

## Questões da Nova Matriz Energética

### Armazenamento de Energia

Pietro Erber\*

Nas duas últimas décadas, a estrutura da capacidade geradora sofreu alterações significativas, com o aproveitamento de expressivos potenciais hidrelétricos da Amazônia adotados de escasso armazenamento, de energia eólica e da biomassa e, mais recentemente, de energia solar. Essa geração adicional é marcadamente sazonal e, em alguns casos, intermitente. Esta, em particular, é a que mais cresceu e tende a apresentar rápida expansão.

No atual contexto da evolução dos sistemas elétricos, a nova configuração do parque gerador, acima mencionada, torna o armazenamento relevante ou mesmo indispensável para viabilizar uma participação expressiva de usinas geradoras que aproveitam fontes intermitentes. Estudos da IRENA indicam que por volta de 2050 cerca da metade da capacidade geradora mundial será baseada na energia solar e na eólica, que constituirão de 70% a 80% do acréscimo previsto.

Tradicionalmente, o armazenamento de energia teve duas finalidades: evitar desperdício quando a oferta supera a demanda e transferir excedentes de oferta barata para momentos em que a oferta necessária é mais onerosa. Sobretudo em sistemas termelétricos, o armazenamento era destinado a compatibilizar a baixa flexibilidade da oferta com a variabilidade da demanda. Usinas geradoras a carvão ou nucleares apresentavam limitações para atender seu mercado em horas de pico, de modo que uma solução foi estocar excedentes da oferta em reservatórios de diversas naturezas.

Assim é que desde o início do século XX até a presente década foram instalados cerca de 180 GW em sistemas de armazenamento de energia, 96% dos quais em usinas hidrelétricas reversíveis (de acumulação por bombeamento), 1,9% em sistemas de acumulação térmica (principalmente em usinas solares de concentração), 1,2% em sistemas eletroquímicos (baterias outros, como a obtenção de hidrogênio por eletrólise) e 0,9% em sistemas eletromecânicos (ar comprimido, volantes).

Frente à já expressiva participação das fontes primárias intermitentes na matriz de geração elétrica e à necessidade de assegurar a continuidade da oferta, tornou-se indispensável dispor de geração complementar, que possa ser prontamente acionada quando, por exemplo, haja falta de vento ou de insolação. A discussão a seguir refere-se, sobretudo à geração centralizada. A geração distribuída intermitente carece igualmente de armazenamento, mas envolve também outras questões. Essa modalidade de geração poderá ser muito beneficiada pelo emprego de baterias. Atualmente estes chamados “prossumidores” são viabilizados pela redução dos preços das placas fotovoltaicas e pelo sistema de “net metering”, que implica em subsídio arcado pelas distribuidoras e repassado aos demais consumidores. A utilização de baterias aumentaria a utilização da energia autogerada, que teria a vantagem de não sofrer a pesada taxaço daquela fornecida pelas distribuidoras. Dessa forma o custo adicional das baterias seria compensado e permitiria dispensar o “net metering” e aliviar o peso desse subsídio nas contas dos consumidores convencionais.

---

\* Diretor do Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE

As principais tecnologias empregadas para compensar a intermitência dessas fontes são:

