



FASCÍCULO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Por Markus Vlasits, Mariana Galhardo e Guilherme Nizoli*



32

Capítulo VIII

ARMAZENAMENTO E A TRANSIÇÃO PARA UMA MATRIZ ELÉTRICA DESCENTRALIZADA

INTRODUÇÃO

Ao longo deste fascículo tivemos a oportunidade de analisar vários aspectos de sistemas de armazenamento e da sua inserção no setor de energia elétrica. Iniciamos esta série na edição 184, em janeiro de 2022, com um resumo dos mercados internacionais de armazenamento. Em seguida, na edição 185, avaliamos diferentes tecnologias de armazenamento, e nas edições seguintes cobrimos a aplicação em sistemas isolados (edição 186), e sistema interligado abordando os serviços prestados à rede (edição 187). Também abordamos aspectos regulatórios (edição 188), desafios da atual cadeia de suprimento da tecnologia mais utilizada para sistema eletroquímicos – baterias de íons de lítio (edição 190), e fizemos uma análise dos desafios regulatórios que afetam a inserção de sistemas no setor elétrico brasileiro (edição 189).

Para concluir, neste artigo pretendemos avaliar como algumas das tendências mundiais influenciam a agenda de inserção dos sistemas de armazenamento no mercado brasileiro. Especificamente, trataremos dos seguintes pontos:

- Ritmo de inserção de fontes renováveis não despacháveis;
- Crescimento da geração distribuída; e
- Precificação de energia.

RITMO DE INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS NÃO DESPACHÁVEIS

A experiência internacional mostra um grande esforço visando reduzir a dependência por combustíveis fósseis na geração de energia elétrica. Nos EUA, por exemplo, a participação das fontes renováveis dobrou nos últimos 20 anos, na Alemanha, o crescimento foi de

quatro vezes no mesmo período (10% para 41%), e o Reino Unido a participação de fontes renováveis na matriz elétrica foi de quase zero para quase 40%.

Com a elevada participação de fontes renováveis, o mercado brasileiro é referência global, com sua matriz majoritariamente composta por geração hidroelétrica. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), embora a participação de fontes renováveis na oferta interna de energia elétrica tenha caído de 85% para 77% em 2021, nas últimas três décadas a oferta interna de energia elétrica aumentou de aproximadamente 200 TWh/ano para mais de 500



Figura 1 - Exemplo Reino Unido – transformação da matriz elétrica e crescimento de fontes renováveis. Fonte: UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy.

TWh/ano. De fato, aumentou-se a diversificação da parcela de geração renovável, agregando à geração hidroelétrica, a geração eólica e a solar fotovoltaica, sendo estas fontes não despacháveis. Conjuntamente estas duas fontes representam mais 15% da atual matriz elétrica brasileira e tudo indica que sua participação continuará crescendo. Uma análise da BloombergNEF estima que no longo prazo esta participação atingirá patamares próximos a 50%, conforme mostra o gráfico a seguir.

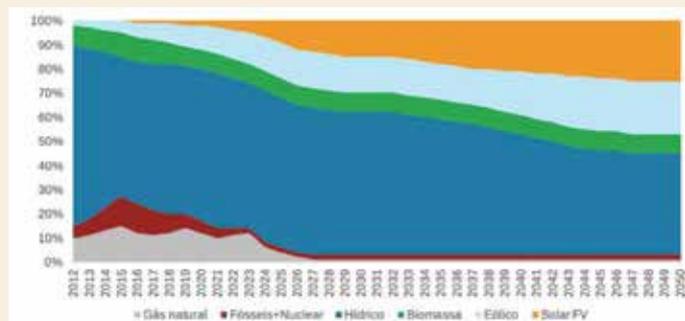


Figura 2 - Evolução da matriz elétrica brasileira. Fonte: BloombergNEF.

Além da elevada competitividade econômica, as fontes solar e eólica compartilham a alta variabilidade na geração. Tal característica no horizonte de planejamento, avaliando-se apenas os atributos eletroenergéticos, é facilmente contornável, mas torna-se um desafio para a programação diária da operação.

