

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**Programa de Pós-Graduação Mestrado Profissional em
Engenharia Hídrica**

**Armazenamento de Energia: Desafios na Operação do
SIN, Serviços Ancilares, Capacidade e Arbitragem de
Preços**

Mauricio Carneiro Goulart

**Itajubá-MG
Novembro de 2025**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**Programa de Pós-Graduação Mestrado Profissional em
Engenharia Hídrica**

**Armazenamento de Energia: Desafios na Operação do
SIN, Serviços Ancilares, Capacidade e Arbitragem de
Preços**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-
Graduação Profissional em Engenharia Hídrica como
parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre
em Engenharia Hídrica.**

Nome do Orientador: Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho

**Itajubá-MG
Novembro de 2025**

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, o professor Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho, por compartilhar sua experiência através de valiosos direcionamentos na elaboração deste trabalho.

Registro meu agradecimento à Universidade Federal de Itajubá, cuja história e excelência acadêmica moldaram minha formação. Tenho profundo orgulho de ter sido formado em uma instituição que há décadas pauta as bases do setor elétrico brasileiro.

A coordenação deste Mestrado Profissional, pela oferta de um ensino de elevado nível e pela flexibilidade proporcionada, que tornou possível conciliar as pesquisas com minha rotina profissional.

A minha família e amigos, pelo apoio e compreensão a minha decisão de investir tantas horas livres a este programa.

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional (SIN), um dos mais complexos do mundo, enfrenta desafios crescentes com a expansão de fontes intermitentes (solar e eólica), que dificultam a manutenção da confiabilidade do fornecimento e da provisão de serviços ancilares; nesse contexto, ganham relevância as tecnologias de armazenamento de energia. Este trabalho apresenta um panorama das principais tecnologias disponíveis, analisando suas forças e limitações à luz das necessidades do sistema brasileiro e discutindo os obstáculos à sua adequada remuneração, com base em experiências internacionais. Metodologicamente, selecionam-se duas tecnologias de referência — baterias eletroquímicas (BESS) e usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) — e avalia-se sua viabilidade econômica por meio do empilhamento de receitas possíveis no mercado brasileiro, incluindo arbitragem de preços, serviços ancilares e participação em mercados de capacidade. Os resultados indicam que, no Brasil, o armazenamento dificilmente se viabiliza apenas por arbitragem e serviços ancilares, sendo necessários leilões regulados de capacidade. Conclui-se que a adoção de um fator locacional para ponderar lances nesses leilões tende a elevar a confiabilidade da rede e reduzir encargos aos consumidores.

Palavras Chave: Armazenamento de Energia, Serviços Ancilares, Baterias, Usinas Hidrelétricas Reversíveis, Capacidade.

ABSTRACT

Brazil's National Interconnected System (SIN)—one of the world's most complex power systems—faces mounting challenges as the share of intermittent generation (solar and wind) grows, hindering supply reliability and the provision of ancillary services; in this context, energy storage technologies become increasingly relevant. This study surveys leading storage technologies, assessing their strengths and limitations against the needs of the Brazilian system and discussing barriers to appropriate remuneration, informed by international experience. Methodologically, two reference technologies are selected—electrochemical battery energy storage systems (BESS) and pumped-storage hydropower (PSH)—and their economics are evaluated through revenue stacking feasible in the Brazilian market, including energy arbitrage, ancillary services, and capacity mechanisms. Results indicate that, in Brazil, storage is unlikely to achieve financial viability through arbitrage and ancillary services alone, making regulated capacity auctions necessary. The study concludes that incorporating a locational factor to weight bids in future capacity auctions would enhance grid reliability while reducing consumer charges.

Keywords: Energy Storage, Ancillary Services, Batteries, Pumped Hydro Storage, Capacity.

