



**XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

3578
GCR/18

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

Desafios econômicos e regulatórios para inserção do armazenamento de energia no sistema brasileiro

**MARIANA CHAMON LADEIRA AMANCIO(1); WADAED UTURBEY(2); LUCIANA S. MARQUES(3);
UFMG(1) (2) (3);**

RESUMO

O armazenamento de energia elétrica é uma tecnologia que encontra-se em um estágio de desenvolvimento semelhante ao cenário da energia solar fotovoltaica dez anos atrás. Sua capacidade única de atuar como suprimento, demanda e infraestrutura, e de alternar entre esses papéis, é o que torna o armazenamento importante, mas também o que desafia sua integração ao sistema. Em vista disso, este trabalho estuda os contextos regulatórios do mercado do Reino Unido, Califórnia e PJM nos Estados Unidos, juntamente com uma discussão que visa a fornecer elementos para a regulamentação sobre armazenamento de energia por meio de baterias no contexto brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Armazenamento de energia, baterias, flexibilidade do sistema, desafios regulatórios, regulamentação para armazenamento de energia.



1.0 - INTRODUÇÃO

Observa-se uma forte expansão das fontes renováveis que, segundo projeções da IEA (1), deve atingir mais que o dobro do total mundial de capacidade adicional a ser instalada até 2040. Na Europa, estima-se que a participação da eletricidade produzida por renováveis deve crescer do atual 25% para 50% em 2030. O crescimento da utilização de fontes renováveis vem acompanhado da necessidade de maior flexibilidade na operação dos sistemas de energia. A demanda de eletricidade global está projetada para crescer 20% na próxima década. Entretanto, a necessidade de flexibilidade deverá crescer 80%. Podemos, portanto, dizer que flexibilidade é um aspecto fundamental para o sistema elétrico do futuro.

O volume total disponível de armazenamento de energia (AE), desconsiderando o armazenamento por bombeamento de água, atingiu em 2017 o valor de 15,3 GWh. Aproximadamente 39% corresponde a armazenamento via ar comprimido, 29% a baterias de Lítio-ion e 12% a baterias de fluxo, entre outras. Os preços das baterias, por sua vez, decresceram 22% entre 2016 e 2017. Entretanto, em 2017 a implementação de novos sistemas permaneceu em valores semelhantes aos do ano anterior (aprox. 620 MWh), indicando uma desaceleração do crescimento (2). Já em 2018, principalmente na segunda metade, o crescimento voltou a acelerar.

Essas oscilações sugerem que o mercado de AE é muito sensível às políticas de incentivo e aos espaços de atuação dentro dos mercados de energia. Nesse sentido, este trabalho apresenta uma revisão da regulamentação relacionada com armazenamento de energia em três mercados: o Reino Unido, o mercado da Califórnia e o mercado PJM do nordeste dos Estados Unidos. O objetivo é identificar eventuais barreiras regulatórias para o desenvolvimento do AE. Inicialmente apresentam-se as principais aplicações do AE; na sequência, seção 3, descrevem-se os contextos regulatórios dos mercados mencionados, nos aspectos relevantes à participação do armazenamento de energia, e o estado desse mercado de AE. A seção 4 inclui uma análise comparativa que procura obter elementos para contribuir com o direcionamento da regulamentação do uso de AE no Brasil e conclui o trabalho.

2.0 - APLICAÇÕES DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Nesta seção é apresentada uma revisão dos serviços que os sistemas de armazenamento de energia (AEs) podem oferecer para uma variedade de instituições do setor elétrico, desde empresas de transmissão e distribuição até consumidores finais. A lista apresentada contém as aplicações mais citadas na literatura e não é exaustiva, podendo haver outros serviços a serem ofertados por sistemas de armazenamento.

- Regulação de frequência: AEs podem fornecer serviços de regulação de frequência primários, secundários e terciários para os operadores do sistema, dependendo do tipo de tecnologia que utilizam (3)(4).
- Serviços de balanceamento: AEs podem ser usados como reserva de operação de curto-prazo para os operadores do sistema de forma a otimizar o custo da energia (3)(4).
- Balanceamento de geração renovável: a flexibilidade dos AEs pode permitir a maior inserção de geração renovável nos sistemas visto que tais sistemas são capazes de armazenar/despachar a energia de tais geradores (3)(4). Além disso, tais sistemas podem ofertar suporte à rampa do sistema.
- Gestão da conta de energia: AEs podem se beneficiar de diferenças no preço de energia e, assim, carregar durante períodos de preços baixos e descarregar em períodos de preços altos (arbitragem) (3)(4). Eles também podem evitar encargos com o desbalanceamento entre o contratado e o consumido/gerado (5). Outra forma de gerenciar os custos da energia é pela redução do pico quando as tarifas de uso das redes de transmissão e distribuição são calculadas segundo a demanda do consumidor (5).
- Suporte de rede (qualidade de energia): ao localizar sistemas de armazenamento em locais estratégicos da rede elétrica, é possível fornecer diversos serviços à rede (3)(4), como regulação de tensão, congestionamento de rede e correção do fator de potência.
- Diferir/evitar investimentos: AEs podem ser usados para adiar ou, até mesmo, evitar investimentos de capital

para melhoria/expansão das redes elétricas (4).

- Outros: os AEs podem ser usados para outras aplicações como religamentos, nivelamento de carga, corte de pico e em sistemas isolados (5)(6).