Isso acontece porque, a cada momento, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) deve garantir o equilíbrio entre geração

e consumo. Caso este equilíbrio seja perdido, há riscos reais de acionamento de mecanismos de proteção em usinas, linhas de transmissão e outros ativos, desencadeando em casos extremos, eventos de blecaute. Neste contexto, da mesma forma como os consumidores ligam ou desligam equipamentos, o ONS deve contar com geradores capazes de aumentar ou reduzir sua potência e compensar tais oscilações.

Dada sua baixa penetração energética e características de geração, as fontes renováveis não despacháveis atualmente provêm a integralidade de sua geração, desde que não haja nenhuma restrição elétrica. Este tipo de despacho também é feito para a parcela de inflexibilidade de usinas termelétricas, por exemplo, que têm, seja por razões contratuais, ou técnicas, um montante de energia mínimo que deve ser despachado. Desta forma, a modulação entre a geração e a carga será realizada por outras fontes, denominadas como despacháveis, visando a manutenção da estabilidade do sistema elétrico. Tais fontes respeitam uma ordem de mérito, ou seja, uma ordem de custos, que busca atribuir, de maneira simplificada, um valor para a água dos reservatórios das hidrelétricas e buscando o despacho ótimo entre as fontes existentes, visando o menor custo de operação. Assim, em momentos de escassez hídrica, este valor atribuível às hidrelétricas é maior, dando incentivo a poupar água nos reservatórios e recomendando despacho de outras fontes de geração, como térmicas, por exemplo. O mecanismo oposto acontece em momentos de abundância hídrica.

Para além da operação, outro ponto importante na discussão são os efeitos da velocidade na expansão de fontes renováveis não despacháveis para o planejamento do sistema de transmissão. Isso acontece principalmente porque, atualmente, o planejamento da geração tem caráter indicativo, ou seja, a EPE realiza simulações que buscam entender como se dará a expansão futura, mas a expansão de fato acontece por livre iniciativa de empreendedores. Por outro lado, a expansão da transmissão ocorre de forma determinativa, ou seja, a EPE realiza estudos que buscam identificar ativos específicos a serem contratados em leilões e os empreendedores competem pela menor remuneração para sua implementação.

Ademais, o prazo de implementação de usinas renováveis, até mesmo pela livre iniciativa dos empreendedores é consideravelmente mais rápido que o de linhas de transmissão. Assim, enquanto projetos renováveis têm tempo de implementação inferiores a três anos, as linhas de transmissão têm de passar pelas etapas de estudos, licitação e, por fim, pela construção, processo que costuma ser consideravelmente superior a cinco anos, dificultando a coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão.

Para mitigar esse efeito, a EPE vem desenvolvendo, desde o ano de 2013, os assim intitulados “Estudos Proativos de Transmissão”, que têm o intuito de antecipar o planejamento, o dimensionamento e a recomendação para conexão e escoamento da geração previamente prospectada.

Tais gargalos na coordenação da expansão geram inúmeras consequências, dentre elas, situações, que impedem o pleno despacho



de usinas. No Brasil, estes eventos são conhecidos no Brasil por 'constrained-off', ou ainda 'curtailment' em outros mercados. Na prática, o operador solicita aos geradores de energia a redução parcial ou o desligamento completo das suas unidades geradoras, em função de restrições na capacidade das redes de transmissão, ou por outros motivos operacionais.

Infelizmente, os momentos de 'constrained-off' têm se tornado cada vez mais frequentes, especialmente no submercado Nordeste, que abriga a maior parte das usinas solares e eólicas brasileiras. Em alguns meses do ano, especialmente durante o período seco, os eventos de 'constrained-off' costumam acontecer de três a quatro vezes por semana, geralmente começando pela manhã e invadindo os horários de maior produtividade solar. Tais interrupções não são desejáveis, já que coíbem a matriz de usufruírem de baixos custos de operação do SIN.

