



## FASCÍCULO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Por Markus Vlasits e Tiago Barros\*

# Capítulo V

## INSERÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - DESAFIOS E SOLUÇÕES REGULATÓRIAS





## INTRODUÇÃO

No capítulo III do nosso fascículo, publicado na edição 186 da revista, falamos sobre a relevância de sistemas de armazenamento para reduzir o custo de geração e para a descarbonização de sistemas isolados. Já no capítulo IV apresentamos as principais aplicações de sistemas de armazenamento de grande porte no âmbito do setor elétrico brasileiro. Destacamos como aplicações prioritárias: reserva de capacidade, principalmente na modalidade do produto potência, a prestação de serviços ancilares, o uso de sistemas de armazenamento para mitigar os efeitos do constrained-off e o uso do armazenamento no âmbito da transmissão e distribuição de energia elétrica.

A relevância e competitividade de sistemas de armazenamento para a prestação desses serviços são confirmadas pelas experiências obtidas em mercados internacionais. Nos Estados Unidos, sistemas de armazenamento estão substituindo o despacho de usinas termoeletricas durante o horário ponta. No Reino Unido, a autoridade reguladora estabeleceu uma série de produtos, tais como o 'dynamic firm frequency response' ou o 'dynamic containment', que permitem a contratação de sistemas de armazenamento, aproveitando da sua agilidade e flexibilidade para a prestação de serviços ancilares no contexto de uma matriz elétrica com participação crescente de recursos renováveis variáveis. Sistemas de armazenamento já estão sendo usados como reserva de capacidade em vários países, incluindo Itália, Bélgica e o Reino Unido. E em países como Alemanha, França e Lituânia, projetos de armazenamento estão sendo implementados para tornar as redes de transmissão de energia mais eficientes, flexíveis e mais robustas.

Evidentemente, estes projetos internacionais não estão acontecendo em um 'vácuo regulatório'. Muito pelo contrário! Tratando-se de serviços prestados para a rede elétrica como um todo, e envolvendo, em algumas localidades, situações de monopólios naturais, uma regulamentação clara e específica torna-se essencial para que esse tipo de serviço possa ser prestado e para que o benefício gerado pelos recursos de armazenamento possa ser capturado pela sociedade e pelos usuários do sistema elétrico.

Neste capítulo, assim como nos anteriores, focaremos em aplicações com relevância para o setor elétrico brasileiro, principalmente reserva de capacidade, serviços ancilares, armazenamento no âmbito da transmissão e distribuição, bem como para sistemas isolados. O uso de sistemas por agregadores, os operadores dos chamados 'virtual power plants' e as aplicações 'atrás do medidor' serão objeto de um capítulo futuro deste fascículo.

## PROBLEMAS E PRINCÍPIOS REGULATÓRIOS PARA O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Deve-se reconhecer que sistemas de armazenamento representam um desafio para qualquer órgão regulador. Primeiro, porque um sistema de armazenamento – independente da tecnologia usada – em determinados momentos pode se comportar como uma carga e, em outros momentos, como uma fonte de energia. Adicionalmente, sistemas de armazenamento, principalmente aqueles usando o armazenamento eletroquímico, podem prestar uma série de serviços independente do seu local de instalação e da natureza do seu titular. Por exemplo, um sistema de armazenamento acoplado a uma unidade geradora poderá ser usado como reserva de capacidade, ou prestar serviços ancilares. Contudo, um sistema operado por um agente de transmissão poderia prestar esses mesmos serviços. Já um agente de armazenamento, dedicado exclusivamente à operação desses ativos, poderia prestar serviços ancilares, prover reserva de capacidade e postergar investimentos em transmissão, por exemplo.

Em muitos países, o setor elétrico é dividido em vários segmentos, caracterizados por atividades mutuamente excludentes – geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo. Também é comum em diversos locais do mundo que agentes pertencentes a um determinado segmento não possam exercer as atividades de um outro. Evidentemente, dada a natureza transversal da tecnologia de armazenamento e as características 'multiuso' que possui, seu enquadramento em um desses segmentos fica difícil ou até impossível.