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Classificação das Tecnologias de Armazenamento. Fonte: Adaptado de Kebede et al. (2022)	5
Figura 2.2 - Exemplo de curto-circuito hidráulico na usina de Kops II. Fonte: Adaptado de Perez Diaz et al. (2014)	10
Figura 2.3 - Exemplo de UHR com conjunto quaternário. Fonte: Adaptado de Brandão, Castro e Hunt (2021)	12
Figura 2.4 - Exemplo de UHR com conjunto ternário. Fonte: Brandão, Castro e Hunt (2021).....	12
Figura 2.5 - Exemplo de UHR com conjunto binário. Fonte: Perez Diaz et al. (2014)	13
Figura 2.6 - Regulação de Frequência no SIN. Fonte: EPE (2021b)	16
Figura 3.1 - Tarifa de energia, A4, Azul, Amazonas Energia, 2024	33
Figura 3.2 - Fio Ponta e Fio Fora Ponta, A4, Azul, Amazonas Energia, 2024	33
Figura 3.3- Curva de Carga Líquida e operação hipotética de um sistema de baterias. Fonte: O Autor	34
Figura 3.4 - Preço-Piso em diversos mercados internacionais. Fonte: PSR (2023)	36
Figura 3.5 - Exemplo de distribuição do CMO por barra do SIN. Fonte: ONS (2025)	37
Figura 4.1 - Lacuna de Viabilidade de projetos de armazenamento de energia. Adaptado de Taibi et al. (2020)	42
Figura 4.2 - Efeito "Missing Money" de projetos de armazenamento de energia. Adaptado de Taibi et al. (2020)	46
Figura 5.1 - Indicador ICC de 2024. Fonte: Portal de Dados Abertos ANEEL.	49
Figura 5.2 - Fluxo de Caixa da Operação de Arbitragem com UHR no Ambiente de Contratação Livre em milhões de reais. Fonte: O autor.....	50
Figura 5.3 - Fluxo de Caixa para Preencher Lacuna de Viabilidade de UHRs. Fonte: O Autor.....	52
Figura 5.4 - Fluxo de Caixa para Preencher Lacuna de Viabilidade de Baterias. Fonte: O Autor.....	52
Figura 6.1 - Proposta da ANEEL para ordenamento de cortes. Fonte: Adaptado da Consulta Pública nº 45/2019 – Fase 3	55
Figura 6.2 - Receita de Arbitragem de CMO anual – 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.	56
Figura 6.3 - Receita de Arbitragem de CMO anual para Parques Solares do SE/CO – 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.....	58
Figura 6.4 - Região geoeletrica servida pela UHR Irapé. Fonte: Santos et al. (2024)	59
Figura 6.5 - Arbitragem de CMO anual por duração do ciclo –75% de eficiência. Fonte: O Autor.....	60
Figura 6.6 – Priorização Estadual - Norte - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.	61
Figura 6.7 - Priorização Estadual - Nordeste - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.....	62
Figura 6.8 - Priorização Estadual – Sudeste e Centro-Oeste - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.....	63
Figura 6.9 - Média do CMO por hora do dia de 2024 para o Mato Grosso do Sul e Mato Grosso. Fonte: O Autor	63
Figura 6.10 - Priorização Estadual – Minas Gerais - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.....	64
Figura 6.11 - Priorização Estadual – Sul - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.	65
Figura 7.1 - Fluxos sistêmicos entre o Norte e Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Fonte: O autor.....	67
Figura 7.2 - Principais Fluxos do Rio Grande do Norte e Ceará. Fonte: O Autor.	67

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Características de faixa de potência, densidade, descarga e tempo de resposta de diferentes dispositivos de armazenamento de energia. Fonte: Kebede et al. (2022).....	7
Tabela 3.1 - Requisitos Técnicos e Financeiros de Serviços Ancilares de Frequência nos mercados europeus. Fonte: Yu Hu et al. (2022)	22
Tabela 3.2 - Tipos de Serviço Ancilar no Brasil. Fonte: O autor, adaptado da REN 1030/2022.....	23
Tabela 3.3 - Principais Mercados para Baterias (2025-2040). Fonte: Aurora (2025)	26
Tabela 5.1 - Fluxo de Caixa da Operação de Arbitragem com Baterias no Ambiente de Contratação Regulado em milhões de reais. Fonte: O autor	48