Cabe destacar que os países que se comprometeram em reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) têm implantado políticas públicas que favorecem a inserção de energia renováveis e têm enfrentado problemas similares aos do Brasil. Mercados como do Reino Unido, Austrália, EUA e Alemanha, além da massiva inserção de renováveis, se destacam, pois já tem iniciado políticas para inserção de sistemas de armazenamento para garantir maior segurança operativa, ponto que será mais aprofundado ao logo do artigo.

CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O Brasil, assim como em outros países, tem experimentado um crescimento extraordinário da geração distribuída (GD). Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), neste momento, o país tem uma potência instalada de 15,7 GW, dos quais 98,5% instalações solares fotovoltaicas. 38% destes projetos foram instalados ao longo de 2022, e outros 29% durante o ano passado. Em outras palavras, dois terços da capacidade instalada foram adicionados nos últimos 23 meses.

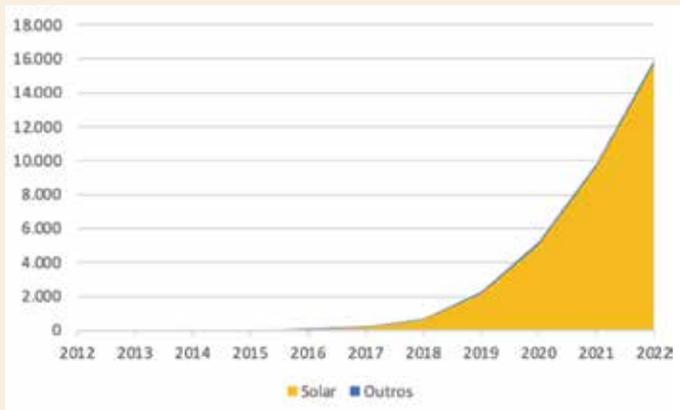


Figura 3 - Geração distribuída no Brasil – Potência instalada (MW). Fonte: ANEEL, Banco de dados de geração distribuída.

No mês de outubro, o Ministério de Minas e Energia (MME) estimou que a capacidade instalada solar fotovoltaica, incluindo a Geração Distribuída (GD) e a geração centralizada (GC), poderia atingir o patamar de 23 GW ao final deste ano. Dada a dinâmica de crescimento da GD, esta previsão pode ser considerada conservadora.

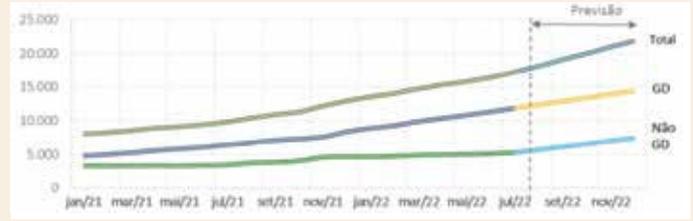


Figura 4 - Previsão de crescimento da fonte solar fotovoltaica (MW). Fonte: Boletim de energia MME out/22.

Com o ritmo da inserção de GD, a operação diária do operador da rede elétrica foi obrigada a acompanhar os efeitos deste segmento. Em evento recente do GESEL sobre "Perspectivas do armazenamento como elemento de integração entre Geração-Transmissão", o ONS apresentou alguns dados de operação, entre eles a evolução da curva de carga no estado do Mato Grosso do Sul. A apresentação acompanhou os efeitos da GD na carga em dias nublados e ensolarados. Destaca-se, conforme observado na Figura 5, o afundamento de carga líquida no período diurno, seguido de uma grande elevação de consumo. Tal fenômeno acontece porque no período diurno, com maior geração solar, grande parte desta energia é utilizada próxima a sua geração simultaneamente, resultando em uma redução da carga líquida. Quando o sol começa a se pôr e a geração solar começa a reduzir sua geração, aquela carga suprida instantaneamente volta a ser observada no sistema, com o incremento natural advindo do horário de ponta noturno, o que acentua o efeito.