- Utilização dos reservatórios das hidrelétricas convencionais, como vem ocorrendo no Brasil. Os reservatórios do sistema interligado ainda tem sido suficientes para compensar a intermitência, bem como a sazonalidade daquelas fontes. No entanto, a potência instalada, tanto eólica quanto solar fotovoltaica deverá aumentar rapidamente enquanto a capacidade de armazenamento das hidrelétricas aumentará muito pouco. A utilização intempestiva dos reservatórios dessas usinas para essa finalidade, sobrepondo-se aos planos de operação otimizada, pode reduzir sua geração anual prevista. Um acréscimo de geração, embora temporário, ao deplecionar o reservatório, pode reduzir a produtividade da água turbinável e não se pode assegurar que o nível desse reservatório será logo recuperado, seja por falta de vazão afluente, seja por falta de excedentes de geração das fontes que foram assistidas. Além de períodos de pouca vazão afluente, usinas hidrelétricas frequentemente são obrigadas a manter descargas mínimas, o que também pode dificultar a recuperação de seu armazenamento. Enfim, o emprego de reservatórios de usinas convencionais não é uma solução definitiva e novos recursos já serão necessários.
- Geração termelétrica por unidades de partida rápida, como turbinas a gás de ciclo aberto ou unidades de ciclo diesel, vem sendo considerada. Há interesse em criar mercado para a grande oferta de gás natural prevista nos próximos anos. Nesse caso, as fontes renováveis intermitentes tornar-se-iam indutoras de consumo de combustíveis fósseis e de forma menos eficiente do que se esse consumo ocorresse em usinas de ciclo combinado, operando continuamente. No caso de usinas solares mal se poderia falar em complementação de sua produção por geração termelétrica, dado que seu fator de capacidade médio anual é da ordem de apenas 20%. Felizmente há significativa mas não sistemática diversidade entre a geração solar e eólica, sobretudo no Nordeste, pois venta mais à noite. Por outro lado, sistemas elétricos dotados de grande capacidade geradora intermitente também apresentam períodos de oferta excedente, que geralmente poderia ser armazenada. É claro que usinas termelétricas não exercerão tal função. Configuram, portanto, a opção mais limitada e ambientalmente desfavorável para mitigar a intermitência.
- Usinas hidrelétricas reversíveis, que são dotadas de um reservatório superior que armazena a energia bombeada a partir de um reservatório inferior. O bombeamento ocorre quando há excedentes de energia no sistema. O reservatório inferior armazena a água turbinada, quando a usina funciona como geradora. A diferença de nível e a extensão do conduto de comunicação entre os dois reservatórios, que depende das condições topográficas locais e do volume de obras civis afetam o custo do armazenamento. A Usina de Bath County, nos EUA, tem capacidade máxima de 3 mil MW e armazena 24 GWh, cerca de 30 vezes o que acumulam os maiores grupos de baterias. Esta é a quantidade de energia gerada diariamente, em média, por uma fazenda eólica de 2.2 mil MW ou duas fazendas solares dessa capacidade. O investimento foi de US\$ 160/kWh armazenado. No entanto, a maioria das usinas reversíveis existentes tem capacidade menor do que a dessa usina. Na vizinhança da maioria dos principais centros de carga das regiões Sudeste e Sul há amplas oportunidades para instalação de tais usinas. Estas constituem consumidores líquidos, pois a energia gerada é da ordem de 70% a 80% da energia consumida no bombeamento. Assim, sua viabilidade é afetada pela diferença entre os valores da energia em diferentes períodos, como de carga baixa e de carga alta. Tendo em vista fontes intermitentes, sua competitividade com soluções alternativas depende dos respectivos custos diretos, sistêmicos e ambientais. Quando há

grande participação da geração a partir de fontes intermitentes, pode ser vantajoso armazenar sua geração excedente ao invés de paralisar parte dessas geradoras, cujo custo marginal de operação é nulo. Usinas reversíveis também podem contribuir para a estabilidade do sistema graças à grande inércia das máquinas hidráulicas. Relatório do Renewable Energy World, de 2019 indica que custo de US\$ 180/kWh para o armazenamento em usinas reversíveis como sendo representativo.

- Baterias de acumulação, de até dezenas de MW, vêm sendo utilizadas para prover serviços ancilares em redes de distribuição. Sua capacidade de armazenamento, (apesar de inferior à das reversíveis) e rapidez de resposta às variações da oferta de fontes intermitentes constitui um fator atrativo dessa solução, apesar de apresentarem perdas semelhantes às das hidráulicas reversíveis, nenhuma inércia intrínseca (mas talvez possam operar em paralelo com capacitores) e seus inversores podem injetar harmônicos nas redes às quais estejam conectadas. Observa-se que os custos das baterias estacionárias tendem a variar significativamente conforme a tecnologia e os componentes utilizados. Estudo da IRENA indica variação atual de US\$ 145/kWh a US\$ 480/kWh.
- Resposta da demanda: negociada pelas supridoradoras com seus consumidores, para que estes se comprometam a reduzir seu consumo em períodos de baixa disponibilidade de capacidade geradora. Aproveita-se assim a flexibilidade de alguns grandes consumidores para evitar investimentos complementares na oferta. É claro que tal solução negociada nada tem a ver com a instalação de geração própria, usualmente a diesel, induzida pela estrutura tarifária, que hoje soma mais de 8 GW de potência no sistema interligado nacional.

