

## Empilhamento de Serviços e a Viabilidade das Baterias Multifuncionais<sup>1</sup>

Djalma Falcão <sup>2</sup>

Luiza Masseno <sup>3</sup>

Kalyne Brito <sup>4</sup>

A expansão acelerada de fontes renováveis variáveis, como a solar fotovoltaica e a eólica, traz novos desafios para a estabilidade e a previsibilidade da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Do ponto de vista energético, essa expansão introduz dificuldades relacionadas à capacidade firme disponível, à flexibilidade operacional, ao atendimento à demanda de ponta e ao eventual desperdício de energia renovável (curtailment).

No que se refere à operação da rede elétrica, surgem problemas decorrentes da redução da inércia rotacional, da diminuição da capacidade de curto-circuito e da resposta inadequada a variações de tensão, resultantes do fato de a geração renovável variável ser conectada à rede por meio de inversores, e, portanto, não apresentar o comportamento típico dos geradores síncronos.

A crescente participação de recursos não despacháveis amplia a variabilidade e a incerteza do despacho de energia, exigindo ferramentas de controle mais sofisticadas e respostas quase instantâneas às flutuações da rede. O aumento não controlado desses recursos pode levar a situações extremas de perda da controlabilidade do sistema elétrico, como demonstraram os eventos observados no SIN nos dias 4 de maio e 10 de agosto de 2025.

Para contrabalançar essa perda de controlabilidade, diversos recursos estão disponíveis: armazenamento de energia em baterias, usinas hidrelétricas reversíveis, inversores com capacidade de operar de forma similar aos geradores

---

<sup>1</sup> Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53330851/empilhamento-de-servicos-e-a-viabilidade-das-baterias-multifuncionais>. Acesso em: 24.11.2025

<sup>2</sup> Professor do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ e Pesquisador Associado do Grupo de Estudo do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ)

<sup>3</sup> Doutoranda em Economia e pesquisadora plena do GESEL-UFRJ

<sup>4</sup> Doutoranda em Planejamento Energético e pesquisadora do GESEL-UFRJ

síncronos (grid forming), melhor coordenação entre o sistema interligado e as distribuidoras (coordenação TSO/DSO) para permitir o controle dos recursos energéticos distribuídos, além de mecanismos de resposta da demanda, entre outros.

Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (Battery Energy Storage Systems - BESS), por sua vez, se destacam por suas propriedades multifuncionais. Eles funcionam não apenas como dispositivos de armazenamento, mas também como ativos estratégicos capazes de prestar múltiplos serviços ao sistema elétrico – do suporte ao controle de frequência e tensão, ao alívio de congestionamentos na transmissão e o atendimento aos picos de demanda.

Para extrair o máximo valor dessas soluções, torna-se essencial coordenar e orquestrar a operação de múltiplos sistemas de armazenamento distribuídos pela rede. Surge, assim, a necessidade de um Master Control – uma inteligência centralizada, apoiada por algoritmos de otimização e simulações digitais, capaz de integrar dados em tempo real, definir prioridades de operação e garantir a utilização eficiente e segura dos recursos disponíveis.

O Master Control viabiliza a otimização da operação de vários BESS instalados em pontos estratégicos do sistema elétrico, com múltiplos objetivos – como reserva de capacidade, controle de frequência e tensão, e alívio de congestionamentos do sistema de transmissão. E a operação coordenada deve ser feita de modo a maximizar sua disponibilidade para o cumprimento de suas diversas funções.

Além disso, o Master Control monitora o estado de carga dos BESS e os aciona, conforme suas respectivas funções, utilizando informações do sistema SCADA ou de sistemas de medição fasorial, por meio dos quais também são enviados os sinais de comando necessários ao acionamento dos BESS.

Assim, a implementação do Master Control representa um avanço na eficiência econômica do setor elétrico. A coordenação inteligente dos sistemas de armazenamento pode minimizar desperdícios, reduzir custos operacionais e, conseqüentemente, diminuir a necessidade de acionamento de usinas termelétricas em horários de pico – um dos fatores que mais oneram a tarifa final de energia.

No entanto, existem desafios regulatórios atualmente para o alcance futuro de tais potencialidades indicadas. Uma delas consiste na possibilidade de empilhamento de receitas a partir dos serviços que o sistema fornece para a rede. Esta inovação regulatória amplia as fontes de receita de cada bateria, possibilitando que um mesmo ativo participe de diferentes mercados e funções.

Em suma, a lógica do empilhamento de receitas é central para a viabilidade econômica dos sistemas de armazenamento. Por meio dela, as baterias deixam

de ser ativos dedicados a uma única função e passam a gerar retorno por múltiplos serviços prestados ao sistema elétrico. Assim, além de armazenar energia, as baterias podem participar de mercados de serviços ancilares, aliviar congestionamentos na transmissão, contribuir para o controle de tensão e até evitar blecautes.