Sumário

Sumário	8
1. Introdução	1
1.1 Cenário Atual	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Estrutura da Dissertação.....	4
2. Revisão Bibliográfica.....	5
2.1 Principais Tecnologias de Armazenamento de Energia (ESDs)	5
2.1.1 Armazenamento Eletroquímico.....	6
2.1.2 Usinas Hidrelétricas Reversíveis	8
2.2 Serviços Ancilares e Flexibilidade	14
2.1.3 Inércia	15
2.1.4 Regulação de Frequência	16
2.1.5 Regulação de Tensão	18
3. Caminhos de mercado e o armazenamento de energia.....	20
3.1 Introdução	20
3.2 Paralelos internacionais e regulação brasileira.....	20
3.3 Leilões de Energia no Brasil	28
3.3.1 Diretrizes do futuro LRCAP Armazenamento	29
3.4 Arbitragem de Preços.....	33
3.5 Custo Marginal de Operação – CMO	36
3.6 Gargalos e Tendências Futuras	38
4. Metodologia.....	41
5. Resultados e Discussão	48
5.1 Da dificuldade de obter receita com arbitragem de preços	48
5.2 Do mercado de serviços ancilares.....	51
5.3 Dos Leilões de Capacidade.....	51
6. Proposta de Mecanismo Locacional nos Leilões – Arbitragem de CMO.....	54
7. Sugestões para futuros trabalhos	66
8. Conclusões	69
Referências	71
APÊNDICE A	75
APÊNDICE B.....	80

1. Introdução

1.1 Cenário Atual

Uma forte descarbonização da geração de energia e da mobilidade (veículos elétricos – EVs) está exigindo uma mudança relevante das tecnologias tradicionais (grandes hidrelétricas, nucleares e combustíveis fósseis) para as renováveis (especialmente solar e eólica). Essa tendência é motivada principalmente pela necessidade urgente de reduzir as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), visando desacelerar os impactos climáticos. (SEKARIC; CORDOVA, 2024)

Conforme amplamente conhecido, as tecnologias renováveis apresentam intermitência exigindo alternativas como o desenvolvimento de sistemas de armazenamento para manter a confiabilidade sistêmica.

Os sistemas de armazenamento de energia estão sendo cada vez mais reconhecidos como elementos críticos para incorporar a geração renovável nos sistemas de energia e alcançar uma maior descarbonização. O uso do armazenamento de energia envolve a absorção de energia renovável em excesso, onde, de outra forma, seria limitada ou cortada, e liberar a energia armazenada quando a carga está mais alta. Essa abordagem apoia a disponibilidade de energia limpa ao longo do dia e a capacidade de armazenamento introduz flexibilidade operacional.

Atualmente, soluções em armazenamento de energia são considerados o elemento-chave para a descarbonização e para alcançar as metas de “Net zero” até 2050.

De acordo com Taibi et al. (2020), os sistemas de armazenamento podem prestar diversos serviços para diferentes finalidades dependendo do seu ponto de interligação à rede.

Considerando toda a cadeia elétrica, o armazenamento de energia pode ser aplicado ao nível da geração, transmissão ou distribuição, prestando diversos serviços a diferentes níveis:

- **Geração:** se conectado a outras instalações de geração, o armazenamento de energia permite arbitragem de preços, prestação de serviços à rede e ao mesmo tempo economia nos custos de conexão.
- **Transmissão:** suporta o aumento da geração renovável variável, fornece serviços ancilares em diferentes escalas de tempo e permite certo adiamento em novos investimentos em transmissão.
- **Distribuição:** o armazenamento de eletricidade pode fornecer os mesmos serviços fornecidos em um nível de transmissão e, além disso, pode ser usado para fornecer

serviços de qualidade e confiabilidade de energia na subestação local, adiar investimentos em capacidade de distribuição e apoiar a integração de energia renovável distribuída.

- Atrás do Medidor: apoiar o consumidor no aumento do autoconsumo de energia fotovoltaica (PV), reduzindo assim as contas de eletricidade e aumentando sua participação ativo na gestão energética, melhorando a qualidade e confiabilidade da energia, e potencialmente possibilitando a participação em mercados de gestão de energia, atacado e serviços ancilares por meio de agregadores.

Atualmente, entre todas as suas versatilidades, a arbitragem de energia e a regulação de frequência são as aplicações mais comuns de sistemas de armazenamento de energia nos mercados de eletricidade. Nessas aplicações, os sistemas de armazenamento de energia são remunerados pela venda da energia armazenada ou pela prestação de serviços de flexibilidade.