3.0 - REGULAÇÃO ATUAL DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO NO MUNDO

3.1 Estados Unidos

Nos Estados Unidos, a evolução dos sistemas de armazenamento (AEs) depende bastante do estado e do operador do sistema de transmissão que nele atua, pois cada um possui políticas diferentes para os sistemas elétricos e seus mercados. Contudo, algumas tendências podem ser percebidas nacionalmente. Segundo (6), os AEs americanos podem ser divididos em pequena e larga escala. No primeiro estão os sistemas com capacidade de potência de até 1 MW e no segundo os acima de 1 MW. Além disso, os dados de (7) mostram que os AEs do país aplicam 3 grandes tecnologias: térmica, mecânica e eletroquímica, sendo que no segundo se encontram apenas sistemas por bombeamento de água (do inglês pumped-hydro storage - PHS). Pelo gráfico à esquerda da FIGURA 1 pode-se perceber que, no geral, são os sistemas PHS que representam a maior capacidade de potência de armazenamento do país (6)(7). Contudo, desde 2003, os AEs de larga escala adicionados às redes elétricas têm sido quase que exclusivamente eletroquímicos (ou baterias), em termos de quantidade de projetos (6). Isso porque a evolução tecnológica e queda dos preços das baterias, conjuntamente com o desenvolvimento de pesquisas na área e mudanças regulatórias nos diferentes estados, têm tornado investimentos em baterias de larga escala rentáveis para diferentes aplicações (6).

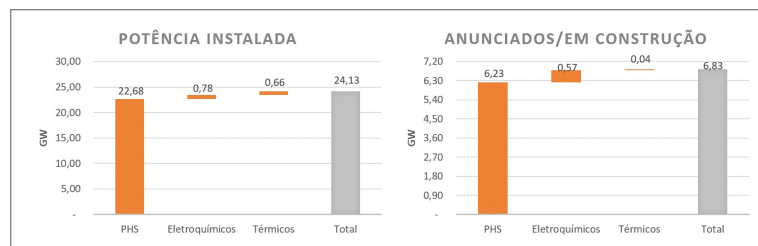


FIGURA 1 – Sistemas de Armazenamento dos EUA. Fonte: (7).

3.1.1 Califórnia (CAISO)

Apesar desta tendência nacional de inclusão de AEs nas redes elétricas, a evolução se dá de formas diferentes nos estados do país e alguns operadores de rede de transmissão independentes ou regionais (“Independent System Operator” - ISO e “Regional Transmission Operator” - RTO) tomaram frente neste processo. É o caso da Califórnia, estado com maior quantidade de sistemas de armazenamento, chegando a 206 MW de baterias, 4 GW de PHS e 32 MW de armazenamento térmico instalados, e mais cerca de 3 GW de projetos anunciados ou em construção (7). Em 2010, o ato nº 2514 da assembleia californiana classificou os sistemas de armazenamento como “qualquer tecnologia comercialmente disponível capaz de absorver energia, estocá-la por um período de tempo, e depois despachá-la” (8). Além disso, o mesmo ato determinou que poderiam possuir AEs: entidades fornecedoras de energia (“load-serving entities” – LSEs); concessionárias locais públicas; consumidores das duas; terceiros, incluindo grandes consumidores; ou uma combinação dos anteriores. Ademais, tais entidades podem fazer uso de seus AEs, de maneira ampla, para reduzir emissões de gases de efeito estufa, reduzir a demanda de energia de pico, diferir ou evitar investimentos em ativos de geração, distribuição e transmissão, ou aumentar a confiabilidade da operação das redes elétricas de transmissão e distribuição (8).

Para compreender a evolução dos sistemas de armazenamento e suas principais aplicações neste estado, é necessário entender também o funcionamento do seu mercado de energia. As regras do mercado de atacado são definidas pelo operador do sistema independente da localidade, o CAISO na maior parte do estado da Califórnia (9). Para manter a confiabilidade da rede de transmissão e permitir um acesso livre às entidades que queiram atuar neste mercado, o CAISO opera um mercado competitivo de eletricidade e é responsável pelo despacho das unidades geradoras (10). Sendo assim, este operador combina vendedores e compradores de



eletricidade, facilitando as transações diárias para assegurar que haja potência necessária para atender à demanda. Neste mercado, os compradores são as LSEs e concessionárias públicas, mas podem incluir também cooperativas rurais, concessionárias de capital privado, agregadores ou consumidores de maior porte. Os vendedores são os proprietários de plantas de geração e também de sistemas de armazenamento (10).

A entidade independente opera um mercado competitivo definido por um leilão em múltiplas etapas, em que os vendedores/compradores colocam lances que são aceitos ou não de acordo com as características da rede. Neste mercado, os agentes podem oferecer dois tipos de lances: econômicos ou “self-schedule” (9). O primeiro inclui o valor pelo qual o vendedor (comprador) está disposto a vender (comprar) a sua energia disponível (desejada). O segundo inclui apenas as quantidades a serem despachadas pelos vendedores (adquiridas pelos compradores), com o objetivo de alocar no despacho os contratos de longo prazo das LSEs ou os geradores próprios das concessionárias. Isso porque, a fim de se proteger da volatilidade do preço do mercado, as entidades podem fazer contratos bilaterais com os geradores (9). Além disso, as concessionárias podem possuir ativos de geração a serem usados para atender à demanda de seus consumidores. Com essas informações em mãos, o CAISO realiza o despacho econômico, formando o preço locacional final da energia de acordo com os melhores lances (considerando valor, capacidade de se alocar às restrições de rede e de atender à demanda) (10).

