

SEMINÁRIO ANEEL
27/06/2024



Cortez
Pimentel
& Melcop
ADVOGADOS

Relatório

Sistemas de
Armazenamento de
Energia:
Encerramento da
Chamada
Estratégia nº
21/2026

Relatório – Sistemas de Armazenamento de Energia: Encerramento da Chamada Estratégica nº 21/2016

Em 27/06/2024 foi realizado seminário para o encerramento da Chamada Estratégica nº 21/2016 pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, cujo objetivo foi a apresentação dos projetos de armazenamento e dos produtos patenteados, desenvolvidos no âmbito da alocação de recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Considerando a relevância dos projetos e dos dilemas apresentados no seminário, compartilhamos abaixo o Relatório produzido por nossa equipe com a compilação dos dados coletados nas apresentações:

1) Aplicação em sistemas isolados

(Projetos apresentados pela Copel, Energisa e Neoenergia PE)

Os sistemas isolados são caracterizados por áreas de demanda energética cujo acesso e/ou interligação da infraestrutura de distribuição e/ou transmissão são obstaculizadas, em razão de fatores geográficos (regiões remotas ou de difícil acesso), logísticos (dificuldades na implantação das instalações em caráter permanente) e/ou econômico-financeiros (relacionados ao custo de oportunidade na adoção de soluções convencionais de atendimento).

Esses sistemas representam um desafio à universalização dos serviços públicos de energia, sendo tendentes ao uso de usinas termelétricas a diesel.

Assim, os projetos realizados por meio da Chamada Estratégia tiveram por objetivo estudar e apresentar soluções alternativas ao uso do gerador à diesel e que possuíssem confiabilidade no atendimento às comunicadas isoladas, em consonância com a pauta de transição energética.

No seminário, os expositores apresentaram a perspectiva de que a aplicação das soluções de armazenamento para os sistemas isolados constitui uma alternativa eficiente para a implantação de microrredes locais, fundamentadas no uso de geração de fonte renovável (predominantemente das fotovoltaicas), promovendo maior autonomia de suprimento para a região.

- **Projeto Ilha das Cobras/PR (Copel)**

O litoral do Paraná mostrou-se ser uma região propícia para o desenvolvimento do projeto, em razão da presença de várias comunidades isoladas. Dentre as opções disponíveis, foi escolhida a Ilha das Cobras/PR dado ao fato de abrigar unidades administrativas do Governo do Estado, incluindo um parque e, portanto, constituindo um ponto de convergência das comunidades adjacentes.

A solução de atendimento anterior, que utilizava um gerador com vida útil projetada já ultrapassada (GMG Diesel 75 kva), foi substituída por um sistema híbrido que combinava

uma central de geração fotovoltaica, um sistema de baterias e um sistema de geração a diesel (UFV: 31 kw PV + baterias de lítio: 75 kw + GMG Diesel 75 kva).

Considerando a sazonalidade presente na projeção da demanda de consumo atendida pelo projeto, a conscientização dos usuários em relação ao controle das cargas de consumo tornou a nova solução de atendimento ideal para a localidade, reduzindo o uso a longo prazo do diesel e, por consequência, a pegada de carbono da região.

Na apresentação foi destacado que há alguns quesitos na concepção desse perfil de projeto que podem vir a ser aprimorados, a exemplo da possibilidade de uso de outras fontes renováveis e a adoção de bandeiras tarifárias específicas, como sinal econômico para reforçar a conscientização sobre o consumo das unidades atendidas pelo projeto.

- **Projeto Pantanal (Energisa)**

A segurança do suprimento da região do pantanal brasileiro apresenta-se como um dos maiores desafios geográficos e logísticos nacionais, em razão da hidrografia local. Ainda que se possa efetuar análises comparativas econômico-financeiras em relação ao custo de atendimento por microrredes, sistemas de armazenamento e/ou pela infraestrutura convencional, a logística de implementação da solução precisa ser exequível, o que nem sempre é viável na geografia pantaneira.

O projeto possuiu 05 (cinco) fases de desenvolvimento: 1) 2015: Realização de estudos de P&D, para mapeamento das soluções aplicáveis; 2) 2018: Homologação de 23 projetos pilotos; 3) 2021: Execução da 1ª fase do projeto, com a implantação de 2.090 unidades consumidoras; 4) 2022: Execução da 2ª fase do projeto, com a implantação de 736 unidades consumidoras; 5) 2022: Realização de atividades de operação e manutenção dos sistemas.