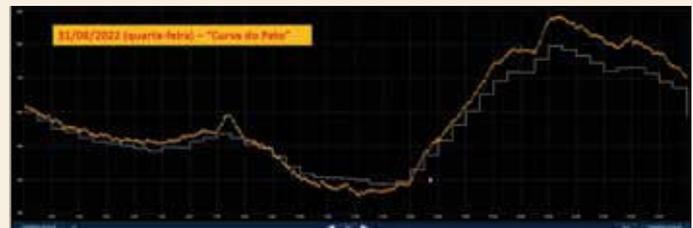


Figura 5 - Perfil de carga – dia ensolarado, Mato Grosso do Sul. Fonte: ONS (apresentação durante evento GESEL).

Este fenômeno é típico de sistemas elétricos com participação relevante da GD. Na Califórnia este efeito foi apelidado de 'curva de pato', já que o formato da curva de carga em dia ensolarado assemelha-se à silhueta de um pato. Independentemente do termo utilizado, chama a atenção a diferença na curva de carga durante o horário da tarde. Ao longo de um dia ensolarado, o consumo diário é reduzido para patamares inferiores ao consumo da madrugada. No entanto, é criada uma rampa íngreme, subindo de um patamar de menos de 400 MW ao meio-dia para o pico noturno do sistema em 900 MW - 950 MW. Significa que o gerenciamento de uma rede elétrica com participação crescente da geração distribuída exige um aumento de flexibilidade, de recurso de geração para assumir cargas noturnas, como das redes de transmissão, ou mesmo de mecanismos de resposta da demanda.

É importante mencionar que este movimento no processo de transição energética corresponde a descentralização do planejamento, implantação e operação da energia gerada, que passa a ser produzida pelo próprio consumidor ou por diversos novos agentes de geração, que

não tem obrigação em observar os estudos indicativos elaborados pelo planejador e operador do SEB. Esta descentralização é mais um dos fatores que tem forte impacto na operação, inserção de sistemas de armazenamento e formação de preços que serão mais aprofundados ao longo do artigo.

PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - EXPERIÊNCIA NACIONAL E INTERNACIONAL

Em uma economia de mercado, preços desempenham um papel fundamental na organização da oferta e demanda de qualquer bem. Eles servem para determinar o ponto de equilíbrio, equalizando o custo marginal de produção ou fornecimento deste bem, com o benefício marginal gerado por ele. Neste sentido, preços são essenciais para guiar o comportamento de consumidores – preços baixos sugerem que um determinado bem seja, no momento da formação do preço, abundante, ocasionando o aumento do seu consumo. Já preços elevados têm o efeito contrário. Da mesma forma, os preços são essenciais para organizar a oferta de qualquer bem – preços baixos, especialmente preços perto ou abaixo do custo de produção servem como desestímulo e levam empresas a reduzir ou suspender a oferta dos respectivos bens.

No setor elétrico, existe uma grande variedade de metodologias para a formação de preços, e, dadas as particularidades do bem energia elétrica, podendo ter mais proximidade ao custo de operação, previsões estatísticas complexas sobre disponibilidade do insumo (caso brasileiro) ou a questões relacionadas a oferta e demanda. De forma simplificada, podemos diferenciar os seguintes fatores que no nosso entendimento influenciam a formação de preços:

Linha do tempo – a curva de carga que agrega a demanda de consumidores por energia costuma experimentar oscilações periódicas. Ao longo dia geralmente acontecem dois picos – o primeiro no início da tarde, e um segundo no início da noite. Adicionalmente, acontecem variações sazonais. Estas variações mostram que consumidores ao longo do dia e do ano simplesmente demandam montantes diferentes de energia elétrica. Ademais, o perfil de geração também varia. Algumas fontes, como a solar e a eólica, possuem grande variação ao longo do dia, conforme disponibilidade de seus recursos. Outras fontes, como a biomassa, são sazonais e dependem das safras de seus elementos combustíveis. Até mesmo na hidrelétrica, principal fonte geradora da matriz elétrica brasileira, existem períodos úmidos e secos, conforme disponibilidade de chuvas. Parece lógico que os preços reflitam estas variações.