No entanto, as políticas energéticas atuais em relação ao armazenamento de energia resultam em um déficit na receita aos investidores, tornando-se desafiador para os projetos se tornarem financeiramente viáveis em diversos mercados mundiais. Alguns benefícios fornecidos ao sistema por projetos de armazenamento não podem ser monetizados ou não são diretamente remunerados o que afeta diretamente a viabilidade deste tipo de tecnologia, efeito conhecido como “*Missing Money*”. (TAIBI et al., 2020)

Nos últimos anos, diversos mercados internacionais estão migrando de modelos de remuneração baseados puramente na venda de energia, “*energy-only markets*”, para modelos de pagamento por disponibilidade, chamados de mercados de capacidade. Segundo Viana et al. (2023), manter a confiabilidade do sistema em um mercado “*energy-only*” é um desafio pois somente os sinais de preço de mercado devem atuar como indutores na atração dos investimentos necessários.

No Brasil, a Lei 14.120/21 criou o leilão de reserva de capacidade, que diferentemente dos tradicionais leilões de energia, que priorizam a aquisição de energia elétrica, estes visam assegurar a disponibilidade de potência firme, possibilitando a contratação de usinas capazes de fornecer energia em momentos críticos de elevada demanda ou baixa geração de fontes intermitentes.

O primeiro leilão de reserva de capacidade – LRCAP, ocorreu em 2021 com exclusividade para usinas termelétricas.

O Decreto nº 10.707/2021, que regulamentou a contratação de reserva de capacidade na forma de potência, estabelece no art. 3º, §2º, que poderão ser considerados sinais econômicos relacionados aos benefícios para o sistema associados à localização dos empreendimentos,

embora isto não tenha sido instrumentalizado no primeiro e único leilão ocorrido no Brasil até então.

O 2º leilão de reserva de capacidade deverá ser realizado ainda em 2025 com a minuta do edital e do contrato em debate na Consulta Pública nº 010/2025 e terá um produto específico para expansão de hidrelétricas, além das usinas termelétricas.

Além disso, um leilão de reserva de capacidade com produtos exclusivos para fornecimento por baterias passou pela Consulta Pública nº 176/2024 e deverá ter uma nova consulta sobre a minuta do edital e dos contratos, para contratação ainda este ano.

Cardozo (2025) informa que o governo trabalha para incluir hidrelétricas reversíveis em futuros leilões de potência e que estas poderão ter produtos específicos nos próximos anos.

Este trabalho busca quantificar a lacuna de viabilidade das tecnologias de armazenamento no Brasil e avaliar se os leilões de capacidade podem suprir essa deficiência sem comprometer a modicidade tarifária.

1.2 Objetivos

O objetivo geral desta dissertação é avaliar, qualitativa e quantitativamente, a lacuna de viabilidade para a inserção de baterias eletroquímicas e usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) no Brasil, uma vez que estas são as fontes de armazenamento de energia atualmente priorizadas para contratação futura em leilões de reserva de capacidade, por meio da identificação e valoração dos sinais econômicos associados aos benefícios sistêmicos e locacionais dos empreendimentos, de modo a subsidiar a operacionalização do art. 3º, §2º, do Decreto nº 10.707/2021.

Os objetivos específicos são:

- Caracterizar os mecanismos de remuneração aplicáveis às tecnologias de armazenamento de energia, com base em benchmarks internacionais e considerando as especificidades institucionais, regulatórias e de mercado do setor elétrico brasileiro.
- Analisar, por meio de estudo de caso, a limitação da arbitragem de preços como fonte de receita para empreendimentos de armazenamento no atual desenho de mercado.
- Investigar os principais serviços ancilares que podem ser prestados por tecnologias de armazenamento, avaliando o grau de maturidade do mercado brasileiro e o estágio das discussões regulatórias em curso sobre o tema.