A solução do atendimento foi de *stand-alone*, com a promoção da autossuficiência de cada unidade consumidora, através da implantação de sistema de geração fotovoltaica, com baterias de lítio (01 estrutura de alumínio perfilado, 01 caixa de fibra de vidro, 04 placas 345 kwV 46 V 91 BYD, 01 inversor EPEVER 2 kw 48 vdc / 127 ac, 01 carregador studer VT 40 2,5 kw, 02 baterias de lítio unicoba 2.400 wh 48 v).

Na apresentação foi esclarecido que o custo de implantação do Sistema Individual de geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI com o sistema de baterias possuiu o custo unitário de R\$ 65.000,00 / unidade consumidora, consideravelmente inferior ao custo de implantação da rede elétrica convencional, que foi orçado em R\$ 900.000,00 / unidade consumidora. Caso adotada a solução convencional, o aumento projetado na tarifa de energia seria de cerca de 12% (doze por cento).

Um dos principais ganhos em relação à implantação do projeto foi a redução das chamadas emergenciais, as quais passaram a refletir a necessidade de reparação e/ou substituição de algum equipamento do sistema. Com isso, foi alcançado o objetivo de confiabilidade na solução do atendimento às comunidades isoladas.

- **Projeto Ilha de Fernando de Noronha (Neoenergia PE)**

O projeto teve por objetivo tanto o patenteamento das soluções tecnológicas desenvolvidas, quanto o aumento da confiabilidade do atendimento da região, com a redução da emissão de carbono e a promoção de eficiência energética.

Para a adoção do sistema de armazenamento foi ponderado que a geração solar presente na região não atende ao pico de demanda de consumo noturno, devido ao seu perfil horário de produção.

Com isso, a atratividade da solução de baterias foi justificada pelo baixo tempo de carregamento do sistema de armazenamento, que permitiu incrementar a eficiência do projeto de geração. Para tanto, foi desenvolvido um Sistema de Otimização de Despacho – SOD para melhorar o acionamento do sistema de armazenamento.

Tendo sido descartada a opção pela utilização de bateria de chumbo ácido, foi concebido como conceito inicial o uso de baterias de íon lítio e de fluxo de vanádio. Contudo, diante do encarecimento da contratação da segunda solução, houve a escolha pela duplicação do uso de baterias de íon lítio.

Foram destacadas na apresentação as dificuldades no fornecimento dos equipamentos, segurança e logística nas reposições necessárias do sistema, principalmente diante de descumprimentos contratuais dos fornecedores das baterias.

2) Aplicação em transmissão e em distribuição

(Projetos apresentados pela Cemig, CPFL, CTEEP)

A aplicação de sistemas de armazenamento como atributos das redes de transmissão e/ou de distribuição pode auxiliar na controlabilidade das gerações, principalmente em face dos desafios agregados à operação da rede elétrica pela penetração das fontes renováveis (solar e eólica) e da possibilidade de compatibilização da curva horária de produção dessas centrais geradoras com a carga de consumo a ser atendida.

Enquanto representante do segmento de distribuição, a **CEMIG** apresentou 02 (dois) projetos. O primeiro deles expôs o desenvolvimento de um piloto para armazenamento de energia, proveniente de central de geração fotovoltaica, no horário fora ponta e para o descarregamento da bateria no horário de ponta (UFV: 2686 módulos, potência c.c. 775 kwp e potência c.a. 706,2 kva + Baterias: modelo BYD (lítio), potência 1260 kva e armazenamento de 1360 kwh).

Dentro do modelo de negócios, o custo de implantação das baterias poderia vir a ser compensado com o valor da energia elétrica comercializada no horário de ponta.

O segundo projeto da **CEMIG** visou a implantação de um sistema de armazenamento em um alimentar crítico da rede de distribuição de 13,8 kv, como solução para o atendimento da carga de consumo da região em situações específicas, que tinha como uma das principais demandas o estádio do Mineirão, em Belo Horizonte/ MG.

Adicionalmente, representando o segmento de distribuição, a **CPFL** ponderou que a adoção dos sistemas de armazenamento pode atuar de forma simultânea (*peak shaving + reactive control*), com a redução da potência reativa na rede elétrica.

A **CTEEP**, enquanto representante do segmento de transmissão, ponderou a potencialidade e os ganhos ao sistema elétrico na oferta de serviços ancilares com o uso de sistemas de armazenamento de energia elétrica, os quais podem influenciar na tomada de decisão de planejamento de expansão da rede de transmissão com fundamento na base comparativa do custo (em R\$/MWh) entre os investimentos na infraestrutura da rede e o custo (em R\$/MWh) para a adoção do sistema de armazenamento.

Nesses termos, foi apresentado o projeto do sistema de armazenamento da SE Registro (30 MW / 60 MWh) para tratamento de um cenário específico de atendimento à carga de consumo do réveillon do litoral sul paulista.