Dentro desse mercado, o CAISO deve possuir recursos de flexibilidade para operar de forma confiável o sistema. Isso porque há um rápido aumento dos recursos renováveis na Califórnia, influenciados por regras estaduais de redução das emissões de carbono (11). Como exemplo, em 2018 o senado californiano aumentou a meta para 2030 de que 60% das vendas de energia do varejo devem provir de recursos renováveis. Como resultado destas políticas, a curva de carga líquida (carga total menos geração intermitente eólica e solar) do sistema tem experimentado rampas elevadas. Tal fenômeno foi popularizado pelo CAISO como “curva de pato” (11) e tem como consequências o excesso de geração renovável em alguns momentos, que pode resultar em corte desta geração, e a necessidade de capacidade/reserva para atender os picos dos finais de tarde. Um outro ponto importante é que, além de muitas das tecnologias que compõem a capacidade de flexibilidade do sistema serem antigas ou estarem em manutenção, o mercado do CAISO tradicionalmente experimenta uma grande quantidade de lances “self-schedule” (9). Isso significa que, mesmo existindo a capacidade de flexibilidade, as concessionárias ou LSEs proprietárias dos recursos irão utilizá-las para satisfazer seus próprios requisitos de geração ou de serviços ancilares. Como consequência, tais ativos podem não estar disponíveis para o operador quando necessários (11).

Como resposta a estas mudanças e desafios, incluindo o desperdício das renováveis devido ao corte, o CAISO estabeleceu obrigações mínimas de capacidade de flexibilidade, a partir de 2015, para todas as entidades fornecedoras de energia (12). Em linhas gerais, as LSEs devem ter a capacidade de fornecer pelo menos 4 horas de energia para contribuir para as reservas de flexibilidade necessárias (6). Essa obrigação levou ao crescimento de projetos de AEs focados em capacidade de energia, voltados para o seu atendimento (6). Os dados de (7) para o estado da Califórnia mostram que a grande maioria dos sistemas de AEs possuem aplicações relacionadas à gestão do custo de energia, aumento da capacidade e reserva de geração, deslocamento da geração para horários de maior demanda, capacidade firme para renováveis entre outros (veja gráfico da FIGURA 2).

Finalmente, é importante mencionar um programa e uma lei que incentivam os sistemas de armazenamento na Califórnia. O primeiro é o Self-Generation Incentive Program (SGIP), de 2017, que oferece incentivos financeiros (cerca de 567 milhões de dólares) para a instalação de recursos energéticos distribuídos (13). 80% dos recursos são destinados aos sistemas de armazenamento, sendo 13% destes obrigatórios para projetos residenciais (menores do que 10 kW). Os outros 20% são dedicados a tecnologias de geração, com um mínimo de 40% destes para renováveis (13). O segundo é o ato nº 2868 do senado californiano, também de 2017, que estabeleceu a obrigatoriedade das 3 maiores concessionárias do estado a implementar sistemas de armazenamento distribuídos, totalizando 500 MW, sendo até 25% desta para sistemas por trás do medidor (“behind-the-meter” – BTM) (14).

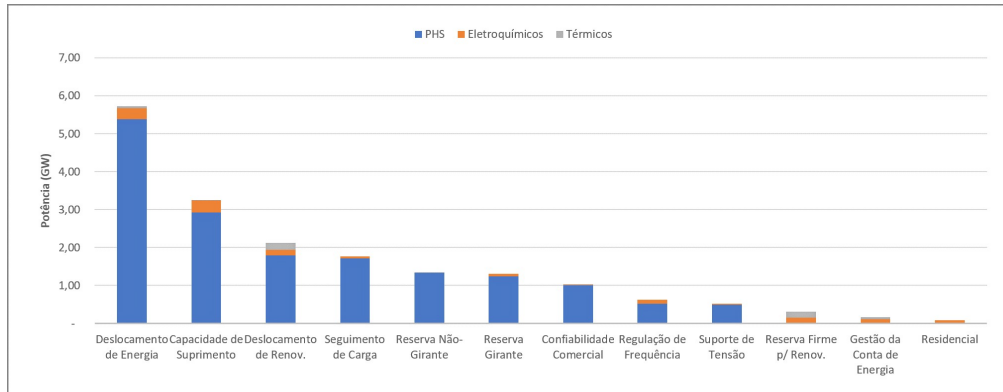


FIGURA 2 – Projetos de Armazenamento na Califórnia por Aplicação (inclui CAISO). Um Sistema de Armazenamento de Energia Pode Ser Usado Para Múltiplas Aplicações. Fonte: (7).

3.1.2 Mercado PJM

No nordeste dos Estados Unidos, 13 estados (ao todo ou em parte) e o Distrito de Colúmbia estão interconectados por um sistema regional de transmissão (RTO) chamado PJM. Esta entidade coordena um mercado atacadista que atende mais de 65 milhões de pessoas, agindo como uma organização independente e neutra, responsável pela garantia de um mercado competitivo e de um sistema elétrico confiável (15). Neste sistema interligado encontram-se muitos projetos de armazenamento, chegando a 317,5 MW de baterias, 5,5 GW de PHS e 13 MW de armazenamento térmico instalados, e mais cerca de 350 MW de projetos anunciados ou em construção (7).

