

NUCLEAR E RENOVÁVEIS: Descarbonização em um modelo colaborativo

LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES*
Capitão de Mar e Guerra (RM1-EN)

A comparação dos custos de diferentes tecnologias de geração de energia tornou-se um dos principais argumentos utilizados pelos defensores de fontes específicas e por aqueles que procuram encontrar a melhor abordagem para planejar a expansão de sistemas elétricos. No entanto, essa abordagem, tomada isoladamente para a formulação de políticas públicas de energia, está longe de ser simples e pode levar a resultados indesejados e inesperados.

Quanto custa isso? Parece uma pergunta simples. Porém, quando se trata de tecnologias concorrentes de geração de energia, é uma pergunta extremamente desafiadora. Os custos de geração incluem muitas variáveis: capital, combustível, lo-

calização, disposição de resíduos, impacto ambiental, interconexão, confiabilidade, intermitência e outros custos externos e sistêmicos. Não há duas tecnologias iguais.

Os custos do sistema são geralmente divididos nas quatro categorias amplamente, definidas a seguir, de custos de perfil (também chamados de custos de utilização ou de *backup*), custos de balanceamento, custos de rede e custos de conexão [1]:

- Os custos de perfil referem-se ao aumento no custo de geração do sistema elétrico como um todo, em resposta à variabilidade da produção de Energias Renováveis Variáveis (VRE).

- Os custos de balanceamento referem-se aos crescentes requisitos para

* N.R.: Doutor em Engenharia Naval e Oceânica pela Universidade de São Paulo (USP). Atualmente, é diretor-presidente da Eletrobras Eletronuclear S.A. Colaborador assíduo da RMB.

garantir a estabilidade do sistema devido à incerteza na geração de energia (interrupções imprevistas da planta ou erros de previsão de geração).

– Os custos de rede refletem o aumento nos custos de transmissão e distribuição devido à natureza distribuída e à restrição de localização das usinas de geração de VRE.

– Os custos de conexão consistem nos custos de ligação de uma usina ao ponto de conexão mais próximo da rede de transmissão.

Os custos externos são baseados na soma de três componentes: custos de danos causados pelas mudanças climáticas associados às emissões de gases de efeito estufa (CO₂ e outros); custos de danos (como impactos na saúde, agricultura etc.) associados a outros poluentes do ar (NO_x, SO₂, NMVOCs, PM₁₀, NH₃); e outros custos sociais não ambientais para tecnologias geradoras de eletricidade não-fósseis. As externalidades ambientais e sociais são altamente específicas do local e, portanto, os resultados variam amplamente, mesmo dentro de um determinado país, de acordo com a localização geográfica.

Durante décadas, os analistas propuseram uma abordagem que tenta integrar algumas das principais variáveis de custo das tecnologias de geração. É chamado de Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE), atendendo aos custos internos, incluindo Capex e Opex, até que uma nova planta seja conectada à rede [2]. A análise do LCOE [3] fornece evidências sobre três pontos principais:

– Apesar dos recentes projetos de alto custo nos países ocidentais, a maioria das novas usinas nucleares tem um custo nivelado de eletricidade (LCOE) comparável a qualquer outra fonte de geração, incluindo a maioria das VRE. O LCOE atende a todos os custos, incluindo Capex

e Opex, até que uma nova planta seja conectada à rede; e

– O LCOE para VRE não leva em consideração os custos do sistema que os consumidores são obrigados a pagar, como ampliação da rede para acomodar uma geração distante dos centros de consumo, baixo balanceamento de previsibilidade do VRE e controle de frequência e *backup* e/ou armazenamento de eletricidade para compensar para essa variabilidade.

– A análise do LCOE não inclui externalidades ambientais e sociais, como disposição de resíduos, poluição do ar e do efeito estufa, recursos materiais e uso da terra; excluindo externalidades marginais, o LCOE contradiz um ponto central para a consideração de tecnologias de energia limpa, que é o próprio impacto dessas externalidades.

Usar o LCOE para comparar os custos de geração tornou-se uma prática generalizada. No entanto, a abordagem baseada em comparações de LCOE associadas a diferentes tecnologias de geração ou qualquer outra medida dos custos totais de produção do ciclo de vida por MWh fornecido não leva em conta os diferentes custos do sistema, tratando efetivamente todos os MWh gerados, independentemente da fonte, como um produto homogêneo, isto é, uma mercadoria, governada por um preço único.