Foi elucidado que os sistemas de armazenamento podem ser aplicados em diferentes perspectivas, tanto no fornecimento de serviços ancilares como na racionalização e/ou na melhor alocação dos custos de expansão da infraestrutura elétrica, sendo recomendável o desenvolvimento de projetos de sandbox regulatório com o objetivo de desenvolver os estudos e as repercussões de receita e/ou de tarifas nessas aplicações.

3) Aplicação em outros projetos de P&D

(Projetos apresentados pela Auren, Furnas, Copel, Petrobrás, Engie e Enel)

Duas temáticas em evidência no setor elétrico são o marco legal do hidrogênio, discutido através do PL 2.308/2023 no Congresso Nacional, e a adoção de sistemas de armazenamento como atributo do segmento de geração. Em relação a esse último, foi discutida no âmbito da Consulta Pública MME nº 160/2024 a possibilidade de inserção da tecnologia no edital do próximo edital do leilão de reserva de capacidade de 2024.

Os projetos apresentados nessa seção constituem importantes pilotos para a testagem de soluções afetas a essas duas temáticas.

Em seu projeto, a **AUREN** teve por objetivo estudar a otimização do despacho de aproveitamentos hidrelétricos e o auxílio na controlabilidade da intermitência das fontes renováveis. Para tanto, foi desenvolvido projeto piloto para a operação de usina hidrelétrica e sistema de armazenamento eletroquímico e em hidrogênio, em Porto Primavera/SP (BESS 500 kwh + fuel call 100 kwh + eletrolisador 20 Nm³ + acumulador de H₂).

Abaixo, são transcritas as principais conclusões apresentadas pela **AUREN** em relação ao funcionamento e a operação dos sistemas de armazenamento:

- Foram analisadas duas cargas, que representam um modo de despacho pré-estabelecido a ser atendido durante a operação do sistema. Os modos de despacho de energia são horário de ponta e normalização de carga. 1) A energia disponível é injetada diretamente na rede e o excedente é destinado para o sistema

de hidrogênio e baterias; 2) O eletrolisador tem prioridade para o recebimento da energia em relação às baterias; 3) A bateria é utilizada apenas quando o eletrolisado atinge sua carga máxima.

- **Armazenamento em Hidrogênio:** A tecnologia em hidrogênio mostrou-se promissora para aplicação de longo prazo devido a sua alta densidade de energia. Os testes indicaram que, embora o custo ainda seja alto, há potencial para redução com o desenvolvimento tecnológico e aumento da escala de produção.
- **Armazenamento Eletroquímico (íon – lítio):** A tecnologia demonstrou ser eficiente para aplicações em que a resposta rápida e a capacidade de carga e descarga são críticas. Os testes operacionais indicaram que as baterias íon-lítio são adequadas para a complementação da energia gerada por fontes intermitentes, como solar e eólica.

Em sua apresentação, **FURNAS** destacou a importância da realização de projetos de pesquisa e desenvolvimento para a promoção da segurança energética e do desenvolvimento do país.

Em seu projeto, foi trazida como solução a hibridização de fonte hidrelétrica e solar, com a adoção de sistema de armazenamento de baterias e de hidrogênio verde (200 kwp de solar flutuante + 300 kw de célula combustível + 600 kwh de BESS + 2.082 MW da UHE Itacumbiara – divisa MG/GO + 800 kwp de parque solar + 300 kw – 100 kg / dia de capacidade de geração de hidrogênio verde).

Transcreve-se as conclusões apresentadas por **FURNAS** em relação à comparação dos sistemas de armazenamento adotados:

a) Sistema de armazenamento de energia a hidrogênio – HESS

- O HESS apresentou eficiência de aproximadamente 25,5%.
- Para quantidades maiores de energia armazenada, apresentou maior viabilidade.
- O sistema de armazenamento possui baixa eficiência. A reconversão em eletricidade revela ser uma opção menos viável quando não há excedente de energia.
- O *Power to X* se mostra uma opção economicamente mais interessante, uma vez que a rota *Power to Power* requer muita energia de reconversão.
- Não apresenta perdas do hidrogênio armazenado, sendo melhor para armazenamento no longo prazo.

b) Sistema de armazenamento a bateria – BESS

- O BESS apresentou eficiência de aproximadamente 85,1%.
- Mostra-se mais adequado para armazenar energia em intervalos de tempo a curto prazo.
- Possui maior viabilidade técnica para uso diário e quantidades menores de energia armazenada.