### **Operação e remuneração**

Ainda não há regulamentação pertinente à remuneração de futuras instalações destinadas exclusivamente ao armazenamento de energia, como usinas reversíveis e baterias. Essa regulamentação deverá estar casada com a forma de operá-las comercialmente, ou seja, os respectivos investimentos poderão ser incorporados aos demais investimentos das empresas que as construírem, tal como são suas linhas e subestações; poderão ser operados independentemente, com caráter especulativo, por investidores independentes, que comprem e vendam energia que armazenam mediante tarifas de utilização dessas instalações, o que estimularia a economicidade dos projetos e a eficiência de seu funcionamento; ou, sendo operadas de modo integrado com o sistema, pelo ONS, os investimentos dessas instalações poderiam ser remunerados pelos Encargos do Sistema. Essas opções deverão ser também avaliadas à luz da legislação fiscal, para evitar encarecimento por bitributação e distorções na comparação de alternativas.

### **Custos, preços e subsídios**

Por enquanto, são os reservatórios das hidrelétricas convencionais que provêm a mitigação da intermitência, eventualmente complementados por geração termelétrica. Os custos dessa mitigação, ou seja, os custos de inserção das fontes renováveis intermitentes é um fator do encarecimento dos Encargos do Sistema, que são, por assim dizer, “socializados”, o que beneficia a competitividade daquelas fontes. Quando uma usina integra o sistema interligado, sua venda da energia a um consumidor livre ou concessionária distribuidora só tem materialidade no plano financeiro, pois fisicamente é o sistema, o conjunto de usinas que atenderá o consumidor. Por isso é que sempre que a usina contratada deixa de gerar, a continuidade do suprimento ao consumidor é assegurada pelo sistema. Se a geração prevista

deixar de ocorrer em determinado período, o déficit será cobrado conforme o PLD, exceto se houver contrato de Resposta de Demanda, que releve a falta de suprimento.

A relação entre o gerador intermitente, o sistema e o consumidor é mais complexa, pois mesmo que ao longo de um período contratual a geração alcance ou mesmo exceda o montante previsto, a intermitência faz com que a continuidade do suprimento seja obtida graças às usinas despacháveis, com ou sem reservatórios. Basta observar a curva típica de produção de uma usina solar ou eólica para verificar que apresentam descontinuidades ou pelo menos fortes e rápidas reduções de geração ao longo do tempo, ainda que breves. Há, portanto dois papéis para o armazenamento: complementar o déficit de geração ao longo do período contratual (um mês, um ano) e o de preencher as falhas de continuidade, ou seja, a intermitência. Esta função requer ação rápida e suficiente, dada a característica de muitas dessas variações, inclusive para que a estabilidade do sistema não seja colocada em risco.

Enquanto a participação das fontes intermitentes é marginal, pouco expressiva, sua contribuição ao sistema interligado pode ser vista como oportunidade para reduzir geração térmica ou de hidrelétricas com reservatório. Inversamente, poderia ser vista como uma redução da demanda, sujeita a descontinuidades, caracterizadas por picos de demanda, quando a geração sofre intermitências. Esses picos poderiam ser cobrados conforme as demandas excedentes às contratadas, mediante regras definidas para o “backup”. Mas quando essas geradoras assumirem participação bem mais expressiva do que a atual, o papel do armazenamento será fundamental e parte expressiva dessa geração precisará ser armazenada, sobretudo no caso da geração fotovoltaica. Se esta geração custar R\$ 220/MWh e metade for armazenada e 75% desta for devolvida ao mercado por uma usina reversível cuja capacidade de armazenamento exija um investimento de R\$ 900/kWh, operando num ciclo diário de 6 horas como geradora, sendo a taxa de amortização 8% ao ano, o custo adicional da energia armazenada seria de R\$ 133/MWh. O custo da energia fornecida pela usina mais armazenamento seria de R\$ 353/MWh. Já se apenas 30% da geração forem armazenados, o custo médio da energia fornecida ficará em R\$ 280/MWh. Daí se pode concluir que o custo de armazenamento é significativo.