- Avaliar o desenho e os resultados dos leilões de capacidade atualmente realizados, examinando seu potencial como instrumento de indução à inserção de tecnologias de armazenamento no Brasil.
- Analisar as diretrizes específicas do Leilão de Reserva de Capacidade de Armazenamento de 2025 (LRCAP Armazenamento 2025).
- Evidenciar a insuficiência dos mecanismos locais atualmente utilizados nos leilões, em relação à sinalização adequada dos benefícios sistêmicos proporcionados por tecnologias de armazenamento em pontos estratégicos da rede.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em sete capítulos. O Capítulo 1 apresenta a introdução, incluindo o contexto, os objetivos e a justificativa do estudo. O Capítulo 2 realiza a revisão bibliográfica, abordando os principais conceitos relacionados às tecnologias de armazenamento de energia (ESDs), com ênfase em armazenamento eletroquímico e usinas hidrelétricas reversíveis, bem como aspectos técnicos relacionados aos serviços ancilares. O Capítulo 3 traz uma perspectiva econômica e regulatória para a inserção dessas tecnologias no Brasil, estabelecendo comparações internacionais e explorando métodos de remuneração, seja via leilões ou via mercado, como a arbitragem de preços. O Capítulo 4 descreve a metodologia do estudo, que busca quantificar a lacuna de viabilidade econômica e o “Missing Money” dessas tecnologias no Brasil, utilizando dois sistemas de armazenamento de referência. O Capítulo 5 apresenta os resultados e discussões em três grandes frentes de remuneração: arbitragem de preços, serviços ancilares e leilões de capacidade. O Capítulo 6 propõe um mecanismo locacional para futuros leilões de capacidade no Brasil, com o objetivo de maximizar os benefícios sistêmicos dessas tecnologias, seja por meio de um nível altamente detalhado de barramento ou por um nível estadual de demanda a ser definido pelo poder concedente. Por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões principais do estudo. O Apêndice A apresenta a contribuição na Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia nº 202 de 10/11/2025, referente a Portaria de Diretrizes e Sistemática do LRCAP de 2026 – Armazenamento, caracterizada como o produto oriundo desta dissertação, classificado como “Norma ou Marco regulatório”, no subtipo “Estudos apresentados em audiência pública”, e o Apêndice B o comprovante de submissão da contribuição.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Principais Tecnologias de Armazenamento de Energia (ESDs)

De acordo com Kebede et al. (2022), os dispositivos de armazenamento de energia (ESDs) podem ser usados em aplicações estacionárias em todos os níveis da rede, incluindo geração, transmissão e distribuição, além de atender clientes industriais e comerciais locais. A classificação das tecnologias de armazenamento está disposta na Figura 2.1.

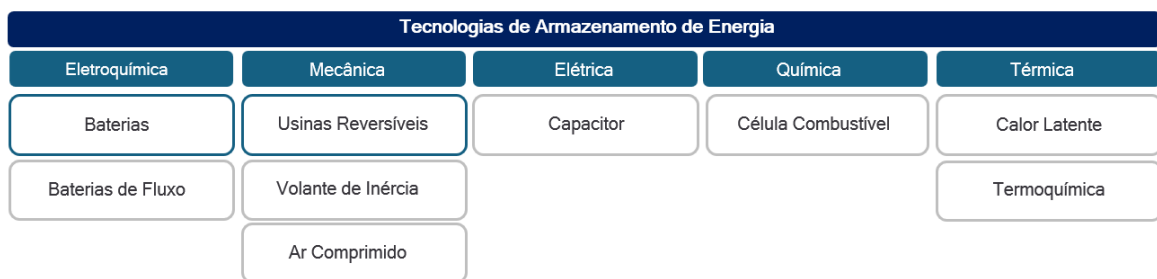


Figura 2.1 - Classificação das Tecnologias de Armazenamento. Fonte: Adaptado de Kebede et al. (2022)

Dentre os diversos tipos de ESDs, o armazenamento eletroquímico de energia inclui:

- Íon-lítio (Li-ion)
- Chumbo-ácido (Pb-Acid)
- Níquel-hidreto metálico (Ni-MH)
- Sódio-enxofre (Na-S)
- Níquel-cádmio (Ni-Cd)
- Cloreto de sódio e níquel (NaNiCl₂)
- Armazenamento de energia em bateria de fluxo (FBES), incluindo baterias de fluxo de brometo de polissulfeto (PSB)
 - Baterias de fluxo redox de vanádio (VRFB)
 - Baterias de fluxo de bromo-zinco (Zn-Br).

Capacitores, armazenamento magnético supercondutor de energia (SMES) e armazenamento de energia em supercapacitores (SCES) são categorizados como ESDs elétricos.

Por outro lado, o armazenamento térmico sensível (STES), o armazenamento de materiais de mudança de fase latente (PCM) e o armazenamento termodinâmico (TCS) são classificados como dispositivos de armazenamento térmico.

O armazenamento de energia em volante de inércia (FES), o armazenamento de energia em ar comprimido (CAES) e as usinas hidrelétricas reversíveis estão entre os dispositivos de armazenamento mecânico mais comuns.

