

“A energia mais cara é aquela que não se tem”: a energia de papel (1)

Carlos Cavalcanti (2)

Vinte anos após o racionamento de 2001, o Brasil enfrenta outra grave crise energética. Os reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste nunca estiveram tão baixos nos meses de agosto e setembro. Ainda que as medidas adotadas “garantam” o abastecimento até novembro, o risco de blecautes é crescente e a falta de energia lança dúvidas sobre a retomada da economia.

É fato que a hidrologia dos últimos 12 meses foi bastante desfavorável. Porém, não é novidade que o sistema opera sob forte estresse, ao menos desde 2013.

Nos últimos 10 anos (2011 a 2020), a Energia Natural Afluentes (ENA), nas quatro mais importantes bacias hidrográficas do Sistema Interligado Nacional (SIN) – Paranaíba, Grande, São Francisco e Tocantins –, ficou consideravelmente abaixo da média histórica – respectivamente, 76%, 74%, 57% e 80%. Nos últimos cinco anos do histórico (2016-2020), o quadro foi ainda pior – respectivamente, 68%, 70%, 50% e 69%. Ou seja, há uma degradação consistente do cenário hidrológico, deixando as hidrelétricas do SIN em situação bastante vulnerável.

Como resultado, desde 2013 as hidrelétricas que compõem o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) – o condomínio das usinas do SIN – não entregam sua Garantia Física (GF). Nos últimos cinco anos, a energia efetivamente gerada ficou em torno de 80% da GF. Para 2021, a estimativa é que fique abaixo de 75%. E não temos qualquer perspectiva de melhora significativa nos próximos anos.

A realidade é que se não fossem as sucessivas crises econômicas da última década não teríamos energia para sustentar o desenvolvimento do país. O Plano Decenal de Expansão (PDE) 2021, publicado no final de 2012, projetou uma capacidade instalada de 182 GW, em dezembro de 2021, muita próxima ao que será verificado – em torno de 180 GW até o final do ano. Daí devemos concluir que acertou o planejamento? Não, necessariamente.

Quando previu tal capacidade, o PDE vislumbrava uma carga média para 2021 de 89 GW médios, o que corresponde a 20 GW médios acima do consumo atual. Isto é, tivesse o planejamento acertado na projeção de demanda, estaríamos em grave crise de abastecimento, pois com a mesma capacidade instalada teríamos que atender uma carga quase 30% superior.

Não há um único motivo para tal problema. Em partes, pode ser explicado por termos adicionado ao sistema novas usinas com fator de capacidade abaixo de 40% – hidrelétricas a fio d’água, eólicas e parques solares. Além disso, diversas térmicas em operação têm apresentado elevada taxa de indisponibilidade, conforme apontou estudo recente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Por fim, temos fortes indícios de que a energia garantida pelas hidrelétricas está superestimada – problema conhecido de longa data no setor, mas nunca devidamente equacionado.

Esse debate remonta a 1998, quando o Decreto 2.655/1998 estabeleceu as diretrizes para o cálculo da Garantia Física das hidrelétricas, assim como as regras para sua revisão. As

garantias físicas deveriam ser revistas a cada cinco anos, não podendo ser reduzidas mais do que 5% a cada revisão, ou em mais de 10%, ao longo de toda a concessão.

Apesar do regramento claro, nada foi feito ao longo de quase 20 anos. As revisões ordinárias de GF de 2003, 2008 e 2013 simplesmente não ocorreram. Apenas em 2017, foi publicada a primeira revisão ordinária de GF, nos termos do Decreto 2.655/1998. Constatou-se a necessidade de redução da GF das hidrelétricas elegíveis em 2,5 GWmédios. Porém, em virtude dos limites impostos pela regulamentação, a redução efetivamente aplicada foi de 1,3 GWmédio.

Ou seja, se os parâmetros utilizados para as simulações estivessem corretos, o resultado da revisão de GF de 2017/2018 foi de 1,2 GWmédio de energia de papel – diferença entre aquilo que as hidrelétricas de fato garantem e aquilo que as metodologias e regras setoriais dizem que elas garantem.

Curiosamente, aplicou-se o rigor da lei no limite de redução (5%), quando o mesmo foi ignorado reiteradamente na obrigação de fazer as revisões ordinárias.

Porém, é possível questionar, inclusive, os resultados das simulações. Não é fato inédito que os modelos computacionais utilizados para a operação e planejamento do sistema elétrico produzem resultados muito mais otimistas que a realidade. A despeito do esforço feito pelos órgãos responsáveis para aprimoramento dos modelos, a experiência dos últimos anos tem demonstrado que o sistema não “obedece” mais aos milhões de cálculos que são feitos diariamente para operar as usinas de forma “ótima”. Mesmo com o aumento da aversão ao risco e a imposição de volumes mínimos operativos, constata-se, na prática, reservatórios cada vez mais secos e menor quantidade de energia gerada pelas hidrelétricas.