No Brasil, no mercado cativo, os consumidores de alta e média tensão têm valores diferenciados para consumo no horário de maior demanda do sistema conhecido como horário de ponta. No entanto, os consumidores de baixa tensão não recebem nenhum sinal de preço atrelado aos horários de consumo, exceto aqueles que aderiram ao regime de tarifa branca. A adesão a este regime tem sido voluntária desde 2018 e teve pouca aceitação por parte dos consumidores, até mesmo pelo benefício econômico limitado, proporcionado pelo desenho atual desta modalidade. Na prática, para capturar os benefícios

desta modalidade, os consumidores precisam reduzir seu consumo em horários específicos, mas a economia potencial de tais medidas, em geral, não tem sido suficiente para justificar sua adesão. Como exemplo, na região metropolitana de São Paulo, atendida pela Enel-SP, um consumidor na modalidade branca tem uma tarifa no horário fora de ponta que é menos de 20% mais barata que na modalidade convencional. Ou seja, mesmo que este consumidor zerasse seu consumo nos horários de ponta e intermediário, compostos pelo período noturno, coincidentemente com o horário de maior utilização em um consumidor residencial, ainda assim sua economia seria inferior a 20% na fatura. Sendo assim, a imensa maioria dos consumidores de baixa tensão vivem sob a ilusão de um preço uniforme de energia, 24 horas por dia, 365 dias por ano.

No mercado livre, o preço de curto prazo, conhecido por PLD (preço de liquidação das diferenças) desde janeiro de 2021 é formado com base horária, onde deveria refletir tanto os efeitos de picos de demanda, como momentos de excesso de oferta de energia. De fato, este foi um grande avanço recente no setor elétrico brasileiro. De forma simplificada, em teoria, os valores do PLD deveriam refletir o custo marginal de operação do sistema, porém, até mesmo pela recente implementação e visando garantir maior previsibilidade aos agentes do mercado neste novo modelo, foram instituídos valores teto e piso.

A influência prática deste valor teto, em particular, pode ser observada no gráfico da Figura 6. Nele observa-se que, ao longo do mês de agosto de 2021, durante a última crise hídrica, o PLD médio (diária) foi igual ao teto (denominado teto estrutural – dado pelo máximo valor médio diário possível), não refletindo os custos reais que foram repassados ao consumidor na forma de encargos.

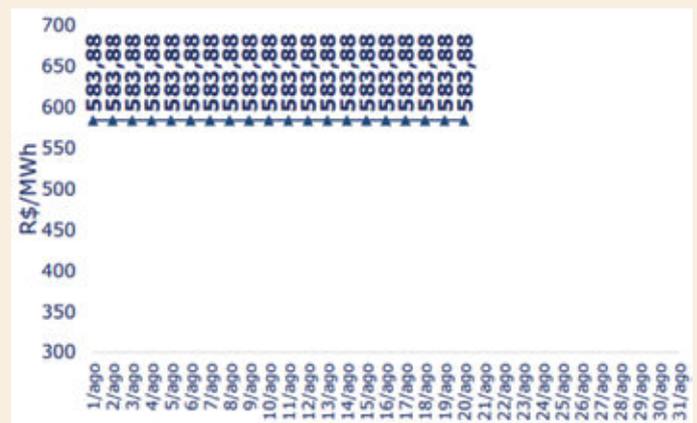


Figura 6 - Evolução do PLD durante a crise hídrica de 2021. Fonte: Info PLD - 4ª semana operativa de agosto/2021. CCEE.

O custo marginal de operação, que na referida crise hídrica foi influenciado por um elevado número de despachos termelétricos, ficou descolado deste valor de PLD máximo, chegando a valores de R\$ 3.044,45/MWh, valor mais de cinco vezes superior ao valor teto do PLD.