Sendo assim, o Master Control é a chave para essa multiplicidade, pois identifica, em tempo real, quais serviços oferecem maior valor ao sistema e ao operador em cada instante. Isso fomenta novos modelos de negócio, permitindo que agentes privados explorem oportunidades de mercado, aumentando a rentabilidade dos investimentos em armazenamento e reduzindo custo sistêmico da operação.

No entanto, a plena integração de sistemas de baterias multifuncionais ao SIN carece de clareza na remuneração dos serviços ancilares prestados por baterias, na definição de propriedade e responsabilidade dos ativos, e nas regras de acesso e participação em diferentes mercados. Também é necessário modernizar os procedimentos de rede, estabelecer regras específicas para o empilhamento de serviços e criar mecanismos de compensação adequados que reflitam o valor sistêmico desses serviços.

Nesse contexto, a Consulta Pública nº 39/2023 (ANEEL), consolidada na Nota Técnica Conjunta nº 13/2025, trouxe avanços na caracterização dos recursos de armazenamento (armazenamento autônomo e co-localizado) e na definição dos serviços elegíveis, além de diretrizes para redução de barreiras à implantação no SIN. Contudo, pontos materiais, como a modelagem tarifária e o risco de cobranças em duplicidade para BESS autônomos, seguem em debate e podem comprometer a viabilidade econômica de projetos.

Assim, a consolidação de um ambiente regulatório favorável ao Master Control exige uma visão integrada entre regulação, operação e planejamento do sistema elétrico. Órgãos como a ANEEL, o ONS e a EPE precisam atuar de forma coordenada para definir diretrizes que estimulem a inovação, sem comprometer a segurança e a confiabilidade da rede.

Além disso, a implementação de um Master Control enfrenta importantes limitações técnicas e operacionais. O controle centralizado exige redes de comunicação robustas para coletar dados e enviar comandos em tempo real. A latência na transmissão, especialmente com BESS geograficamente distribuídos, pode comprometer a resposta a eventos dinâmicos, como variações de frequência, reduzindo a confiabilidade da operação (Kitso et al., 2025).

A escalabilidade do modelo centralizado também é limitada, pois a cada nova unidade exige reconfiguração e redimensionamento do controlador, aumentando a complexidade da observabilidade e da controlabilidade do sistema (Kitso et al., 2025). Métodos de otimização centralizada demandam elevada capacidade computacional e uma implementação inadequada pode

levar a perdas adicionais e altos custo de ajuste (Dong et al., 2024). Soma-se a isso o risco de pontos únicos de falha e vulnerabilidades cibernéticas, devido à dependência de um núcleo central (Mendonza, 2025).

Diante dessas limitações, arquiteturas híbridas e distribuídas emergem como alternativas e soluções promissoras. Nesses modelos, um nível superior define metas globais, enquanto camadas inferiores realizam controles rápidos e autônomos. Algoritmos de consenso distribuído reduzem a dependência da comunicação central, elevando a escalabilidade e a resiliência do sistema.

A título de conclusão, a integração em larga escala de fontes renováveis variáveis é crucial para a transição energética brasileira, mas exige uma mudança de paradigma na operação do SIN e inclusão de novas soluções, como o armazenamento em baterias (BESS). No entanto, para que esses ativos atinjam seu potencial máximo, prestando múltiplos serviços e garantindo a controlabilidade do sistema, a implementação de um Master Control é essencial. Esse sistema pode funcionar como um elo entre a operação técnica e a dinâmica econômica, transformando as baterias multifuncionais em um instrumento estratégico de eficiência, estabilidade e sustentabilidade econômica no setor elétrico brasileiro.

No entanto, a verdadeira virada de chave não reside apenas na tecnologia; ela depende da urgente modernização do marco regulatório — com a criação de mercados de flexibilidade e remuneração adequada para o empilhamento de serviços — e da superação dos desafios técnicos de escalabilidade e resiliência inerentes ao controle distribuído. A ação coordenada entre regulamentação, planejamento e inovação técnica, se mostra fundamental para assegurar a viabilidade econômica e a segurança operacional necessárias para o sistema elétrico do futuro.

Este artigo relaciona-se com o projeto de pesquisa “Pesquisa e simulação de cenários tecnológicos futuros aplicados ao setor elétrico” no âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e conta com apoio da Energy Assets e Siemens Energy.

**Referências** Kitso, M. et al. Coordination of Multiple BESS Units in a Low-Voltage Distribution Network Using Leader-Follower and Leaderless Control, *Energies*, vol. 18, p. 4566, 2025. Dong, T. et al. Hierarchical Coordination Control Strategy for a Multi-Battery Energy Storage System Based on Model Predictive Control, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, p. 1-13, 2024. Mendonza, A. Decentralized BESS Integration: The Game-Changer for Fire-Sale-Proof Smart Grids, *Energy & Grid Management*, 2025. Disponível em: <https://www.energycentral.com/energy-management/post/decentralized-bess-integration-the-game-changer-for-fire-sale-proof-TRb7DuIk9iSOgxA>.

Acesso em: 03 de out. 2025.