O PJM opera vários tipos de mercados de atacado competitivos, e os sistemas de armazenamento (AEs) tem oportunidades de ganhos em alguns deles. O maior destes mercados é o de energia, responsável por 64% dos custos de eletricidade. Ele funciona de maneira muito similar ao mercado do CAISO, com lances de oferta e demanda e um despacho econômico, operados para o dia seguinte e em tempo real (16). Além disso, o PJM possui um mercado de capacidade, responsável pelo planejamento da capacidade de geração 3 anos antes da entrega. Diferentemente do CAISO, que obriga os geradores a contribuírem com a capacidade, o PJM faz leilões anuais para obter essas reservas de capacidade, que são acionadas quando necessárias, particularmente em momentos de emergência (16). Por último, há um mercado de serviços ancilares, para que o PJM consiga garantir a confiabilidade do sistema elétrico. Neste mercado, dois tipos de recursos estão disponíveis. O primeiro tipo é a regulação, responsável por corrigir no curto prazo flutuações não previstas da demanda e da geração. Fornecedores de serviços de regulação têm a habilidade de ajustar a saída ou o consumo em resposta a um sinal automático. O segundo tipo é a reserva, responsável por se conectar rapidamente ao sistema caso haja uma perda inesperada de geração. Ela pode ser tanto um gerador ou um consumidor ofertando resposta à demanda, e ambos devem ser capazes de responder entre 10 e 30 minutos (16).

Foi o desenho do mercado de regulação de frequência que impulsionou muitos sistemas de armazenamento do PJM. Em 2011, a Comissão Federal de Regulação de Energia (Federal Energy Regulatory Commission – FERC) estabeleceu a Order nº 755 para obrigar os ISOs/RTOs a compensar os provedores de regulação de frequência de acordo com sua performance e habilidade técnica, incluindo os novos recursos de resposta rápida. Em outubro de 2012, como adequação à norma e como forma de aumentar a quantidade de AEs, o PJM separou os sinais de regulação de frequência em dois: um de resposta lenta e outro de resposta rápida (17). Esta ação criou as condições favoráveis para sistemas de bateria e levou à introdução de muitos sistemas de armazenamento para atuar neste mercado, principalmente por entidades geradoras independentes (6). Tais instalações tendem a ser orientadas à potência, possuindo uma capacidade média de 12 MW, e duração média de menos de 45 minutos (6). Contudo, o PJM começou a observar problemas operacionais no mercado de regulação de frequência, implantando mudanças que estabilizaram a quantidade de instalações de sistemas de armazenamento para esta aplicação.

Além disso, alguns sistemas de armazenamento atuam no mercado de capacidade e no mercado de serviços ancilares de reserva. São sistemas com maior potência instalada, que aplicam majoritariamente a tecnologia de bombeamento de água (PHS) (7). Estas informações estão apresentadas no gráfico da FIGURA 3. É interessante notar que os sistemas de bombeamento de água são em menor número (14 projetos) e estão focados na capacidade e na oferta de reserva. Já os sistemas eletroquímicos estão concentrados na aplicação de regulação de frequência, como discutido acima, e contabilizam 40 projetos instalados.

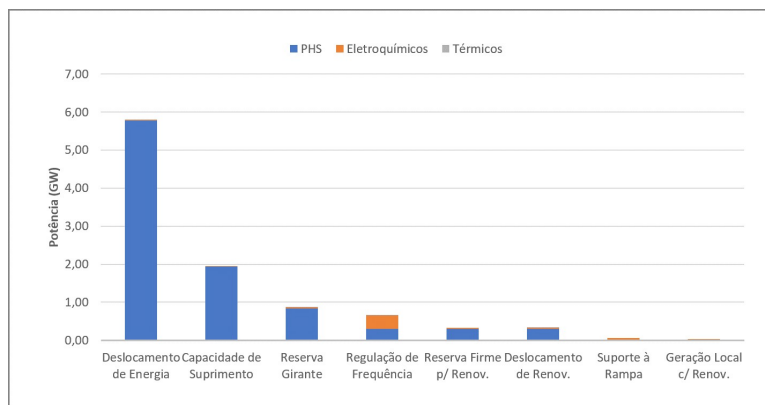


FIGURA 3 - Projetos de Armazenamento no PJM por Aplicação. Um Sistema de Armazenamento de Energia Pode Ser Usado Para Múltiplas Aplicações. Fonte: (7).

3.1.3 Aplicações em Outros Estados e Iniciativas Federais

Os outros estados e regiões dos Estados Unidos possuem uma participação mais inexpressiva de sistemas de armazenamento de energia do que os citados anteriormente (7). Contudo, alguns deles têm trabalhado politicamente para aproveitar os benefícios que os AEs podem trazer às redes, incentivando a inserção destas tecnologias. É o caso de Oregon, Massachussets e Nova Iorque, que, assim como a Califórnia, passaram mandados ou metas de instalação de AEs. Em 2015, Oregon sancionou uma lei visando obrigar cada uma de duas concessionárias a instalar 5 MWh de capacidade de armazenamento até 2020. Em 2017, o departamento de recursos energéticos de Massachussets estabeleceu uma meta de instalação de sistemas de armazenamento de 200 MWh, também para 2020. E em 2018, Nova Iorque estabeleceu uma meta de 1,5 GW de sistemas de armazenamento de energia para 2025 (6).

Além disso, alguns estados como Nevada permitem que AEs sejam incluídos no portfólio de geração renovável a fim de cumprir padrões pré-estabelecidos pela legislação. Ademais, outros estados providenciaram incentivos financeiros para a instalação de AEs, incluindo subvenções, suporte para projetos pilotos e incentivos tarifários. Em 2018, o estado de Maryland começou a ofertar deduções de impostos de 30% dos custos de instalação para sistemas residenciais e comerciais (6).

Por fim, em fevereiro de 2018, o FERC sancionou a ordem nº 841 (18) obrigando os operadores dos sistemas de transmissão (independentes ou regionais) a remover barreiras para a participação de recursos de armazenamento nos seus mercados de capacidade, energia e serviços ancilares. Cada ISO/RTO deve revisar suas tarifas e regras de mercado para reconhecer as características físicas e operacionais específicas dos AEs (6). Espera-se com essa ação melhorar a competitividade dos recursos de armazenamento, aumentando o incentivo e a participação dos AEs nos sistemas elétricos de todo o país (18).