Enquanto no Brasil o valor do PLD é formado de 60 em 60 minutos, outros países utilizam nos seus respectivos mercados granularidades temporais menores – em muitos casos intervalos de 15 em 15 minutos. Interessante também que alguns mercados não possuem travas

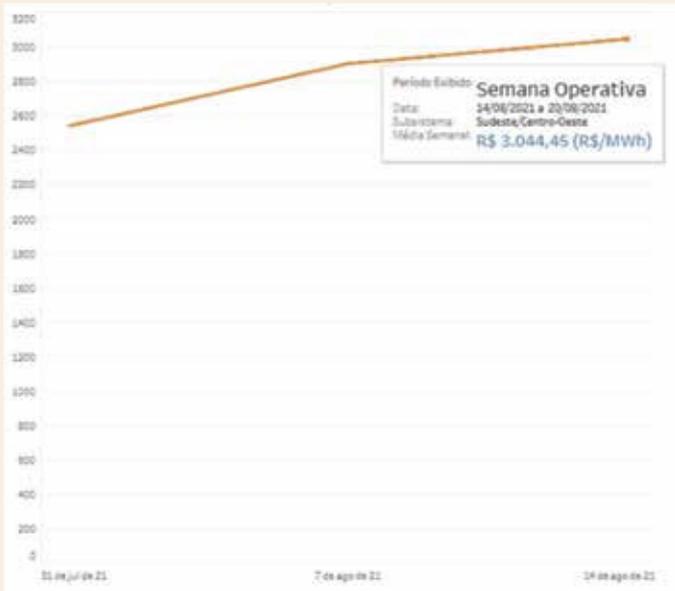


Figura 7 - Custo marginal de operação (CMO) – média semanal para a semana de 14/08 a 20/08 de 2021. Fonte: ONS – Custo Marginal de Operação entre 01/08/2021 e 20/08/2021.

precificação nodal para seu mercado de curto prazo. O gráfico da Figura 9 mostra os chamados custos marginais, que são computados com base no horário para os 8 grandes nós da rede elétrica chilena.

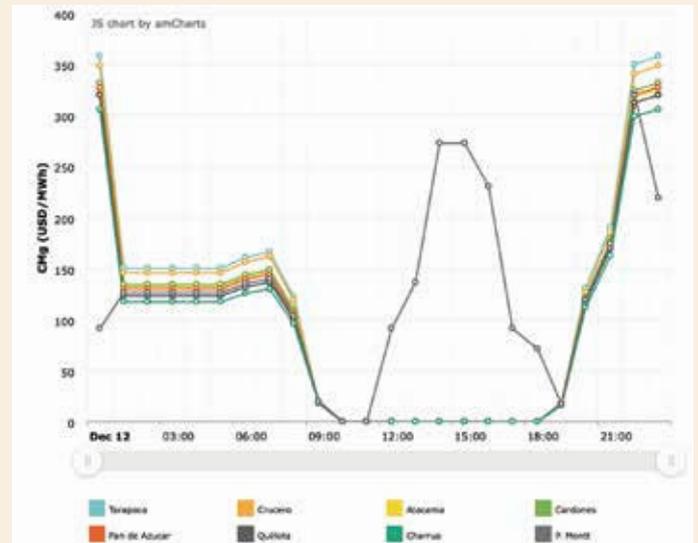


Figura 9 - Exemplo de preços nodais no Chile. Fonte: Coordinador Eléctrico Nacional (Chile).

36

de preços mínimos e máximos, como ocorre no Brasil e permitem a ocorrência de preços negativos, os quais acontecem em momentos de abundância expressiva de energia proveniente de fontes renováveis não despacháveis. Quando isto ocorre apenas agentes com muita flexibilidade temporal para absorver a energia do sistema se beneficiam.

Com relação à ocorrência de preços negativos podemos citar o caso da Austrália, onde o crescimento de fontes renováveis não despacháveis tem sido acompanhado por um aumento da frequência de preços negativos. E, conforme mostra a Figura 8, a probabilidade de ocorrência destes preços está bem correlacionada com a curva de geração fotovoltaica, já que quase 50% da energia renovável australiana é gerada por sistemas fotovoltaicos.