A ênfase desta dissertação será nas tecnologias de armazenamento eletroquímico e usinas hidrelétricas reversíveis. O motivo da escolha destas tecnologias é que a Consulta Pública nº 176/2024 estabeleceu que o próximo leilão de reserva de capacidade para fontes de armazenamento será exclusivo para armazenamento eletroquímico e, conforme apontado por Cardozo (2025), o governo trabalha para incluir hidrelétricas reversíveis em futuros leilões.

2.1.1 Armazenamento Eletroquímico

Entre as fontes eletroquímicas mais utilizadas, as baterias de íon-lítio (Li-ion) têm ganhado significativo destaque em instalações de armazenamento.

Isso se deve à rápida e contínua integração das baterias de Li-ion em diferentes níveis do mercado de energia, desde dispositivos pessoais até eletromobilidade e armazenamento industrial. Essa ampla adoção também levou a uma redução de mais de 85% no preço dos pacotes de baterias de Li-ion na última década. (KEBEDE et al., 2022)

De acordo com Olabi et al. (2022), as baterias de íon-lítio (Li-ion) são baterias sofisticadas, inicialmente produzidas pela Sony no início da década de 1990 para uso em dispositivos eletrônicos portáteis.

Os benefícios das baterias de íon-lítio em relação a outros tipos incluem maior densidade de energia, alta eficiência, longa vida útil em ciclos e conseqüentemente menor impacto ambiental, uma vez que sua maior densidade diminui a quantidade de matéria prima necessária, sua alta eficiência diminui o desperdício de energia e sua longa vida útil diminui preocupações a respeito de descarte e reciclabilidade. Além disso, as baterias de Li-ion são consideradas adequadas para aplicações automotivas.

O rápido crescimento dos veículos elétricos (EVs) e dos veículos híbridos plug-in (PHEVs) impulsionou avanços significativos nas baterias de Li-ion, que agora se destacam como uma base tecnológica sólida e um alicerce comercial para aplicações de armazenamento de energia.

Kebede et al. (2022) defende que apesar de serem um dos meios de armazenamento mais preferidos, é amplamente reconhecido que a transição para uma rede descarbonizada exige mais do que uma única tecnologia de armazenamento de energia.

As baterias de chumbo-ácido (Pb-Acid) são caracterizadas por eficiência moderada em ciclos de carga e descarga e baixo custo. As baterias de sódio-enxofre (NaS) possuem uma grande densidade específica de energia, o que as diferencia de outros dispositivos de armazenamento. As baterias de níquel-hidreto metálico (Ni-MH) estavam entre as mais populares no setor de transporte, sendo usadas em veículos híbridos plug-in (PHEV) e veículos híbridos elétricos (HEV). Contudo, atualmente, as baterias de Li-ion dominam o setor de transporte devido às suas características de alta densidade de potência e energia.

Segundo Olabi et al. (2022), as baterias de zinco (ZB) são consideradas uma alternativa promissora às baterias de íon-lítio na era pós-lítio.

O zinco é um material abundante na crosta terrestre, encontrado nos sete continentes e amplamente produzido globalmente a um custo acessível.

Por essa razão, espera-se que as baterias recarregáveis à base de zinco (ZBRB) se tornem um dos dispositivos de armazenamento de energia mais promissores, devido às suas excelentes características, como maior capacidade específica, custo-benefício e outras vantagens.

Uma tecnologia de armazenamento inovadora com grande potencial futurista são as baterias de fluxo. Elas são projetadas para armazenamento de longo prazo em escala industrial.

As baterias de fluxo possuem dois circuitos distintos que permitem a passagem de dois eletrólitos. Esses compartimentos são separados por um separador microporoso, frequentemente referido como membrana eletrolítica condutora de íons. Durante a descarga, ocorre oxidação no eletrodo anódico, enquanto a redução acontece no cátodo. O processo se inverte quando a célula está carregando.

As aplicações das baterias de fluxo são vastas, oferecendo soluções para diversas demandas de armazenamento de energia.

A Tabela 2.1 fornece as principais características operacionais das diferentes tecnologias de armazenamento eletroquímico.