Em alguns países, sistemas de armazenamento – novamente não importando a tecnologia utilizada – foram classificados no segmento de geração, como se fossem fontes de energia. Este é o caso do Reino Unido. Para fins de licenciamento de projetos, o Electricity Act de 1989 estabelece que bancos de baterias e demais sistemas de armazenamento deveriam ser tratados como ativos de geração. Na França e na Alemanha existem regras semelhantes. Todavia, do ponto de vista técnico, esse enquadramento não corresponde à realidade operativa e não representa adequadamente os serviços prestados e o valor adicionado pelos recursos de armazenamento ao sistema elétrico. Independente da tecnologia que façam uso, sistemas de armazenamento nunca geram energia, eles simplesmente a armazenam. Na verdade, esse processo consome energia. Mesmo os mais eficientes sistemas eletroquímicos, usando baterias de íons de lítio de ponta, não são neutros do ponto de vista energético. Eles têm uma 'round trip efficiency' entre 85% e 95%, ou seja, em cada ciclo de carregamento e descarregamento, 5% a 15% da energia armazenada está sendo desperdiçada.

Diante dessas características, há que se perguntar: como classificar sistemas de armazenamento do ponto de vista regulatório? Como melhor lidar com sua versatilidade funcional? Sistemas operados por agentes de diferentes segmentos podem preencher as mesmas funcionalidades? Uma possível resposta a esta pergunta pode ser encontrada no Chile. Em 2016, o país andino promulgou a lei 20936, cujo principal objetivo é estabelecer

um novo sistema de transmissão elétrica e criar um órgão independente de coordenação do sistema elétrico. Esta lei, no seu artigo 225, estabelece o seguinte:

*“Sistema de armazenamento de energia: equipamento tecnológico capaz de retirar energia do sistema elétrico, transformá-la em outro tipo de energia (química, potencial, térmica, entre outras) e armazená-la para, por meio de uma transformação inversa, injetá-la de volta na rede elétrica, contribuindo para a segurança, suficiência ou eficiência econômica do sistema, conforme determinado pela regulamentação.*

*Para estes efeitos, os montantes de energia retirados no processo de armazenamento não estarão sujeitos aos encargos associados aos clientes finais. A regulamentação estabelecerá as disposições aplicáveis às referidas retiradas.” (Tradução dos autores).*

À primeira vista, parece ser um conceito interessante que pode servir como inspiração para as discussões referentes ao enquadramento regulatório do armazenamento para o setor elétrico brasileiro.

## 34 DEFINIÇÃO DE AGENTES E DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

A inserção de sistemas de armazenamento na rede elétrica acontece de várias formas. De um lado, observamos a implementação de sistemas de armazenamento de forma separada, como ativo sui generis. De outro, encontramos projetos em que sistemas de armazenamento são acoplados a ativos de geração, transmissão ou distribuição, formando uma unidade operacional integrada.



**Figura 1 - Projeto 'stand-alone' Drumkee, 80 MWh, Reino Unido.**



**Figura 2 - Projeto Edwards & Sanborn Solar + Storage: usina FV de 950 MWp, sistema de armazenamento de 2.400 MWh, Califórnia.**

Do ponto de vista técnico, existem argumentos válidos para ambas as configurações. O acoplamento a ativos existentes de geração ou transmissão pode justificar-se pelo uso mais racional de pontos de conexão à rede elétrica ou pela grande variedade de aplicações que estes sistemas podem preencher no âmbito da geração, transmissão e distribuição. Não obstante, um projeto 'stand-alone' pode ser justificado pela necessidade de prestar serviços específicos em uma determinada localidade da rede elétrica, aproveitando-se da flexibilidade locacional da tecnologia, principalmente de sistemas de armazenamento com baterias. Evidentemente, um robusto marco regulatório deveria prever e permitir ambas as configurações, de modo que a escolha da alternativa mais adequada para cada caso concreto seja baseada nas condições técnicas e econômicas dos modelos de negócios, sem a limitação de barreiras regulatórias.

Atualmente, o arcabouço regulatório brasileiro não possui nenhuma definição de sistemas de armazenamento. Estes sistemas poderiam, de forma muito pragmática, ser definidos como 'sistemas capazes de absorver, armazenar e despachar energia elétrica de forma controlada'. Neste contexto, é importante observar o critério da neutralidade tecnológica, já que não cabe ao legislador, ou regulador, determinar a tecnologia de armazenamento (hídrico, eletroquímico, mecânico, térmico, entre outras) a ser utilizado, sendo igualmente importante não estabelecer nenhuma limitação com relação ao tipo ou origem de energia a ser utilizada para o carregamento de sistemas de armazenamento. Por mais desejável que seja o uso de energia renovável, não faz sentido estabelecer nenhuma prescrição legal ou regulatória a respeito.