3.2 Reino Unido

3.2.1 Mercado Elétrico Inglês

No setor de eletricidade e gás do Reino Unido, a atividade de geração de energia está organizada sob estruturas de mercado e distingue-se o mercado de atacado ("wholesale market") de curto prazo, que opera através das bolsas de energia (19), do mercado varejista ("retail market"). Há ainda outros dois mecanismos, o mercado de

balanceamento e o mercado de capacidade, que contribuem para viabilizar o equilíbrio entre carga e geração (20).

Existe um operador do sistema de energia elétrica, o National Grid ESO, responsável por equilibrar o sistema e garantir que o fornecimento de eletricidade seja igual à demanda, segundo a segunda, atuando como um “balanceador residual” do sistema de energia por meio de diferentes recursos, como o mecanismo de Balanceamento (“Balancing Mechanism” – BM) e o mercado de capacidade, recentemente criado pela reforma do mercado de eletricidade. Os serviços de balanceamento incluem Black Start, balanceamento de demanda, Resposta em Frequência Aprimorada (“Enhanced Frequency Response” – EFR) e Firme (“Firm Frequency Response” – FFR), Reserva Operacional de Curto Prazo (“Short term operating reserve” – STOR), Serviço de energia reativa aprimorada (“Enhanced Reactive Power Service” – ERPS) e obrigatório (“Obligatory reactive power service” – ORPS), dentre outros (21). O mercado de capacidade, por sua vez, é operado por meio de leilões e destina-se a garantir segurança de suprimento, de maneira que os participantes comprometem-se a fornecer eletricidade em momentos de estresse do sistema e enfrentam penalidades caso não o façam.

A transmissão e a distribuição permanecem reguladas. Existem quatro empresas operadoras do serviço de transmissão e seis empresas do serviço de distribuição (22). No segmento da distribuição, as atividades associadas à rede estão separadas do fornecimento de energia. Os fornecedores de energia compram no mercado de atacado ou diretamente dos geradores e vendem aos consumidores; a estrutura é competitiva e os consumidores podem escolher livremente o fornecedor de energia (20).

3.2.2 Cenário Atual do Armazenamento de Energia no Reino Unido

Atualmente, os fluxos de receita de armazenamento de bateria podem incluir uma combinação de resposta em frequência; remuneração no mercado de capacidade; receita por gestão de custos para projetos por trás do medidor; e remuneração por fornecimento de energia.

No primeiro caso, um marco importante foi o leilão de Resposta em Frequência Aprimorada, no qual todas as oito empresas vencedoras foram de armazenamento de energia por meio de baterias, sendo concedidos contratos de quatro anos para um total de 201 MW de EFR (23). Outro exemplo é a planta de 50 MW da empresa Stratera Energy que possui um contrato de Resposta de Frequência Firme de dois anos para fornecer serviços ao National Grid e também um contrato de 15 anos para o Mercado de Capacidade (24).

No âmbito da remuneração no mercado de capacidade as baterias podem participar dos leilões T-1, para contratos limitados de um ano, e T-4, para contratos de quinze anos. O primeiro leilão que incluiu AE ocorreu em 2016 e, além do bombeamento de água (PHS) foram contratados cerca de 500 MW de projetos de AE com baterias. O segundo ocorreu com a alteração de algumas regras em 2017 e contratou-se mais de 151 MW de AE com baterias (26). Um aspecto importante dos leilões que influencia a remuneração é o chamado fator de de-rating, que consiste na operação de um dispositivo a uma capacidade inferior à sua capacidade máxima nominal, a fim de prolongar a sua vida útil. Nos leilões de 2017 o governo reduziu o fator de-rating para 80% para projetos com duração de suprimento de até quatro horas, de modo a favorecer projetos de armazenamento de duração mais longa (maior que quatro horas), nos quais o fator de-rating exigido é de 96%. Além disso, no leilão T-1 16 projetos de AE com baterias receberam contratos, conjunto no qual inclui várias instalações apoiadas pelo concurso de Resposta de Frequência Ampliada da National Grid, o que demonstra a presença de projetos com remuneração em mais de um mercado simultaneamente (26).

No terceiro ponto, a aplicação de AE, com ou sem a presença de renováveis, apresenta um potencial para redução de custos dos consumidores industriais e comerciais, por meio de serviços como deslocamento de renováveis e corte do pico de demanda. Para aplicações em colocalização com renováveis, já pode-se verificar o interesse de algumas empresas em penetrar nesse mercado, como por exemplo, a Nissan, que fez um anúncio em janeiro de 2018 de que forneceria um sistema de painéis solares e baterias para residências no Reino Unido, afirmando que os clientes poderiam economizar até 66% em contas de energia através de seus serviços (26). Já o corte de pico de demanda tem como objetivo reduzir o valor pago pela mesma. O pagamento por ponta de consumo é aplicado a grandes consumidores industriais e comerciais e é calculado com base na tráfede de demanda, a qual consiste nos três maiores valores de demanda para cada exercício financeiro. Ademais, grandes clientes industriais muitas vezes podem negociar acordos diretamente com os fornecedores, e, em



alguns, com aceitação do órgão regulador, podem gerar receita vendendo serviços de flexibilidade para os mercados de balanceamento e capacidade (27).

