da geração disponível voltada para a base da carga. Nestas condições, o requisito da flexibilização das redes, concebido para a curva de duração de carga típica, é necessário com o fim de lidar com as flutuações intermitentes produzidas pelas renováveis – cujos fatores de capacidade médios não passam de 50% -, para manter os serviços ancilares e gerenciar a demanda decorrente dos distintos usos finais, para

diferentes níveis de geração. É essencial, antes de tudo, entender que as fontes flexíveis são aquelas que respondem às variações da carga e que este grau de flexibilidade requerido pelo sistema deve ser desagregado em nível de capacidade necessário dos recursos e seus atributos (CEER, 2014). Além disso, que as barreiras a serem superadas vão além da operação técnica e, com mais importância, encontram as econômicas (GLACHANT e HENRIOT, 2013).

De maneira geral, não existe coordenação entre os investimentos no mercado regulado de energia elétrica e os investimentos em nova geração de energia distribuída por investidores. Tal como as localizações das novas fontes de GD não são ideais sob o ponto de vista operacional, influenciando diretamente os custos de T&D e internalizando os custos de integração das fontes ao sistema elétrico.

Neste contexto, num mercado com investidores de renováveis livres e regulação perfeita, o problema do planejamento da operação elétrica apresenta alternativas que consideram: (i) o investimento conjunto nas redes e na capacidade (introdução de fontes) para minimizar os custos totais; (ii) o investimento reativo à penetração das fontes e aumento de capacidade maximizando a receita dos produtores, e com obrigação de conectá-los desde o início de operação; e (iii) antecipação de investimentos na T&D para integração de capacidade, inclusive intermitente.

Assim, podemos utilizar o modelo de otimização de Wagner (2019) para expor a situação da penetração de fontes renováveis intermitentes nos sistemas elétricos. Desta forma, admitindo-se uma demanda inelástica de eletricidade, as equações demonstram que a melhor solução para o problema de investimentos em capacidade e despacho está na opção (iii), e pode ser resolvido através de

$$\min C_p = \begin{cases} qc1 & \text{Se } q < q' \\ q'c1 + (q - q')c2 & \text{Se } q \geq q' \end{cases}$$

Equação 1

Onde: C_p é o custo marginal de operação do sistema;

$qc1$ é a capacidade de geração convencional disponível (flexível) da carga de base, com custo marginal de geração $c1$;

$q'c1$ é a capacidade máxima de geração disponível para o pico de carga, por fontes convencionais (flexíveis), se nenhuma fonte intermitente estiver presente;

$(q - q') c2$ é a capacidade de geração residual convencional disponibilizada no pico de carga, com custo $c2$, se não houver geração de fontes intermitentes.

Nesse problema, se a geração convencional na base da carga (q) exceder a geração no pico de carga (q'), incorrerão custos adicionais na geração nos horários de pico de carga $[(q - q') c2]$. Para garantir que a demanda seja atendida, a restrição deve ser estabelecida de acordo com a equação de equilíbrio oferta-demanda, com a conexão de renováveis:

$$d = q + R$$

Equação 2

Onde: d é a demanda de eletricidade;

q é a geração convencional flexível disponível;

R é a geração exógena de fontes renováveis intermitentes (inflexíveis).

Com a conexão de renováveis, a equação 2 mostra que a variabilidade deve ser prevista e atenuada. Nestas condições, a geração das renováveis será protagonista do “efeito equilíbrio” na curva de carga típica (IEA, 2014), atendendo a demanda em cotas altas, combinadas com a geração convencional durante as horas do dia, requerendo maior flexibilidade das fontes convencionais em curtos espaços de tempo. Outro efeito é o de “utilização” (IEA, 2014) das diferentes fontes, na curva de duração de carga típica, cuja base de geração deve ser 100% ao longo do ano para o suprimento da carga. Este efeito é medido nos três estágios: de base da carga (quando o despacho pode ser pleno das fontes convencionais), despacho por ordem de mérito (a forma de despacho padrão é alterada) e pico da carga (disponibilidade de capacidade de geração residual pelas fontes flexíveis e adição ou insuficiência de intermitentes); e, portanto, este efeito captura o impacto da geração das intermitentes no fator de capacidade do parque gerador flexível.

Para cumprir a meta de capacidade e minimizar os custos sistêmicos de investimentos nas redes e de geração, com recursos renováveis a serem conectados, a solução completa será possível desde que se adaptem os sistemas para todas as configurações de redes, ajuste-se a capacidade conectada com alocação ótima de fontes intermitentes, e se alcance uma ordem de mérito de despacho adequada de acordo com a curva de carga.

Há um certo limite no mercado de parcela de renováveis, que, além de influenciar na flexibilidade, pode restringir a confiabilidade do sistema, afetar a relação custo-benefício global e o modo como todo o sistema é planejado e operado (OECD/IEA, 2017). A lógica que persiste nos sistemas elétricos, estáveis e dinâmicos, é a de que a integração de fontes intermitentes, ao deslocar recorrentemente a geração convencional flexível, requer medidas de equilíbrio do sistema com reserva de energia por fontes com ramp rate elevado e despacháveis (como as hidrelétricas e alguns tipos de termelétricas a gás natural), intercâmbio entre sistemas, investimentos adicionais em expansão e reforços nas redes. Mas, sobretudo, são indispensáveis, a exemplo das usinas com reservatórios, a capitalização do potencial da resposta da demanda, o armazenamento com novas tecnologias de baterias, e a remuneração de capacidade adequada da geração convencional flexível.

Referências

CEER. Council of European Energy Regulators. Recommendations for the Assessment of Electricity Generation Adequacy. Ref: C13-ESS-33-04. 2014.

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.

IEA. International Energy Agency. The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. 2014.

OECD/IEA. International Energy Agency. System-wide impacts: From energy silos to digitally interconnected systems. <<https://webstore.iea.org/download/direct/269>>. 2017.

WAGNER, Johannes. Grid Investment and Support Schemes for Renewable Electricity Generation. The Energy Journal. V. 40, n° 2. Energy Economics Education Foundation. 2019.

(1) Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em:<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53182424/a-gd-e-suas-questoes-tecnicas-e-economicas>. Acesso em 05 de agosto de 2021.