Sistemas de armazenamento poderão ser operados por agentes específicos, definidos da seguinte forma: 'considera-se agente armazenador de energia elétrica a pessoa jurídica titular de autorização ou registro de sistemas de armazenamento para uso próprio, ou para prestação de serviços por sua conta e risco'. No entanto, como já mencionamos, é importante prever que os demais agentes do setor elétrico também possam ser donos e operar esses sistemas. A regulamentação deveria prever que: 'os agentes de geração, autoprodução, transmissão e distribuição de energia elétrica poderão possuir e operar sistemas de armazenamento, sem alteração das suas respectivas outorgas, autorizações, concessões e permissões'. Neste contexto, a determinação 'sem alteração das suas respectivas outorgas, autorizações, concessões e permissões' é crucial. Significa que o proprietário de uma usina fotovoltaica poderia adicionar um sistema de armazenamento à sua usina, sem que isto altere a natureza do seu ativo. A usina continua sendo um ativo de geração, a única diferença se dá pelo fato que esta usina, diferentemente de uma UFV "padrão", poderá despachar uma parte ou sua potência nominal em momentos quando não há irradiação solar. Por analogia, uma subestação da rede básica com um sistema de armazenamento acoplado aos seus transformadores continuaria sendo um ativo de transmissão, e não uma instalação sui generis. A regulamentação também precisa prever regras para consumidores

# Há 42 anos levando energia para as principais obras do país.



Conheça  
as obras  
da mse.



Ano após ano estamos expandindo nossas operações e investindo em tecnologia, com soluções para atender obras industriais, de geração de energia, corporativas e de infraestrutura. Acesse nosso site e entre em contato com nossa equipe de engenharia.

[mse.com.br](http://mse.com.br)

**mse**



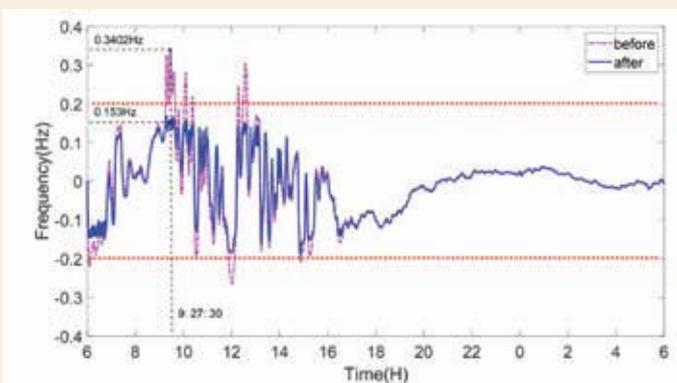
que desejam utilizar sistemas de armazenamento para fins de backup, ou para uma melhor gestão do seu consumo de energia elétrica. Estes, seja na qualidade de pessoas físicas ou jurídicas, e de forma individual ou agrupados em VPPs (virtual power plants), deveriam ter a possibilidade de possuir e operar sistemas de armazenamento aproveitando-se do ponto de conexão que eles possuem com a rede elétrica. As regras para a conexão desses sistemas à rede precisam ser especificadas pelo órgão regulador competente.

As definições recomendadas no parágrafo acima seriam muito úteis, pois elas permitiriam o uso de sistemas de armazenamento por todos os agentes, e ao mesmo tempo, contribuiriam para a neutralidade tecnológica. Ou seja: um agente do setor elétrico poderá avaliar se em uma determinada situação seria mais vantajoso usar um sistema de armazenamento ou outra tecnologia, facilitando a implantação daquela solução que promete o menor custo global para ele e para o sistema elétrico.

Dada a generalidade e importância dessas regras, seria muito importante que elas passassem a ter caráter de lei. Em tramitação na câmara dos deputados, o PL 414/21, que trata da modernização do setor elétrico, seria um excelente 'veículo' para incorporar essas regras. Como alternativa, também seria possível a construção de um projeto de lei específico acerca das atividades de armazenamento no sistema elétrico brasileiro, com abrangência tanto para o SIN (sistema interligado nacional), como para os sistemas isolados.