A remuneração por fornecimento de energia, por sua vez, representa a operação conjunta de um gerador e o AE com a finalidade de fornecer energia mais firme. Dessa forma, aumenta-se a flexibilidade no gerenciamento e coordenação das unidades geradoras, ajudando a evitar desvios dos valores contratados, além de reduzir custos de operação do sistema e evitar ou adiar reforços onerosos para a rede (5).

3.2.3 Regulação do Armazenamento de Energia no Reino Unido

O assunto ainda está em discussão e as metas do governo estão descritas em (28), no qual são examinados aspectos da estrutura normativa e regulatória do armazenamento, incluindo seu tratamento na legislação e no licenciamento, o planejamento, o regime de tarifação e conexões da rede, como os custos da política de incentivos são recuperados, como proceder na co-localização com renováveis e o quadro de saúde e segurança. A definição de armazenamento de energia está em processo de formalização para ser incluída como um subconjunto distinto de geração no Electricity Act 1989. Por enquanto, a definição recomendada é a de (29):

- O armazenamento de eletricidade no sistema elétrico é a conversão da energia elétrica em uma forma de energia que pode ser armazenada, o armazenamento dessa energia e a subsequente reconversão dessa energia de volta à energia elétrica de maneira controlável.
- Instalação de armazenamento de eletricidade (Electricity Storage Facility) no sistema elétrico significa uma instalação onde ocorre o armazenamento de eletricidade.

Observa-se uma inclinação para tratamento de armazenagem como geração não intermitente nas metodologias de cobrança. Na atual conjuntura, o governo concede isenção da obrigação de possuir uma licença de geração para projetos de até 50 MW e em alguns casos para até 100 MW. Após a definição de armazenamento ser concretizada, os detentores de sistemas de AE poderão obter uma licença modificada de geração que lida melhor com as questões específicas de sobretaxa às quais essas empresas ficam expostas (30).

Uma das barreiras observadas, em especial para aplicações por trás do medidor, se relaciona às tarifas de uso da rede. Atualmente, o AE está sujeito a cobranças relacionadas ao uso da rede ao exportar energia à rede e, na sua condição de usuário final, os custos de uso da rede são cobrados novamente ao armazenar energia (31). Assim, outra preocupação em pauta é a necessidade de revisão na aplicação de tarifas às unidades de armazenamento de energia.

Uma questão também controversa é a limitação da atuação dos DNOs no mercado de AE. O Ofgem determinou que os DNOs só podem possuir ou operar ativos de armazenamento com sua permissão, a qual só é concedida em casos específicos, para garantir a segurança do sistema, e com a restrição de que as unidades de armazenamento não podem ter mais de 100 MW (32). Esse entendimento foi adotado em decorrência do conflito de interesse que surge pelos DNOs serem responsáveis por especificar os requisitos de rede e ao mesmo tempo serem um provedor potencial no cumprimento desses requisitos, fato este que poderia enfraquecer a competição nesse mercado e afetar a expansão de serviços de flexibilidade, como a resposta em demanda (30). Todavia, o alto investimento e incerteza nesse campo desencoraja o surgimento de novas empresas. Nesse âmbito, a participação de empresas grandes como os DNOs poderia acelerar o amadurecimento da tecnologia.

O governo também demonstrou empenho em reduzir os obstáculos para a co-localização de energia solar e armazenamento. Alguns esclarecimentos incluem o de que a instalação do armazenamento não alterará a Capacidade Total Instalada da estação geradora detentora de certificados de Obrigação Renovável ("Renewable Obligation" – RO, distribuidoras que não possuem esse certificado são penalizadas no final do ano) ou de incentivos de tarifa feed-in (FIT), sendo utilizada abordagem similar para o contrato das diferenças. A forma como a tarifa feed-in é aplicada depende da localização do medidor de energia (33).

No âmbito do mercado, há um esforço para facilitar o acesso ao mecanismo de balanceamento, como por exemplo, a publicação do P344, que busca alinhar o Código de Balanceamento e Liquidação ("Balancing and Settlement Code" – BSC), gerenciado pela Elexon) com os requisitos do Projeto de Balanceamento Europeu



TERRE (Bolsa de Reservas Trans-Européia de Reposição). Essas mudanças facilitam, entre outras coisas, o acesso para agregadores e fornecedores menores de armazenamento e resposta de demanda ("Demand Side Response" – DSR) conectados à rede de distribuição. A iniciativa contribui para maior flexibilidade do sistema e propicia a criação de um mercado em nível de rede local, nicho atualmente inexistente e que proporcionará maior liquidez no mercado, podendo reduzir os custos de balanceamento.

Um exemplo interessante nessa vertente é o caso da agregadora Limejump, que entrou no mecanismo de compensação do Reino Unido com uma "usina virtual" composta de baterias, pequenos geradores e locais de resposta em demanda, sendo a primeira unidade agregada do BM admitida no mercado britânico. A Limejump recebeu uma licença de fornecimento de eletricidade em 2015 e atualmente gerencia um portfólio de locais de geração de energia renovável, baterias e ativos de resposta em demanda, totalizando 178 MW. A empresa possui contratos para fornecer serviços de Resposta em Demanda, Balanceamento da rede e no mercado de capacidade (25).

Outro assunto à tona é a modernização do mercado de resposta de frequência, a qual visa aumentar a transparência, a fim de simplificar o processo atual para os fornecedores apresentarem propostas de capacidade. O governo estuda a unificação de serviços de FFR e EFR e redução na duração dos contratos, o que gera uma certa insegurança no setor. Dito isto, muitas operadoras de armazenamento operam com receitas de curto prazo e têm confiado no financiamento de capital próprio (private equity).