- Banco de baterias perde eficiência à medida que a potência de carga ou descarga diminuem.
- A partir das campanhas de medição nos sistemas de Itumbiara, concluiu-se que o BESS é mais eficiente para intervalos horários inferiores a 37,5 horas. Para maiores intervalos, é melhor o HESS.

A **COPEL** apresentou protótipo, possível de comercialização, que consistiu na utilização de baterias de íons - sódio como módulo de carga, que viria a operar como espécie de *nobreak*. De acordo com o exposto, esse tipo de bateria possui um bom período de ciclagem, que resulta em uma vida útil atrativa para o mercado.

Dessa forma, ainda que o mercado esteja direcionado à adoção das baterias de íon-lítio, as baterias de íons-sódio se apresentam como uma boa alternativa, pois, em maior ou menor grau, em qualquer dos sistemas de armazenamento o aquecimento será um fator a ser gerenciado.

A **ENGIE** apresentou seus estudos no desenvolvimento de 04 (quatro) principais produtos e/ou projetos: 1) software para despacho da geração no Sistema Interligado Nacional – SIN; 2) reaproveitamento de baterias de segunda via; 3) aplicação de baterias em micro e minigeração distribuída, eficientizando a solução de autoconsumo; e 4) estação de carregamento de carros elétricos.

Nas apresentações da **Petrobrás** e da **ENEL**, dentre outros aspectos, foram registrados empecilhos na aquisição e na substituição dos equipamentos, bem como no atendimento dos prazos contratuais de entrega.

4) Dilemas econômico-financeiros e a previsão de encerramento da Consulta Pública nº 39/2023

Muito embora os aspectos econômico-financeiros e/ou os modelos de negócios para a aplicação de soluções de armazenamento não tenham sido o objeto do seminário realizado pela ANEEL, houve ponderação dos agentes expositores acerca da necessidade de desenvolvimento de ambiente regulatório propício para o desenho e o ganho em escala dessas soluções.

Foi apontada a necessidade de regulamentação do tema pela Agência Reguladora, bem como sobre a oferta de linhas de financiamento específicos e/ou incentivos à adoção dos sistemas de armazenamento.

Isso porque o custo de implantação, operação e manutenção, bem como de importação dos equipamentos necessários para os sistemas de armazenamento são elevados, devendo ser concedidos os sinais econômicos adequados para o estímulo da adoção da solução, bem como para a nacionalização da tecnologia e sua adaptação à realidade nacional.

Em posicionamento concedido pelas áreas técnicas da ANEEL, foi dito que o papel da Agência Reguladora é entender como as aplicações dos sistemas de armazenamento podem resolver problemas no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

Assim, devem ser vistas e estudadas as possibilidades de empilhamento de receitas e/ou de tarifas para a adoção sistêmica das soluções de armazenamento. Contudo, também cabe aos agentes setoriais equacionar a viabilidade econômico-financeiras dessas aplicações.

Além disso, a Agência Reguladora ponderou que está em fase de conclusão do processamento das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 39/2023, que teve por objetivo submeter aos agentes setoriais as propostas de regulamentação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica, incluindo as usinas hidrelétricas reversíveis.

Sobre o tema, é importante lembrar que a Agenda Regulatória da ANEEL para 2024/2025 previu o encerramento do processo regulatório referente à Consulta Pública nº 39/2023 no segundo semestre de 2024.

Para saber mais sobre a Consulta Pública, é só acessar o artigo disponível em nosso site ([link](#)).

- .
- .
- .

Nota ao leitor: O presente Relatório foi baseado no seminário “Sistemas de Armazenamento de Energia: Encerramento da Chamada Estratégica nº 21/2016” realizado em 27/06/2024 na sede da ANEEL, com transmissão ao vivo pelo YouTube, sendo possível a sua conferência através do seguinte link: https://www.youtube.com/watch?v=Sjvm2_230kA. Destaca-se que os projetos apresentados contaram com o apoio de outras empresas e/ou instituições, contudo, para fins didáticos, no presente Relatório foi concedido o destaque à empresa responsável por efetuar a apresentação do projeto no seminário. Por fim, registramos a nossa parabenização aos desenvolvedores dos projetos pelo empenho no desenho das soluções apresentadas.



Cortez
Pimentel
& Melcop
ADVOGADOS

Luiza Melcop

Advogada e Sócia do Cortez Pimentel & Melcop Advogados

81 9 9979 0811

luiza.melcop@cortezpimentel
.adv.br

cortezpimentel.adv.br

Lucas Cortez Pimentel

Advogado e Sócio Fundador do Cortez Pimentel & Melcop Advogados

81 9 9458 0665

lucas@cortezpimentel.adv.br

cortezpimentel.adv.br