## REGRAS PARA CONEXÃO À REDE

Em qualquer setor elétrico do mundo, as regras e os procedimentos que determinam o acesso à rede elétrica são de especial importância. Para sistemas de armazenamento, é um ponto particularmente sensível. Imaginemos um sistema de armazenamento prestando serviços de estabilização de frequência da rede elétrica (um dos serviços ancilares possíveis de serem prestados). Este sistema, ao longo do dia, realizará um grande número de curtos ciclos de carregamento e descarregamento, conforme for necessário para manter a rede elétrica dentro da faixa de frequência desejada.



**Figura 3 - Uso de sistema de armazenamento com baterias para regulação de frequência. Fonte: Yongzgu Hua et al.: Voltage/Frequency Deviations Control via Distributed Battery Energy Storage System Considering State of Charge, applied sciences, 2019.**

Sem dúvida alguma, o pior cenário, do ponto de vista regulatório, seria que cada um desses ciclos de carregamento e descarregamento fosse interpretado, de forma independente, como atividade de consumo e geração de energia elétrica. Por incrível que pareça, é exatamente este o entendimento que prevaleceu na Alemanha. Em 2009, em um processo envolvendo uma usina hidroelétrica reversível, a suprema corte do país determinou que 'em termos energéticos, os sistemas de armazenamento de energia elétrica têm uma dupla função. Por um lado, são os consumidores finais da eletricidade armazenada. A eletricidade armazenada em uma instalação de armazenamento de eletricidade é convertida em outra forma de energia e, portanto, é consumida. Por outro lado, o operador de armazenamento também é um produtor no que diz respeito às quantidades de eletricidade despachadas' (BGH EnVR 56/08 Rn. 9, citado pela Bundesnetzagentur, 2021). Neste caso, o Bundesgerichtshof entendeu que o ato de carregamento (bombeamento de água para o reservatório) e o ato de descarregamento (geração de energia via liberação da água armazenada) seriam dois atos separados, independentes um do outro, e conseqüentemente, todos os encargos e tributos aplicáveis ao consumo e à geração de energia deverão ser aplicados de forma cumulativa. Infelizmente, este mesmo entendimento foi mantido para outras tecnologias de armazenamento, incluindo sistemas de armazenamento com baterias. Sob o ponto de vista técnico, é uma interpretação questionável, já que um acumulador não tem a finalidade de conversão de energia elétrica e sim de armazená-la para uso posterior. Mas, aparentemente, não é esta a argumentação que prevaleceu na Alemanha.

Na nossa visão, o entendimento dos alemães é extremamente restritivo, e não leva em consideração que, em muitas situações, ciclos de carregamento e descarregamento de um sistema de armazenamento não são atividades de consumo ou geração separadas, mas simplesmente intervenções energéticas necessárias para prestar determinados serviços, tais como serviços ancilares, mitigação de constrained-off, entre outros.

Sem dúvida, agentes e sistemas de armazenamento também precisam pagar pelo uso da rede elétrica. No entanto, seria importante desenhar as regras de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de forma para evitar o pagamento em duplicidade. Isto significa que sistemas de armazenamento acoplados a ativos de geração, transmissão ou distribuição não deverão ser sujeitos às cobranças adicionais de tarifas de uso da rede elétrica quando estas tarifas já foram cobradas dos respectivos ativos 'base' e não haja aumento na demanda máxima contratada. Já os agentes de armazenamento, cuja única finalidade consiste na prestação de serviços para a rede elétrica, não deveriam ser cobrados de forma cumulativa, como acontece na Alemanha, mas apenas uma única vez. Por exemplo, a regulamentação poderia prever que não serão cobrados desses agentes os encargos relativos ao consumo no momento do carregamento dos seus sistemas. Na hora de detalhar essas regras, surgirão uma série de perguntas sem respostas óbvias,

como por exemplo: um sistema de armazenamento que carrega no horário fora-ponta, e descarrega na ponta deveria ser cobrado por qual Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)? Àquela da ponta, da fora-ponta, ou uma média ponderada de ambos? Ainda não está claro.

Dada a relevância destes aspectos, seria importante que as regras gerais referentes à conexão à rede sejam estabelecidas por lei, assim como as definições mencionadas no parágrafo anterior. Adicionalmente, será necessário construir um detalhado marco infralegal, a fim de definir de forma satisfatória e justa todas as modalidades de acesso à rede por agentes e sistemas de armazenamento.