Atualmente, os serviços de Resposta de Frequência Firme e Resposta em Frequência Aprimorada estão abertos tanto para os provedores de Mecanismo de Balanceamento quanto para os não provedores que podem atender aos requisitos técnicos. Isso pode incluir geradores conectados às redes de transmissão e distribuição, provedores de armazenamento e resposta do lado da demanda agregada. Os provedores tem liberdade para oferecer outros serviços de balanceamento concomitantemente (35).

4.0 - CONCLUSÕES

É possível estabelecer uma análise comparativa dos modelos regulatórios e da expansão dos sistemas de armazenamento de energia nos 3 mercados apresentados. Na Califórnia, os AEs possuem um foco em capacidade e, muitas vezes, estão associados aos geradores, incluindo fontes renováveis, a fim de contribuir para as reservas de flexibilidade do operador. Sendo assim, os sistemas instalados (ou em fase de projeto), possuem potência instalada menor, mas capacidade de energia maior. Já no PJM, o fator crucial que impulsionou grande parte dos sistemas, principalmente de baterias, foi a mudança no mercado de regulação de frequência, que trouxe oportunidades de ganho para os investidores, principalmente com resposta primária. Devido ao foco em frequência, estes sistemas possuem potência maior e capacidade de energia menor. Há também grandes armazenadores atuando no mercado de capacidade, em especial os que aplicam a tecnologia de bombeamento de água. Por fim, no Reino Unido, não há uma aplicação principal, mas os últimos leilões tanto no mercado de frequência quanto no mercado de capacidade impulsionaram vários projetos. Ademais, há várias possibilidades de ganho por trás do medidor, relacionadas à gestão dos custos dos consumidores. Contudo, é difícil contabilizar a quantidade de projetos existentes nesta categoria.

Apesar das diferenças, todas essas experiências envolvem um mercado atacadista de energia competitivo que opera em intervalos de tempo relativamente pequenos: os mercados diários (day-ahead) e intra-diários. Além disso, o fornecimento de serviços ancilares, como regulação de frequência, capacidade e reserva, está também organizado em formato de mercado, e permite a participação do AE sem necessidade de mudanças estruturais significativas na regulamentação. A existência de múltiplos mercados com fechamento em diferentes horizontes de tempo facilita o aproveitamento da resposta rápida de diversas tecnologias de AE. Nesse sentido, as experiências apresentadas se distanciam muito do contexto brasileiro. É interessante notar que, no Brasil, os serviços de regulação de frequência e reserva são compulsórios para alguns geradores, sem remuneração extra. Isto resulta na impossibilidade econômica de se investir em sistemas de armazenamento no país para aplicações em serviços ancilares e capacidade, visto que não haveria retorno sobre o investimento. Caso contrário, mudanças regulatórias e de estrutura de mercado importantes seriam necessárias para viabilizar estas aplicações.

Há, por fim, as aplicações por trás do medidor, que envolvem a associação dos armazenadores a geradores/consumidores já existentes. Tais modelos de negócios se adequam à realidade regulatória do Brasil,




não necessitando de grandes mudanças para serem empreendidos. Como exemplo, os AEs podem ser usados para mudar as características de produção de um gerador, aumentando sua energia firme. Do lado do consumidor, os AEs podem ser usados para mudar a curva de carga, aplainando-a, a fim de gerenciar os seus custos, no contexto de tarifas binômias (p. ex. tarifas azul e verde) e com múltiplos postos (p.ex. tarifa branca). Para um prosumidor, os armazenadores podem balancear a geração renovável e reduzir o consumo da rede. Apesar de possíveis no contexto brasileiro, tais aplicações não são necessariamente rentáveis, sendo necessários estudos aprofundados sobre o assunto.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/weo2018/>. Acesso em: 18/05/2019.
- (2) IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Energy storage, Tracking Clean Energy Progress. Disponível em: <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>. Acesso em: 18/05/2019.
- (3) TENG, F. et al. Business case for distributed energy storage. CIRED - Open Access Proceedings Journal, v. 2017, n. 1, p. 1605–1608, 2017.
- (4) STRBAC, G. et al. Opportunities for energy storage: Assessing whole-system economic benefits of energy storage in future electricity systems. IEEE Power and Energy Magazine, v. 15, n. 5, p. 32-41, 2017.
- (5) Cost and Value of Storage in the UK Market. Disponível em: <https://static1.squarespace.com/static/53ce14b9e4b03fc272f43709/t/586e5de16b8f5b5ff61c0d98/1483628006963/5.2+Wheatcroft.pdf> Acesso em: 18/05/2019.
- (6) EIA. U.S. Battery Storage Market Trends. Washington, DC. 2018
- (7) DOE. Global Energy Storage Database. 2019. Disponível em: <https://energystorageexchange.org/>. Acesso em: 17/05/2019.
- (8) CALIFORNIA LEGISLATIVE COUNSEL. Assembly Bill No. 2514. 2010. Disponível em: https://leginfo.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=200920100AB2514. Acesso em: 17/05/2019.
- (9) KOHANSAL, M., MOHSENIAN-RAD, H. A closer look at demand bids in california iso energy market. IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 4, p. 3330-3331, 2016.
- (10) CAISO. Market processes and products. 2019. Disponível em: <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>. Acesso em: 17/05/2019.
- (11) CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. Resource Flexibility. 2018. Disponível em: https://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/resource_flexibility.pdf. Acesso em: 17/05/2019.
- (12) CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. Rulemaking 11-10-023. 2013. Disponível em: <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M070/K423/70423172.PDF>. Acesso em: 17/05/2019.
- (13) CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. Self-Generation Incentive Program. 2019. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/sgip/>. Acesso em: 17/05/2019.
- (14) CALIFORNIA LEGISLATIVE COUNSEL. Assembly Bill No. 2868. 2016. Disponível em: https://leginfo.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=201520160AB2868. Acesso em: 17/05/2019.
- (15) PJM. About PJM. 2019. <https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>. Acesso em: 17/05/2019.
- (16) PJM. Understanding the Differences Between PJM's Markets. 2019. Disponível em: <https://learn.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/understanding-the-difference-between-pjms-markets-fact-sheet.ashx?la=en>. Acesso em: 19/05/2019.
- (17) LEE, T. Energy Storage in PJM: Exploring Frequency Regulation Market Transformation. University of Pennsylvania. 2017.
- (18) FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Order No 841. 2018. Disponível em: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf>. Acesso em: 18/05/2019.
- (19) APX Power Uk. Disponível em: <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/apx-power-uk>. Acesso em: 19/05/2019.
- (20) The energy market explained. Disponível em: <https://www.energy-uk.org.uk/energy-industry/the-energy-market.html>. Acesso em: 18/05/2019.
- (21) List of all balancing services. Disponível em: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/list-all-balancing-services>. Acesso em: 18/05/2019.