Uma das evidências desse descompasso entre os modelos e a realidade é o uso indiscriminado da geração termelétrica fora da ordem de mérito (GFOM) – i.e., aquela que é feita pelo Operador do Sistema, com autorização do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), fora do “despacho ótimo” apontado pelos modelos computacionais. Se a GFOM é necessária para garantir a segurança sistêmica, as implicações são óbvias: o despacho apontado pelos modelos não é o ótimo; e/ou o modelo está mal calibrado; e/ou os dados de entrada já não representam mais a realidade – caso das vazões afluentes, por exemplo.

O exemplo mais recente é o comportamento do Custo Marginal de Operação (CMO) entre os meses de maio e setembro de 2021. No final de maio, quando a gravidade do cenário hidroenergético já era evidente, o CMO seguia na casa dos R\$ 300/MWh. Menos de três meses depois, em agosto, ultrapassou R\$ 3000/MWh. Em setembro, após a flexibilização de alguns critérios operativos e vazões mínimas de usinas, recuou para R\$ 700/MWh. Ou seja, se a operação em setembro fosse feita de acordo com os modelos computacionais – os mesmos que “garantem” que não teremos falta de energia – deveríamos desligar boa parte do parque termelétrico em operação.

O mesmo conjunto de modelos foi utilizado no final de agosto para determinar a GF das usinas da Eletrobras, que receberão novos contratos de concessão, pelos próximos 30 anos. Foi bastante celebrada a redução na GF dessas usinas, de 13,4 GWmédios para 12,4 GWmédios – e, de fato, é um avanço. Mas há que se questionar se essa redução é suficiente para adequar os mundos físico e contratual.

Uma das variáveis importantes no cálculo da GF é a definição do “período crítico” do sistema – intervalo de tempo entre o máximo armazenamento e o mínimo armazenamento dos reservatórios, sem reenchimentos intermediários. Considera-se, atualmente, como período crítico do sistema o intervalo de junho/1949 a novembro/1956. Porém, estudos do Operador Nacional do Sistema (ONS) apontam que já estamos diante de um “novo período crítico”, ou seja, a energia firme foi calculada para atender ao sistema em um momento de estresse, mas agora as usinas estão submetidas a um período hidrológico ainda pior.

Em suma, sabe-se que estamos diante de um novo período crítico, que impactaria

significativamente o cálculo da GF das usinas da Eletrobras – e de todo o sistema; sabe-se também que os modelos utilizados na operação e no planejamento não têm respondido de forma adequada, especialmente após uma década de hidrologia adversa. Diante disso, não seria prudente que o cálculo da GF das usinas da Eletrobras – que representam em torno de 25% do MRE – fosse conduzido com maior transparência e levasse em consideração este novo período crítico do sistema?

Qual o risco envolvido? “Contratarmos” uma quantidade significativa de energia de papel para os próximos 30 anos – que não poderá ser reduzida em mais de 10% pelas regras vigentes. E esse não é um cuidado a ser tomado apenas no caso das usinas da Eletrobras, mas em todos os processos de relicitação de hidrelétricas que ocorrerão nos próximos anos.

Por fim, surge no horizonte uma nova revisão ordinária de garantia física. O processo deverá ocorrer até meados de 2022, para que as novas GF sejam publicadas e passem a valer a partir de 1º de janeiro de 2023. Não concluir esse processo no tempo devido seria não apenas prejudicial ao funcionamento do mercado, mas ainda mais aos consumidores – que, ao longo dos anos, assumiram parcela significativa do risco hidrológico das usinas do MRE.

Essa assunção do risco, sem capacidade de gerenciamento, cobra sua conta agora. Ao analisarmos o balanço da “Conta Bandeiras” de julho/2021, constatamos que dos R\$ 6 bilhões cobertos pelas Bandeiras Tarifárias naquele mês, R\$ 4 bilhões foram para cobertura do risco hidrológico das usinas cotistas, de Itaipu e daquelas que repactuaram o risco nos termos da Lei 13.203/2015.

Ou seja, o consumidor assumirá nos próximos meses não apenas o custo da energia gerada pelas termelétricas, com CVU acima de R\$ 2000/MWh, mas pagará pela não-geração das hidrelétricas – boa parte disso, energia de papel. Também pagará pelo deslocamento hidráulico gerado pela GFOM – boa parte disso, também energia de papel. Afinal como deslocar a geração de uma usina que está com o reservatório vazio?

Há um jargão repetido exaustivamente nos momentos de crise de energia: “a energia mais cara é aquela que não se tem”. Geralmente é utilizado para justificar os custos astronômicos que são assumidos pelos consumidores, em virtude da falta de planejamento e do modelo falido do setor elétrico. Mas, de fato, energia mais cara é aquela que não se tem: a energia de papel. Ela existe no mundo dos contratos e das burocracias setoriais, mas não garante o abastecimento e empurra encargos bilionários para os consumidores, ano após ano.

(1) Artigo publicado no Canal Energia. Disponível em:

<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53188158/a-energia-mais-cara-e-aquela-que-nao-se-tem-a-energia-de-papel>. Acesso em 29 de setembro de 2021.

(2) *Carlos Cavalcanti é Vice-Presidente da FIESP e Diretor Titular do Departamento de Infraestrutura da FIES.*