A crítica é técnica, e a objeção fundamental é que custo não mede valor. A geração de energia ocorre em momentos e locais diferentes, com valores diferentes a cada momento e em cada local. Seria como dizer que um carro custa muito mais do que uma bicicleta, então todos devemos comprar bicicletas. Porém isso desconsidera que carro e bicicleta estão fornecendo serviços de diferentes naturezas.

Analisando o Estudo NEA sobre os custos da descarbonização [1], Costes [4]

nos proporciona algumas ideias poderosas:

– Definir um preço para o carbono como um custo externo parece óbvio: US\$ 35 por tonelada de CO₂ emitido são considerados suficientes para erradicá-lo de todos os cenários. Isso não está tão longe dos US\$ 20 já considerados por alguns países. Quanto mais cedo isso for alcançado, melhor, pois todos concordam que há uma necessidade urgente de descarbonizar o sistema energético.

– Idealmente, as políticas devem ser desenvolvidas para garantir que os custos do sistema sejam bem analisados e alocados à fonte que os gera. Foi proposto o conceito de “Energia Firme Equivalente” [5], segundo o qual qualquer fonte de VRE deve garantir sua produção com algum armazenamento pelo qual seria responsável. Em qualquer sistema, isso seria muito difícil de implementar.

– A adequação da maioria dos mercados de eletricidade existentes pode ser questionada. A ordem de mérito poderia ser justificada no passado, quando todas as fontes tinham LCOE comparável e estavam totalmente expostas ao mercado. Hoje, os mercados de eletricidade produzem situações em que os preços são zero e não há mais sinais econômicos consistentes com uma parcela crescente do VRE.

– Em um mercado em que qualquer forma de geração de eletricidade é tratada por mérito próprio, sem subsídios ou direitos prioritários, haverá necessidade de novos regulamentos muito claros. Com uma alta participação do VRE, os mercados existentes serão muito voláteis e apresentarão riscos altos para qualquer investimento e financiamento de longo prazo. Como as políticas podem ser projetadas para atrair investimentos nessa situação?

– Existem evidências claras de que, além da energia hidrelétrica com grandes

reservatórios, a nuclear é a única tecnologia despachável de baixo carbono e é essencial, juntamente com as VRE, para obter um sistema elétrico descarbonizado. A relação custo-benefício para o consumidor leva a um sistema equilibrado, em que o valor da energia nuclear e das próprias VREs não é destruído pela participação excessiva destas últimas. Em vez de desenvolver políticas públicas que definam metas para a participação das VRE, o que exigirá capacidade, flexibilidade e infraestrutura da rede, não seria preferível definir metas de geração de carbono primeiro e depois identificar qual sistema elétrico proporcionaria o melhor custo-benefício?

Ao considerar os fatos sobre os tipos de tecnologia e seus custos, incluindo custos externos e do sistema, e aceitação do público e avaliando o potencial de preços mais altos da eletricidade, os formuladores de políticas poderiam criar as condições e regras do mercado para encontrar um caminho apropriado.

No entanto, existem outros aspectos importantes para os tomadores de decisão levarem em consideração:

– Para acomodar uma alta parcela do VRE, o sistema deve desenvolver não apenas redes de transmissão e distribuição, mas também incorporar novas tecnologias que ainda não existem para acomodar as flutuações que a geração das VRE acarreta. Esses custos podem ser levados em consideração. Mas e os riscos associados a essas futuras tecnologias? E a confiabilidade desse sistema e sua resiliência?

– O uso de recursos materiais para gerar eletricidade é uma questão pouco analisada; é uma questão de energia e densidade de potência [6]. Em essência, as VRE possuem, na maioria das áreas, um fator de carga limitado: para atingir a mesma geração em GWh, as VRE precisam de cerca de três vezes mais capacidade do que

qualquer fonte despachável e exigiriam muita capacidade de armazenamento com um fator de carga limitado. VRE de baixa densidade energética implica mais materiais de construção (cimento, concreto e aço, por exemplo) e mais uso da terra para uma dada geração de energia no ciclo de vida. Que política proporcionaria o modo mais eficiente de usar os recursos que o planeta pode oferecer?