Tabela 2.1 - Características de faixa de potência, densidade, descarga e tempo de resposta de diferentes dispositivos de armazenamento de energia. Fonte: Kebede et al. (2022)

Tipo de Armazenamento	Energia Específica (Wh/kg)	Potência Específica (W/kg)	Eficiência (%)	Vida Útil (anos)	Taxa de Autodescarga Diária (%)
Sódio-enxofre	100-240	150-230	70-90	5-20	0,1 – 20,0
Cloreto de sódio e níquel	100-120	150-200	85-92,5	8-14	11,9 – 15,0

Chumbo-ácido	15-50	25-415	65-90	5-15	0,1 – 0,6
Íon-lítio	75-207	80-370	78-98	5-20	0,1 – 0,3
Níquel-cádmio	50-80	100-300	60-90	5-20	0,0 – 0,6
Níquel-hidreto	43-90	177-600	50-80	3-15	0,0 – 0,8
Vanádio redox (VRFB)	10-35	80-150	60-85	5-15	0,0 – 0,2
Baterias de fluxo	10-29	1,31	60-83	10-15	0,0%
Bromo-zinco	20-50	90-110	60-85	5-10	0,0 – 0,2

A energia específica (Wh/kg) refere-se à quantidade de energia que uma bateria pode armazenar por unidade de massa, sendo um indicador crucial para aplicações que exigem leveza e autonomia, como em veículos elétricos e dispositivos portáteis.

A potência específica (W/kg) é um parâmetro similar, enquanto a energia específica mede quanto de energia total a bateria pode armazenar por unidade de massa, a potência específica mede a rapidez com que a bateria pode fornecer energia por unidade de massa. Está relacionada à capacidade de entrega instantânea de energia.

Eficiência (%) representa a razão entre a energia fornecida pela bateria e a energia que foi utilizada para carregá-la, refletindo o quanto do processo de carga e descarga é aproveitado sem perdas térmicas ou resistivas.

A vida útil (anos) indica o tempo estimado em que a bateria mantém um desempenho aceitável antes de sofrer degradação significativa, dependendo de fatores como ciclos de carga, temperatura e profundidade de descarga.

Por fim, a taxa de autodescarga diária (%) refere-se à porcentagem de energia que a bateria perde naturalmente, mesmo quando não está em uso, influenciada pelo tipo de tecnologia, temperatura e estado de carga.

Esses parâmetros são fundamentais na escolha da bateria mais adequada para cada aplicação, equilibrando desempenho, durabilidade e eficiência energética.

2.1.2 Usinas Hidrelétricas Reversíveis

As hidrelétricas reversíveis são sistemas que permitem o armazenamento de energia na forma de água em reservatórios elevados. Durante períodos de baixa demanda, a energia elétrica é usada para bombear água para um reservatório superior. Quando a demanda aumenta, a água é liberada de volta para o reservatório inferior, passando por turbinas para gerar eletricidade.

Esse processo pode ser repetido várias vezes, proporcionando flexibilidade e estabilidade à rede elétrica.

Segundo a EPE (2021a), embora as primeiras UHR tenham sido implantadas entre as décadas de 1890 e 1900, seu crescimento mais significativo ocorreu a partir da década de 1970, quando a crise do petróleo impulsionou o desenvolvimento da geração nuclear em países como o Japão, Estados Unidos e França, como forma de aumentar a resiliência de seus setores elétricos frente às variações dos preços dos combustíveis fósseis e derivados.

Hunt et al. (2018) define que as usinas reversíveis foram utilizadas principalmente para armazenar o excesso inflexível de geração térmica (carvão, nuclear) durante a noite, para gerar eletricidade durante as horas de pico, quando ela é mais valiosa. Embora as perdas de eficiência nos processos de bombeamento, armazenamento e geração sejam da ordem de 15-30%, ou seja, uma usina reversível realmente utiliza mais eletricidade do que produz, isso ainda é frequentemente uma maneira econômica de fornecer capacidade de geração de pico responsiva, que muitas vezes seria fornecida por turbinas a gás de combustão caras.

Nesse contexto, a geração nuclear somada a outras fontes inflexíveis, como as termelétricas a carvão, tornou favorável a implantação das usinas hidrelétricas reversíveis, para acrescentar ao sistema a capacidade de atendimento à ponta, além de possibilitar a realização de serviços ancilares, como o controle de frequência e o autorrestabelecimento.

Conforme Hunt et al. (2020) demonstra, um equilíbrio confiável entre oferta e demanda de energia enfrenta mais desafios com a integração de fontes de energia renovável intermitentes, como vento e solar. Isso tem levado a uma crescente demanda por opções de flexibilidade, como as hidrelétricas reversíveis que tem ganhado um novo impulso de desenvolvimento. Essas fontes de energia variáveis apresentam variações horárias, diárias e sazonais, o que exige tecnologias de backup e balanceamento para manter um fornecimento seguro.