- (22) OFGEM. Network price controls and you: fast facts. 2018. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/network-price-controls-and-you-fast-facts>. Acesso em: 18/05/2019.
- (23) THE ENERGYST. Battery Storage 2017 Report, a business case for battery storage. 2017. Disponível em: http://www.electricitystorage.co.uk/files/7615/0900/7557/Battery_Storage_Report_2017_28pp_cropped0.1.pdf. Acesso em: 18/05/2019.
- (24) Refinancing deal for 50MW UK battery 'proves bankability of storage' is here. 2018. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/news/refinancing-deal-for-50mw-uk-battery-proves-bankability-of-storage-is-here>. Acesso em: 18/05/2019.
- (25) Industry critiques latest capacity market round as battery storage lands just 10MW. 2017. Disponível em: https://www.solarpowerportal.co.uk/news/battery_storage_wins_just_10mw_in_latest_capacity_market_auction. Acesso em: 18/05/2019.
- (26) BIRD & BIRD. Energy Storage - State of the market and key regulatory developments. 2018. <https://www.twobirds.com/~media/pdfs/brochures/energy-storage-2018-2.pdf?la=en>. Acesso em: 18/05/2019.
- (27) OFGEM. State of the energy market, 2018 report. 2018. Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/10/state_of_the_energy_market_report_2018.pdf
- (28) OFGEM. Upgrading Our Energy System, Smart Systems and Flexibility Plan: Progress Update. 2018. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/756051/ssfp-progress-update.pdf. Acesso em: 18/05/2019.
- (29) OFGEM. Clarifying the regulatory framework for electricity storage: licensing. 2017. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/clarifying-regulatory-framework-electricity-storage-licensing>. Acesso em: 18/05/2019.
- (30) OFGEM. Enabling the competitive deployment of storage in a flexible energy system: Changes to the electricity distribution licence. 2017. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/enabling-competitive-deployment-storage-flexible-energy-system-changes-electricity-distribution-licence>. Acesso em: 18/05/2019.
- (31) Energy storage's 'double charging' issue for use of grid could be resolved by UK regulator. 2017. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/news/energy-storages-double-charging-issue-for-use-of-grid-could-be-resolved-by>. Acesso em: 18/05/2019.
- (32) OFGEM. Enabling the competitive deployment of storage in a flexible energy system: changes to the electricity distribution licence. 2017. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/122285>. Acesso em: 18/05/2019.
- (33) UK: Ofgem draft guidance for generators: Co-location of electricity storage. 2017. Disponível em: <https://www.twobirds.com/en/news/articles/2017/uk/ofgem-draft-guidance-for-generators-co-location-of-electricity-storage>. Acesso em: 18/05/2019.
- (34) OFGEM. Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2017/18. 2018. Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf. Acesso em: 18/05/2019.
- (35) NATIONAL GRID ESO. Frequency response services. Disponível em: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services>. Acesso em: 18/05/2019.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

 Mariana Chamon Ladeira Amâncio é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em 2017 com ênfase em sistemas de energia e eletrônica de potência, em 2018 iniciou na UFMG mestrado na área de Qualidade da energia e atualmente trabalha como engenheira eletricista no Tribunal Regional do Trabalho da Primeira Região.

Wadaed Uturbey possui graduação em Ingeniería Eléctrica - Universidad de La República (1991), mestrado (1995) e doutorado em Engenharia Elétrica (2002) pela Universidade Federal de Santa Catarina. É professora associada da Universidade Federal de Minas Gerais. Tem experiência em Sistemas de Energia Elétrica, atuando em planejamento, mercados de energia elétrica, regulação do setor elétrico, gerenciamento pelo lado da demanda.

Luciana S. Marques recebeu seu diploma de bacharel em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em 2011 e de mestre em Engenharia de Produção em 2015, com ênfase em Modelagem



XXV SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3578
GCR/18

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

Estocástica e Simulação aplicada à geração distribuída. Atualmente é doutoranda em Engenharia Elétrica na mesma universidade, trabalhando na aplicação de pesquisa operacional, sistemas multiagentes e teoria dos jogos para o controle de sistemas distribuídos. É também professora substituta na UFMG.

AGRADECIMENTOS: Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto P&D ANEEL/CEMIG D722 Análise de Arranjo Técnico e Comercial baseado em uma Planta Piloto de Sistema Distribuído de Armazenamento de Energia em Alimentador Crítico da Rede de Distribuição de 13,8 kV.