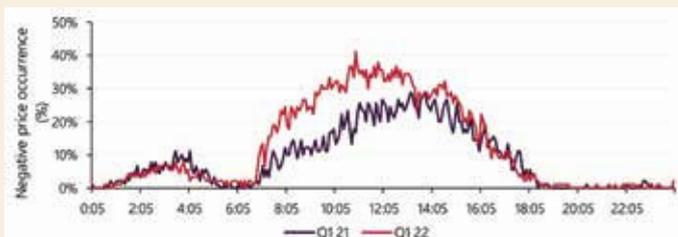


Figura 8 - Ocorrência de preços negativos na Austrália. Fonte: AEMO (Australian Energy Market Operator) – Quarterly Energy Dynamics Q1 2022

Localidade – parece lógico que o custo de energia varia conforme a localidade de consumo. No jargão do mercado de energia elétrica, preços que revelam diferenças de localidade geralmente são chamados de ‘preços nodais’, porque em cada ‘nó’ do sistema elétrico podem ser observados, no mesmo período do dia, preços diferentes. Os nós são representados por pontos de conexão do sistema elétrico e onde o preço da energia oscila conforme o equilíbrio de oferta e demanda em cada nó.

O Chile, por exemplo, tem adotado há alguns anos a metodologia de

O Brasil utiliza a metodologia de precificação nodal para o cálculo da tarifa do uso de sistema de transmissão (rede básica), a chamada TUST. As tarifas pagas pelos grandes geradores também seguem a mesma lógica. O cálculo da tarifa do sistema de distribuição, a TUSD, no entanto, não diferencia entre os diferentes nós do sistema elétrico brasileiro. Embora existam diferenças significativas entre os valores de TUSD de uma distribuidora para outra, dentro de uma área de concessão, todos os consumidores em um mesmo nível de tensão e patamar de carga são cobrados o mesmo valor pela parcela ‘distribuição’ da sua tarifa de energia elétrica. Neste sentido, podemos afirmar que, exceto nos casos de consumidores de grande porte e de geradores de energia, o consumidor brasileiro de energia elétrica tem pouca percepção da sinalização locacional com relação ao seu consumo.

Outros atributos – existem ainda outros atributos, tais como nível de tensão, e preços diferenciados para determinados grupos de consumidores, no entanto, estes critérios são de menor relevância no presente contexto.

Obviamente, existe um importante trade-off entre a complexidade da metodologia de precificação utilizada e a eficiência de alocação do bem ‘energia elétrica’. Quanto maior a granularidade temporal e locacional, maior será o reflexo dos reais custos da energia para os consumidores e agentes do setor elétrico, fato que colaboraria no uso racional de energia e na mudança de comportamento do consumo do insumo energia. Por outro lado, uma baixa granularidade resulta em sistema de precificação menos aderente ao custo real da operação, gerando ineficiências no uso de energia.

É claro que um aumento da granularidade de preços, tanto no aspecto temporal como locacional, resultará em uma maior

variabilidade de preços aos consumidores. E muito provavelmente, estes consumidores adotarão medidas para minimizar os impactos de preços elevados. Eles mudarão seus padrões de consumo de energia, adotarão medidas de eficiência energética e poderão, sempre quando for economicamente viável, investir em sistemas de armazenamento, além de projetos de autoprodução de energia. Neste sentido, preços com elevada granularidade podem ser um mecanismo útil para facilitar o uso racional de sistemas de armazenamento.

Gostaríamos de citar novamente o exemplo da Austrália que atualmente possui mais de 2,6 GWh de sistemas de armazenamento em operação e múltiplos desta capacidade em fase de implantação e desenvolvimento. Conforme mostra o gráfico da Figura 10, a composição de receita de sistemas de armazenamento de grande porte tem mudado bastante, recentemente. Em 2020 e 2021 a prestação de serviços ancilares (FCAS markets) representava a maior fonte de receitas destes projetos. Atualmente, embora o FCAS continue sendo relevante, uma parcela cada vez maior da receita é oriunda de operações no mercado de energia de curto prazo. Preços cada vez mais variáveis têm viabilizado o uso de sistemas de armazenamento visando a absorção do excedente de energia em momentos de sobreoferta e o suprimento desta energia armazenada em momentos de carga elevada.