### METAS DE DESCARBONIZAÇÃO

No Brasil, conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as fontes fósseis representam 16,17% da capacidade de geração de energia elétrica. É um valor muito pequeno quando comparado com as demais grandes economias do planeta. Nos Estados Unidos, as fontes renováveis representam apenas 15% da matriz elétrica, na China são 25%, no Reino Unido 33%, na Alemanha 46%, e o Canadá, beneficiado por uma extensa matriz hidroelétrica, gera 65% da sua eletricidade a partir de fontes renováveis. No entanto, esses 16,17% de geração fóssil no setor elétrico brasileiro representam 10% do total de gases de efeito estufa emitidos por processos industriais no Brasil – no total são mais de 53 milhões de toneladas de equivalente de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>e).

Avaliando o desafio da descarbonização sob a ótica da racionalidade econômica, parece óbvio focar as ações de supressão de gases ESG naqueles setores, onde o custo da tonelada de CO<sub>2</sub> evitada seja o menor possível. Importante ressaltar que o setor elétrico brasileiro tem custos de mitigação negativos, já que quase todas as fontes renováveis têm um custo de geração menor que as fontes fósseis. Não é à toa que a Bloomberg prognosticou que até 2030 o setor elétrico brasileiro poderá ser predominantemente renovável. Como as fontes renováveis, principalmente a solar fotovoltaica e a eólica, são extremamente competitivas no Brasil, a descarbonização e a modicidade tarifária não são metas contraditórias. Pelo contrário: elas se complementam.

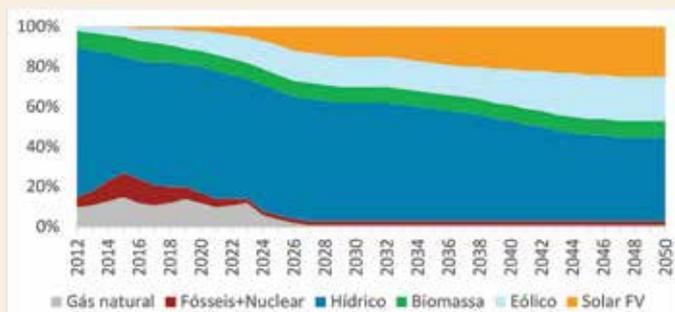


Figura 4 – Perspectiva da participação das fontes renováveis no Brasil.  
Fonte: Bloomberg, 2019.

A lei 8.987, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, estabelece no seu artigo 6º que *'toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários'*, e esclarece que o serviço adequado é aquele que *'satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, ..., e modicidade das tarifas'*. Que tal complementar o *'mandamento'* da modicidade com uma meta de descarbonização? Seria bom para o clima, fomentaria o crescimento das fontes renováveis, e ainda traria impulsos positivos para o armazenamento de energia.

### REGULAMENTAÇÕES PARA SERVIÇOS E APLICAÇÕES ESPECÍFICAS

Por mais importantes que sejam as determinações feitas no capítulo anterior, elas ainda não estabelecem as regras necessárias para tornar realidade nossas aplicações prioritárias – reserva de capacidade, serviços ancilares, armazenamento para transmissão e distribuição, e sistemas isolados. Para isso, precisamos de mecanismos específicos, e muitos deles não terão caráter de lei, mas serão portarias ministeriais e resoluções normativas de agências reguladoras. Ou seja, estamos falando de instrumentos infralegais. Os parágrafos a seguir darão um breve resumo das principais alterações que seriam necessárias para estimular o mercado de armazenamento, respeitando os princípios de modicidade tarifária, neutralidade tecnológica, e também de descarbonização.

#### RESERVA DE CAPACIDADE

Conforme mostramos no capítulo IV deste fascículo, a prestação do serviço de reserva de capacidade será uma das mais importantes aplicações da tecnologia de armazenamento no setor elétrico brasileiro, e a inovação regulatória introduzida no ano passado – a contratação separada dos produtos potência e energia – será essencial para facilitar a inclusão de sistemas de armazenamento em leilões futuros.

