

Causas da crise hídrica no Brasil (1)

Nivalde de Castro (2)

Roberto Brandão (3)

O Brasil enfrenta um novo período de escassez hídrica: de julho de 2020 a junho de 2021, a afluência das chuvas ficou 32% abaixo da média histórica. Nota-se que este problema tem se repetido nos últimos anos, porém não com o grau de intensidade verificado hoje. Como resultado, o volume da água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas entra no período seco de 2021, que se estende até novembro, com níveis preocupantes.

A sequência de crises hídricas no país teve início em outubro de 2012, quando, pela primeira vez na história, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) determinou que todas as usinas termelétricas do Brasil funcionassem a "todo vapor", a fim de preservar o nível dos reservatórios.

Em contraponto às incertezas determinadas pelo quadro hídrico, em grande medida associados ao aquecimento global e ao avanço da fronteira agrícola e pecuária na Região da Amazônia, dois fatores positivos sobre a evolução recente do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) merecem ser destacados.

O primeiro deles, pelo lado da oferta, foi que a longa sequência de anos secos coincidiu com um período de grande expansão da capacidade instalada de geração. Entre 2011 e 2020, houve um crescimento de 43% do parque gerador, com expressiva diversificação, uma vez que a capacidade de geração não hídrica dobrou, com destaque para as fontes térmica e eólica. Assim, a capacidade de produção de energia elétrica aumentou, enquanto que a participação relativa da hidroeletricidade diminuiu.

O segundo fator, pelo lado da demanda, está associado ao baixo crescimento do consumo de energia elétrica. No mesmo período (2011-2020), o consumo aumentou somente 19%, refletindo os sucessivos anos de crescimento econômico pífio. Particularmente, destaca-se que, entre 2015 e 2020, o consumo de energia elétrica cresceu meros 3,4%, em decorrência não só das crises econômica e política, mas também da pandemia. No mesmo período, contudo, a capacidade instalada de geração cresceu 20%, ou seja, quase seis vezes mais.

A conjunção do forte crescimento e da diversificação do parque gerador com a evolução em ritmo lento do consumo indicam que o sistema elétrico tem capacidade instalada de folga. Este diferencial deve-se ao fato de que investimentos de grande porte foram decididos no passado, com base em expectativas de crescimento do consumo que não se materializaram.

Frente a esta situação, as autoridades do SEB devem conseguir evitar ou, ao menos, minimizar os efeitos da crise hídrica sobre a sociedade brasileira. A energia elétrica, porém, ficará bem mais cara até o final do ano, pois os custos da maximização da geração térmica devem ser pagos. Por outro lado, com base nos dados atuais, se nada de muito grave ocorrer, está afastado o cenário de um racionamento compulsório, como o realizado em 2001, quando se adotou uma meta de redução de consumo de 20%.

Entretanto, não é preciso ser um especialista no setor elétrico para intuir que, caso o consumo de eletricidade tivesse crescido em linha com o que era previsto no passado (cerca de 20% maior do que o verificado hoje), o Brasil estaria em uma situação realmente crítica, com a necessidade de um racionamento no estilo de 2001. Essa objetiva e fundamentada constatação torna imperativa uma reflexão sobre a expansão do sistema elétrico nacional.

Por um lado, e lado bom, o SEB é altamente atraente para investidores, tendo estruturado um modelo de contratação de longo prazo de novos projetos de geração que é referência internacional. Este modelo tem se mostrado capaz de atrair investidores privados, o que é atestado pela oferta de projetos nos leilões de energia nova, sempre várias vezes maior do que a demanda. Mais recentemente, o mercado livre também passou a viabilizar investimentos em geração em volume expressivo, associados ao barateamento das energias eólica e solar e à fixação pelo governo de uma data limite para que novos projetos de fontes alternativas e seus clientes gozem de subsídios nas tarifas de acesso à rede básica de transmissão.

Por outro lado, os planejamentos da operação e da expansão do sistema elétrico, realizados sob a responsabilidade, respectivamente, do ONS e da EPE, são realizados com o suporte de modelos computacionais que estão, há muitos anos, inadequados e defasados. Os modelos oficiais utilizados pelo ONS tendem a ser otimistas, indicando uma necessidade de geração térmica modesta e fixando preços de curto prazo para a energia relativamente baixos.

A título de exemplo, o próprio ONS frequentemente determina um uso mais intenso das termelétricas do que a indicação do modelo oficial. Segundo dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entre outubro de 2020 e março de 2021, o despacho térmico com custo variável acima do preço de curto prazo foi de 4,7 GW médios, o que corresponde a um despacho efetivo de termelétricas 57% maior do que o estimado pelo modelo. Assim, neste período, caso o ONS tivesse seguido as determinações do modelo computacional oficial de despacho de termelétricas, os reservatórios estariam, hoje, ainda mais depreciados, impondo uma situação crítica para o atendimento da demanda.

Estudos realizados pelo GESEL-UFRJ sobre o planejamento da expansão da geração qualificam melhor esta questão. Ao invés de utilizar os modelos computacionais oficiais, o Grupo modelou o sistema brasileiro a partir do Plexus, que é um software de planejamento energético de classe mundial. Dois dos objetivos destes estudos foram examinar a questão do "otimismo" no planejamento da operação e captar suas causas.

Observa-se que a decisão do acionamento de termelétricas em um dado momento depende do planejamento do uso da água ao longo de vários anos. Trata-se de um problema complexo, que só é viável computacionalmente mediante simplificações. Todavia, as simplificações efetivadas pelo modelo atual superestimam a produtividade do parque de geração.

Reproduzindo o funcionamento do sistema em um modelo capaz de detalhar o funcionamento do parque gerador em escala horária, se obteve uma menor geração hídrica e eólica em relação aos resultados de um modelo simplificado, semelhante aos utilizados no Brasil a partir da mesma água e o mesmo vento. Deste modo, para impedir que os reservatórios se esvaziem, seria preciso utilizar mais geração térmica do que é indicado pelo modelo simplificado de planejamento da operação.

A lógica econômica por trás dos modelos computacionais oficiais também compõe o problema. As decisões do modelo são tomadas sempre tendo como referência limitar a escassez. Ou seja, as termelétricas são acionadas, basicamente, para manter baixo o risco de déficit de energia. Como a produtividade do sistema é superestimada, o risco de déficit acaba sendo subestimado também. Além disso, quando ocorre uma seca em momentos de excesso estrutural de oferta - nossa situação atual -, o modelo não se preocupa em preservar o nível dos reservatórios, pois confia que, no futuro, o sistema terá facilidade em recompor o armazenamento.

Finalmente, uma vez que os mesmos modelos, com os problemas acima resumidos, são utilizados, também, para o planejamento da expansão, não há como garantir que os investimentos em geração, que o SEB é capaz de realizar pela atratividade e baixo risco regulatório, resultem em um abastecimento seguro e a custos módicos para a sociedade.

Os problemas apontados aqui estavam presentes à época do racionamento de 2001, portanto já passa da hora de serem enfrentados e superados, tendo em vista que as crises hídricas refletem questões mutações ambientais estruturais.

- (1) Artigo publicado na Agência Broadcast Energia. Disponível em:
<https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/747/38356784> Acesso em 22 de julho de 2021.
- (2) *Nivalde de Castro é professor do Instituto de Economia da UFRJ e coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ).*
- (3) *Roberto Brandão é pesquisador sênior do GESEL-UFRJ*