– Outra questão a considerar é a aceitabilidade de um determinado cenário. Enquanto a geração de energia nuclear existente é geralmente bem aceita, a nova energia nuclear pode ser um desafio. O que acontecerá para uma implantação de VRE comparativamente grande e qual seria seu impacto? E quanto à aceitabilidade e viabilidade dos requisitos de distribuição/conexão?

Um sistema de baixo carbono com boa relação custo-benefício provavelmente consistiria em uma parcela considerável de VRE,

uma parcela pelo menos igualmente considerável de tecnologias de carbono zero despacháveis, como energia nuclear e hidroeletricidade com grandes reservatórios. Uma quantidade complementar de capacidade a gás proporcionaria flexibilidade adicional, juntamente com armazenamento, gerenciamento do lado da demanda e expansão de interconexões. O sistema brasileiro parece seguir nessa direção, já tendo alguns desses atributos.

O sistema elétrico brasileiro é único por sua contribuição extremamente alta de fontes renováveis, graças ao uso intenso de um enorme potencial hidrelétrico desde o início do século XX. A partir de 2018, as energias renováveis representavam 85%

da capacidade instalada. As hidrelétricas são responsáveis por 64%, e as “novas renováveis” (pequenas hidrelétricas, eólica e solar e biomassa) por 22%. A termoeletricidade fornece os 14% restantes (incluindo 2% nuclear) [7]. Este sistema, no entanto, vive uma chamada “transição hidrotérmica” desde o início do século XXI.

Transição hidrotérmica é o que acontece quando a expansão de um sistema elétrico com fonte hidrelétrica predominante exige uma contribuição termelétrica crescente, seja por esgotamento do potencial hídrico ou por perda de capacidade de auto-regulação devido à redução do volume de água armazenada nos reservatórios, ou ambos simultaneamente, o que acontece efetivamente no Brasil.

A transição hidrotérmica começa a ocorrer no Brasil em 2000, quando a taxa de crescimento da termelétrica se torna muito superior à taxa de crescimen-

to da hidrelétrica. Isso é consequência da taxa de crescimento do volume de água nos reservatórios tornar-se muito menor do que a taxa de crescimento da capacidade de geração hidrelétrica instalada até o final dos anos 80. O Brasil percebeu isso dolorosamente em 2001, enfrentando uma crise de fornecimento devido aos níveis reduzidos de reservatórios associada à disponibilidade termelétrica muito limitada. Desde então, a capacidade de geração termoeletrica foi ampliada com sucesso, superando sem grandes percalços níveis de reservatório inferiores à crise de 2001. De 2000 a 2018, a capacidade instalada de termelétricas mais que dobrou, de 6% para 14%. Por outro lado, a capacidade de

O sistema elétrico brasileiro é único, graças ao uso intenso de um enorme potencial hidrelétrico desde o início do século XX

armazenamento do reservatório aumentou apenas 5%, indicando que os efeitos da transição hidrotérmica se acelerarão nos próximos anos.

Situação semelhante aconteceu antes no Canadá. No início dos anos 60, a contribuição da energia hídrica para o sistema elétrico canadense estava em um nível equivalente ao do Brasil em 2000. Essa contribuição diminuiu nos anos 70 e 80, estabilizando nos anos 90 em torno de 50-60%. Ao mesmo tempo, a participação de carvão e energia nuclear no Canadá aumentou, com o restante sendo preenchido por gás e petróleo e uma participação pequena, mas crescente, de novas fontes renováveis.

A transição hidrotérmica requer uma estratégia de longo prazo para a diversificação de fontes primárias de geração de eletricidade. Atualmente, o papel das novas energias renováveis na transição hidrotérmica brasileira é muito mais importante do que na transição canadense, décadas atrás. A capacidade instalada dessas novas fontes aumentou espetacularmente de quase 0% em 2000 para 22% em 2018. As novas energias renováveis têm vantagens competitivas únicas no Brasil por duas complementaridades: eólica-hídrica (ventos fortes na estação seca) e eólica-solar (ventos fortes em locais de alta insolação). Isso permite o armazenamento de energia intermitente a baixo custo nos reservatórios das hidrelétricas, economizando água e aumentando a capacidade das hídricas em responder à demanda.