Além da competitividade de custo, sistemas de armazenamento proporcionam uma flexibilidade operacional para este tipo de serviços que outras tecnologias dificilmente oferecerão. Atualmente, as principais fontes para a prestação deste serviço são os geradores a gás natural. Estes geradores, especialmente as instalações a ciclo combinado, são caracterizados por uma série de inflexibilidades operacionais: possuem uma *'rampa'* que, em alguns casos, pode chegar até 24 horas (tempo percorrido entre a ativação do gerador até o início da geração de energia elétrica), exigem uma duração mínima de operação – que em muitos casos ultrapassa a duração desejada de intervenção – e também requerem uma *"pausa mínima"* entre dois acionamentos. Conjuntamente, esses fatores impossibilitam a operação otimizada de geradores termoeletrônicos para o serviço de reserva de capacidade, exceto em situações que requerem um despacho de longa duração. Sistemas de armazenamento, especialmente aqueles usando baterias, podem eliminar essas restrições operacionais por completo.

É importante ressaltar que, atualmente, as inflexibilidades operacionais dos geradores termoeletrônicos não estão incorporadas na precificação dos serviços por eles prestados. Além da remuneração

contratada através do leilão, esses agentes recebem um ressarcimento pelo custo da rampa e outras despesas operacionais, que são contabilizados nos Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

Para que sistemas de armazenamento possam participar de leilões futuros, uma série de ajustes serão necessários:

- Ampliação dos produtos do leilão, permitindo a participação de sistemas de armazenamento independentes (não associados a empreendimentos de geração), também como sistemas de armazenamento acoplados a unidades geradoras com características de flexibilidade operacional;
- Os requisitos de cadastramento de sistemas de armazenamento precisarão assegurar que certos padrões mínimos de eficiência (roundtrip efficiency) e durabilidade (número de ciclos suportados pelas tecnologias de armazenamento) sejam atingidos;
- O edital do leilão terá que especificar a frequência máxima de uso (número de ciclos anuais), bem como a autonomia desejada. Este último ponto é crucial, sendo que a precificação dos lances será feita em R\$ por MW de potência, enquanto o capex dos projetos de armazenamento é determinado, predominantemente, pela autonomia desejada (MWh);
- Também será importante revisar a metodologia de precificação dos lances, assegurando que as externalidades negativas causadas pelos geradores termoelétricos sejam devidamente incorporadas na precificação dos seus lances. Adicionalmente, será importante levar em consideração o CVU dos projetos que participarão de leilões futuros.

#### ARMAZENAMENTO NO ÂMBITO DA TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Atualmente, está sendo implementado na subestação de Registro/SP, o maior sistema de armazenamento no Brasil, com potência de 30 MW e capacidade de 60 MWh (autonomia de 2 horas). Será usado para assegurar a segurança e a qualidade de fornecimento de energia elétrica no litoral sul paulista, especialmente durante os meses de alta temporada.

Este sistema foi aprovado como reforço de rede para um ativo de transmissão através de uma resolução autorizativa da ANEEL. Tal alternativa foi baseada nos estudos desenvolvidos no âmbito chamado GT (grupo de trabalho) Litoral, ao longo de mais de um ano e meio. Neste GT, participaram, além da ANEEL, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e as concessionárias de transmissão e distribuição das regiões afetadas. Foram avaliadas, de forma detalhada, várias opções de reforço de rede e de sistemas de armazenamento, para diferentes subestações da região. Ao final das avaliações e ponderações com os agentes envolvidos, a opção de armazenamento com 30MW/60MWh e uma opção “convencional” ficaram com custos semelhantes, dentro da margem de empate do critério de menor custo global. No entanto, a opção ‘armazenamento’ teve uma vantagem importante com relação ao prazo de realização. Depois de muitas deliberações, o projeto foi autorizado em novembro do ano passado, e deve entrar em operação em novembro de 2022, ou seja, apenas 12 meses após sua autorização. Comparado com os prazos de implementação de soluções “tradicionais” do setor de

transmissão, isso é muito rápido.

Este exemplo mostra que a inclusão de sistemas de armazenamento no âmbito da transmissão e distribuição é complexa do ponto de vista analítico, e requer uma ampliação e alteração das metodologias de planejamento dessas redes. Será essencial que a EPE incorpore nas suas análises de expansão de rede as características e potenciais benefícios de sistemas de armazenamento. As condições que viabilizam esse tipo de projetos são, sem dúvida alguma, específicas. Estamos falando de fatores tais como curvas de cargas com sazonalidade expressiva e grandes picos horários, restrições espaciais, dificultando a implementação de linhas e subestações, e restrições de cronograma. Sempre quando esses fatores estiverem presentes, sistemas de armazenamento podem representar uma alternativa atraente.