Do lado comercial, o que o gerador recebe atualmente, em função dos contratos realizados a partir dos leilões, reflete o chamado custo nivelado do kWh gerado, calculado como se a energia contratada fosse gerada sem interrupções, tal como uma usina despachável. Daí resulta um custo adicional ao custo nivelado, porém arcado pela maioria dos consumidores, por ser incorporado aos Encargos do Sistema. Tal custo, decorrente de depleção de reservatórios, despacho adicional de termelétricas e perdas de transmissão inter-regional, precisa ser avaliado e incorporado àqueles que contratam a energia das referidas fontes renováveis. Nos últimos anos os custos nivelados destas fontes apresentaram forte redução, de modo que a cobrança da sua inserção no sistema interligado não inviabilizará sua utilização, porém evitará que esse subsídio distorça a seleção de alternativas para o atendimento do mercado.

Se o número de consumidores livres atendido por fontes intermitentes e sazonais aumentar muito, e a capacidade de armazenamento das usinas convencionais não puder aumentar, a tendência será manter o PLD num nível elevado, pelo estresse dos reservatórios existentes. Esta situação reduziria a atratividade das fontes intermitentes. Portanto será mesmo necessário aumentar a capacidade de armazenamento, ainda que a custo de perdas da ordem de 25% no ciclo de acumulação/geração das hidrelétricas reversíveis e baterias. Por enquanto, estas últimas estariam mais limitadas à regularização da oferta local, em redes de

distribuição, dado que sua potência tem sido da ordem de dezenas de MW, embora haja comprovadas possibilidades de ampliação dessa potência.

Um ponto a ser considerado é o efeito do aumento da capacidade de armazenamento no valor do PLD. Sua disponibilidade seria acompanhada por expressiva capacidade de atendimento de ponta, o que limitaria o PLD nessas horas e o armazenamento, desde que pelo menos em parte, sazonal, também teria tal efeito. No entanto, em períodos de baixa hidraulicidade aumentaria como ocorre atualmente.

### **Operação e cobrança do armazenamento**

Uma hipótese aventada para a operação comercial do armazenamento foi a de haver uma ou mais empresas que o operassem, de forma análoga aos bancos, comprando energia para bombeamento quando os preços estivessem baixos, para vendê-la em horas de maior demanda. Também poderiam operar como estacionamentos, cobrando o armazenamento, por volume de energia e tempo de permanência.

A cobrança pelo serviço de armazenamento seria a maneira de alocar os custos decorrentes da intermitência aos próprios geradores intermitentes, retirando-os dos Encargos do Sistema. Seria a forma de prover transparência na alocação de custos, a serem cobrados dos destinatários contratantes da energia gerada a partir dessas fontes. Atualmente estes são subsidiados pela maioria dos consumidores, particularmente pelos consumidores cativos, pois os contratantes pagam o custo nivelado que nada mais é do que o custo médio de longo prazo calculado como se não houvesse intermitência. A cobrança poderia ser feita a partir de desvios da geração verificada em relação a uma curva de oferta típica do aproveitamento, função da natureza da fonte utilizada e da sua localização. Não faria sentido penalizar uma usina solar por não gerar à noite, muito embora a carga do sistema perdesse nesse período. Aliás, o tratamento conferido à geração solar fotovoltaica poderia diferir daquele de uma eólica que funcione continuamente, embora sujeita a fortes e inesperadas reduções de oferta. Em alguns casos a combinação de usinas solares e eólicas, que apresentem forte diversidade, poderá atenuar aquelas variações. A cobrança por desvios ou interrupções da oferta poderia ser feita em função dos custos de geração da energia armazenada (custo do investimento mais valor das perdas no ciclo acumulação/geração, possivelmente algo como 20% do PLD). Talvez algo como US\$ 30/MWh.

*Set. 2020*