Essa estratégia de diversificação de fontes também pode ser observada em

muitos outros países e é mais acentuada naqueles onde os recursos energéticos nacionais são muito escassos, como Japão e Coreia. Mais recentemente, alguns países passaram por um rápido processo de crescimento econômico, como Índia e China, também buscando maior diversificação. Os casos canadenses e brasileiros despertam um interesse particular devido ao ponto de partida: uma grande contribuição das hidrelétricas. O ponto de partida da transição dos outros países é um sistema elétrico com contribuições muito grandes dos combustíveis fósseis, em especial o carvão.

A energia nuclear terá um papel fundamental nas estratégias de diversificação das transições energéticas para os países atingirem a descarbonização de seus sistemas elétricos. Embora produza grandes quantidades de energia despachável e com baixo carbono, enfrenta questões de aceitação pública em muitos países.

No entanto, a energia nuclear continua sendo uma opção economicamente viável para atender a severas restrições de emissão de gases de efeito estufa, apesar dos desafios econômicos para alguns novos projetos de reatores.

A vantagem de custo da energia nuclear não está nos custos em relação a usinas, embora estes sejam bastante competitivos. Ela reside em seus benefícios gerais para o sistema elétrico como um todo. Os custos relativos à geração das VRE caíram drasticamente, mas seus custos globais para o sistema não são plenamente contabilizados, pois a produção é agregada em um número limitado de horas. Todos

A energia nuclear será fundamental nas estratégias de diversificação das transições energéticas para os países atingirem a descarbonização de seus sistemas elétricos

esses fatores devem entrar em jogo nas decisões de cada país.

Os mercados de eletricidade estão evoluindo, e a energia nuclear está acompanhando essa evolução para atender a requisitos futuros – o desenvolvimento de reatores modulares pequenos (SMR) é uma resposta promissora. A energia nuclear está bem posicionada para enfrentar esses desafios de modo colaborativo, trabalhando em conjunto com todas as outras formas de geração de baixo carbono, em particular as VRE, para atingir os ambiciosos propósitos de descarbonização que muitos países estabeleceram para si mesmos.

A energia nuclear é um parceiro confiável do VRE por meio de um modelo colaborativo. Uma complementaridade técnica pode ser alcançada por meio do desenvolvimento de maior flexibilidade na operação do reator, a fim de minimizar a produção de energia variável do VRE. Uma complementaridade sistêmica poderia ser alcançada por meio de tecnologias inovadoras em áreas como cogeração, produção de calor e hidrogênio, gerenciamento de demanda ou interconexão de redes elétricas ultragrandes. Por fim, mas não menos importante, uma complementaridade estratégica para a construção do futuro *mix* de energia descarbonizada.

 CLASSIFICAÇÃO PARA ÍNDICE REMISSIVO:
<CIÊNCIA & TECNOLOGIA>; Energia Nuclear; Tecnologia;

REFERÊNCIAS

- [1] ORGANIZATION FOR ECONOMIC COOPERATION AND DEVELOPMENT NUCLEAR ENERGY AGENCY. “The Costs of Decarbonization: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables”. 2019. Disponível em: <http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2019/7299-system-costs.pdf>.
- [2] GUIMARÃES, L. “The Levelized Cost of Electricity and its Impact on Energy Transition”. *Ceiri News*. 2019. Disponível em: <https://ceiri.news/o-custo-nivelado-da-eletricidade-e-seu-impacto-na-transicao-energetica/>.
- [3] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY AND NUCLEAR ENERGY AGENCY. “Projected Costs of Generating Electricity”. 2015. Disponível em: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>.
- [4] COSTES, P. “Viewpoint: Studying the cost of decarbonization”. *World Nuclear News*, January, 30. 2019. Disponível em: <http://world-nuclear-news.org/Articles/Viewpoint-Studying-the-cost-of-decarbonisation>.
- [5] HELM, D. Cost of Energy Review. British Institute of Energy Economics. 2017. Disponível em: http://www.biece.org/wpcms/wp-content/uploads/Cost_of_Energy_Review.pdf.
- [6] SMIL, V. *Power Density: A Key to Understanding Energy Sources and Uses*. MIT Press. 2016.
- [7] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Decennial Energy Expansion Plan 2027. 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>.