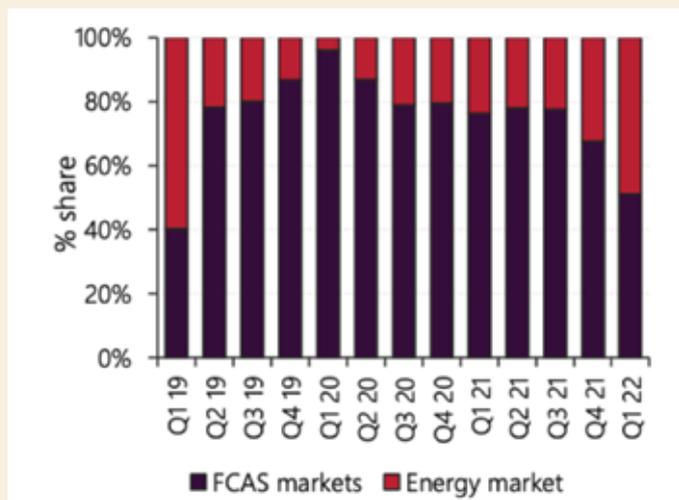


Figura 10 - Composição da receita de sistemas de armazenamento de grande porte por tipo de atividade na Austrália. Fonte: AEMO (Australian Energy Market Operator) – Quarterly Energy Dynamics Q1 2022.

CONCLUSÃO

A inserção de sistemas de armazenamento nos setores elétricos ao redor do mundo não está acontecendo de forma aleatória, mas sim para atender às necessidades elétricas em resposta a uma remuneração atraente que justifique o investimento associado. Tal inserção se torna necessária e viável na medida em que cresce a participação de fontes renováveis não despacháveis e a descentralização dos sistemas operativos. Neste novo mundo, sistemas de armazenamento têm sua proposta de valor

fundamentada nos seguintes princípios:

- Bi-direcionalidade – eles podem absorver carga em momento de excesso de oferta, ou providenciar carga em momentos de falta ou de estresse;
- Modularidade – especialmente sistemas eletroquímicos podem ser realizados em blocos de pequeno porte, permitindo a localização da tecnologia onde ela, do ponto de vista de organização espacial, seja mais adequada;
- Agilidade – sistemas de armazenamento podem ser dispositivos extremamente ágeis, oferecendo tempos de resposta inferiores a 1 segundo.

Sabemos que neste momento o custo de sistemas de armazenamento ainda representa um desafio para sua implementação imediata no Sistema Elétrico Brasileiro. Adicionalmente, a política tributária do país desestimula tal inserção. Mas, diante o incessante aumento da capacidade produtiva de baterias, e dos avanços de novas tecnologias de armazenamento de energia, temos a convicção de que dentro de poucos anos estes sistemas farão parte do nosso dia a dia, como tem sido no caso de sistemas solares fotovoltaicos.

37

**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).*

Mariana Galhardo é socia da G2A Consultores, atuante no mercado de energia há mais de 20 anos, tendo passagens por todos os segmentos do mercado de energia (distribuição, geração, transmissão e comercialização, como Head de regulação e relacionamento institucional em empresa como ALUPAR e RENOVA. Hoje como consultora associada da G2A assessora fundos de investimentos e empresas na estruturação de modelos de negócio em geração de energia no Setor Elétrico Brasileiro e acumula a vice-coordenação do Grupo de Trabalho (GT) de Armazenamento de Energia Elétrica da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR).

Guilherme Nizoli é engenheiro eletricista na NewCharge Projetos, empresa de engenharia e desenvolvimento focada em soluções de armazenamento de energia elétrica, onde é responsável pela estruturação e implementação de projetos. Foi membro da equipe técnica e regulatória Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), onde contribuiu com desenvolvimento de políticas públicas e regulação para energia solar fotovoltaica e armazenamento.