Além da ampliação das metodologias de estudo, a inserção de sistemas de armazenamento também será facilitada pela inclusão da tecnologia nos leilões de sistemas de transmissão, assim como a elegibilidade de sistemas de armazenamento para remunerações no âmbito das receitas anuais permitidas (RAP).

#### SERVIÇOS ANCILARES

O termo ‘serviços ancilares’ refere-se a uma ampla gama de serviços voltados a assegurar a estabilidade e o funcionamento seguro da rede elétrica. As aplicações “clássicas” são o controle de tensão, controle de frequência e black start (recomposição de rede após falha e interrupção de suprimento). Alguns autores também incluem reserva de capacidade (já analisada no parágrafo 6.1.) e programas de resposta à demanda.

Conforme já mencionamos no capítulo IV deste fascículo, no Brasil, os serviços ancilares são prestados por máquinas rotativas – principalmente os geradores das grandes usinas hidrelétricas – por níveis de remuneração muito baixos. Antes de debater os ajustes regulatórios necessários para facilitar o uso de sistemas de armazenamento para a prestação desses serviços, será necessário fazer duas reflexões:

- Quais são os serviços ancilares que o setor elétrico brasileiro efetivamente precisará, levando em consideração alterações estruturais – principalmente o crescimento de fontes renováveis não despacháveis, e da geração distribuída – e o maior risco de alterações desfavoráveis na vazão afluente das grandes usinas hidroelétricas do país? Conforme mostra o exemplo do setor britânico de serviços ancilares, apresentado no capítulo anterior, sistema de armazenamento poderão ter uma vantagem competitiva sempre que um determinado serviço exija velocidade e agilidade na resposta, e quando as intervenções são de curta duração. No entanto, a pergunta não diz respeito a “quais seriam os serviços que o sistema de armazenamento poderia prestar”. O questionamento a ser feito é: quais serão os tipos de serviços que o sistema elétrico interligado (SIN) precisará para estar bem preparado para os desafios do futuro e qual será a competitividade de sistemas de armazenamento na prestação desses serviços, em comparação com outras tecnologias;
- Em segundo lugar, será necessário determinar um nível de

remuneração justo que capture o valor destas atividades e ao mesmo tempo leve em consideração a remuneração mínima que os prestadores desses serviços precisarão – sejam eles agentes de armazenamento ou outros.

### SISTEMAS ISOLADOS

Conforme mencionamos no terceiro capítulo deste fascículo, os sistemas isolados representam menos de 1% da carga total do sistema elétrico brasileiro, mas sua geração é predominantemente fóssil. Segundo dados disponibilizados pelo ONS, 95% da potência instalada em sistemas isolados públicos é de geradores a óleo diesel e demais tipos de óleos combustíveis. A capacidade de geração para sistemas isolados públicos é contratada através de leilões públicos. Em princípio, tanto fontes renováveis como sistemas de armazenamento podem participar desses leilões. No entanto, não é isto que acontece. No último leilão, quase 30% dos projetos habilitados contemplavam sistema de armazenamento, mas nenhum desses projetos conseguiu arrematar um lote. Novamente, o óleo diesel saiu como fonte vencedora, representando mais de 60% da potência contratada.

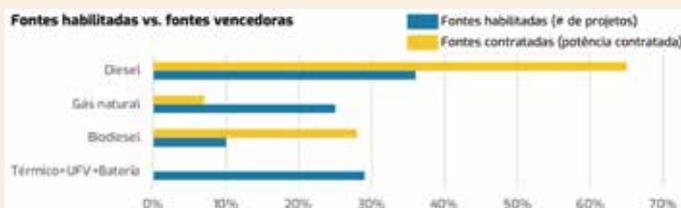


Figura 5 – Fontes habilitadas e contratadas em leilões. Fonte: EPE, CCEE, MME.

No leilão do ano passado, chama atenção o preço das fontes fósseis, principalmente da geração diesel em Roraima e no Acre. São valores muito baixos, quando considerados os atuais custos de combustível. É importante entender que estes preços não necessariamente representam o custo futuro de geração quando esses empreendimentos entrarem em operação. Para fins de comparação de lances no dia do leilão, a EPE disponibiliza preços de referência, que sempre estão baseados no histórico de preços – no caso do óleo diesel da média dos preços da região Norte, conforme apurado pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), e no caso do gás natural de uma cesta de preços internacionais cotados em dólar americano (USD). O empreendedor não está preocupado com a evolução futura desses preços, porque segundo as regras desses leilões, ele poderá repassar todo e qualquer aumento de preços de combustíveis à sociedade.

| Resultados por lote, fonte e prazo – |          |             |                  |               |                 |
|--------------------------------------|----------|-------------|------------------|---------------|-----------------|
| Lote                                 | Estado   | Fonte       | Potência (MWmed) | Prazo (meses) | Preço (R\$/MWh) |
| 1                                    | Acre     | Diesel      | 30               | 30            | 1.098           |
| 2                                    | Amazonas | Gás natural | 4                | 180(?)        | 890             |
| 3                                    | Pará     | Biodiesel   | 17               | 28-46         | 1.100           |
| 4                                    | Roraima  | Biodiesel   | 0,4              | 180           | 1.252           |
| 5                                    | Roraima  | Diesel      | 3                | 60            | 989             |

Figura 6 – Tabela de resultados do leilão de 2021. Fonte: EPE, CCEE, MME

Seria desejável para leilões futuros que os órgãos responsáveis pela elaboração do edital e das notas técnicas (ANEEL e EPE) considerassem uma metodologia de precificação que possa incorporar a volatilidade dos preços de combustíveis fósseis e também sua tendência de aumento acima da inflação. Também serão necessários uma série de outros ajustes, um dos quais possa até aparecer contra intuitivo.

Curiosamente, um dos empecilhos tem sido o requerimento de que projetos renováveis precisem assim sê-lo em sua totalidade. Para projetos de biodiesel ou biomassa, isto não deve apresentar um grande problema. No entanto, para projetos usando a fonte solar fotovoltaica ou qualquer outra fonte variável, isto representa um desafio.

Análises indicam que uma solução híbrida, composta por um gerador fotovoltaico e um sistema de armazenamento, possui custos menores que um gerador a óleo diesel ou uma planta usando gás natural, desde que a exigência não seja a substituição completa do gerador termoeletrico. O equilíbrio econômico geralmente acontece com participações da fonte renovável no patamar de 75% a 85% da energia total – sendo que os últimos 15% são muito caros. Isso significa que a descarbonização da matriz elétrica dos sistemas isolados deve permitir que geradores renováveis, tanto variáveis ou despacháveis, possam incorporar uma certa participação termoeletrica, que em muitos casos será fóssil. Esta tendência é condizente com as experiências feitas no exterior, em países como Austrália e Estados Unidos [Havaí].

### CONCLUSÃO

Conforme mostramos ao longo deste capítulo, a evolução do marco regulatório para o setor de armazenamento passa por muitas etapas. Inclui a definição de agentes e sistemas de armazenamento, das regras para seu acesso à rede elétrica, além de exigir regras muito específicas para as diferentes e variadas funções que sistemas de armazenamento poderão preencher. Estamos falando de alterações profundas que terão impactos em todas as esferas do setor elétrico, mas, que sem dúvida, contribuirão para torná-lo mais eficiente, mais robusto, e reduzir os impactos ambientais causados por ele.

*“Markus Vlasits é fundador e sócio-diretor da NewCharge Projetos, empresa de engenharia e desenvolvimento focada em soluções de armazenamento de energia elétrica. Foi diretor comercial e cofundador da Faro Energy. Foi diretor e vice-presidente da Q-Cells SE na Alemanha, uma das principais fabricantes de células e módulos fotovoltaicos. É conselheiro de administração e coordenador do grupo de trabalho de armazenamento de energia elétrica da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR).”*

*Tiago Barros é fundador e sócio-diretor da RegE Barros Correia Consultoria, empresa de consultoria focada em análises da regulação e de modelos de negócios em infraestrutura e energia. É economista e mestre em planejamento energético pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) e especialista em políticas públicas e gestão governamental pela Escola Nacional de Administração Pública (ENAP). Foi diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e assessor econômico no Ministério de Minas e Energia (MME).”*