Machado et al. (2017) aponta que as usinas reversíveis têm a vantagem de serem, em essência, usinas hidrelétricas, o que aprimora sua flexibilidade na operação e os benefícios para a rede elétrica, como fornecer serviços ancilares. Como uma tecnologia bem desenvolvida e madura, essa aplicação se beneficia de custos mais baixos, fabricantes experientes e diversas referências implementadas, particularmente na Europa, América do Norte, China e Japão, principalmente para ajudar a geração de carga base, como a geração nuclear e a carvão, a seguir a curva de carga.

Segundo GESEL (2020), a principal diferença entre as UHE convencionais e as usinas reversíveis está nos comprimentos mais longos de tubos e condutos forçados em usinas reversíveis, o que pode trazer a necessidade uma chaminé de equilíbrio para atenuar variações

de pressão nos turbos. Ademais, transientes hidráulicos que surgem ao trocar o modo de operação turbina-bomba fazem surgir a necessidade de paredes mais espessas para suportá-los. Em relação ao tamanho de armazenamento, as usinas reversíveis tendem a ter menor necessidade de área alagada.

Conforme Hunt et al. (2020) demonstra, as usinas reversíveis podem ser divididas de acordo com o tamanho de armazenamento:

As usinas reversíveis de base horária são utilizadas principalmente para fornecer serviços ancilares, como balanceamento de frequência, remoção de harmônicos na rede e fornecimento de energia de backup em caso de distúrbios no fornecimento. Podem funcionar no modo de curto-circuito e podem realizar mais de 100 reversões por dia. Um exemplo de tal usina é a Kops II, na Áustria, representada na Figura 2.2

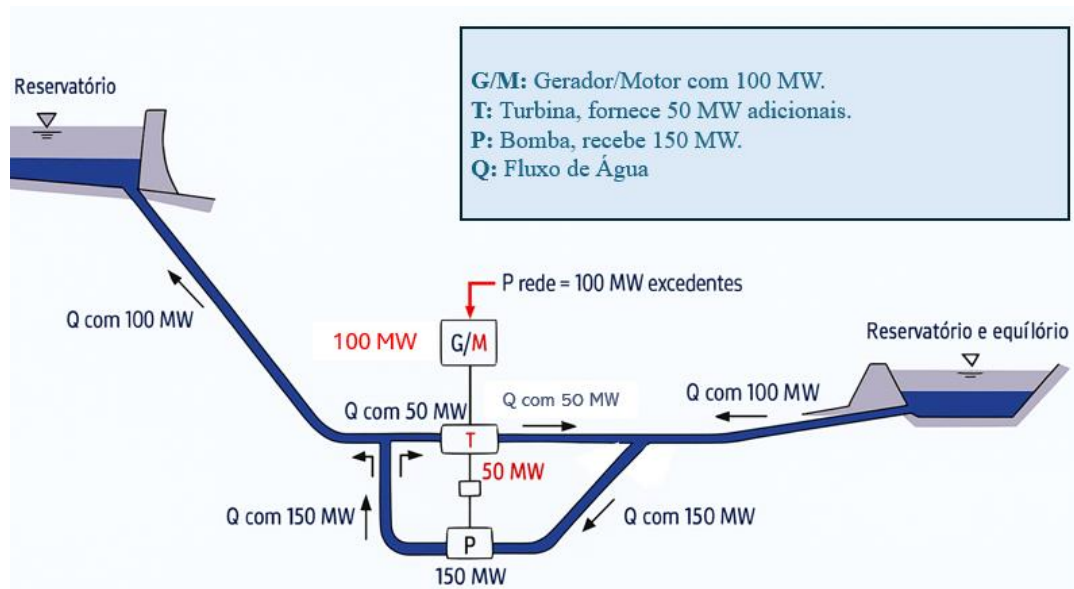


Figura 2.2 - Exemplo de curto-circuito hidráulico na usina de Kops II. Fonte: Adaptado de Perez Diaz et al. (2014)

As usinas reversíveis de base diária geralmente são construídas para arbitragem de preços de energia entre o dia e a noite. Este tipo de armazenamento é a aplicação mais frequente hoje em dia. Um exemplo de DPHS é a Goldisthal, na Alemanha.

As usinas reversíveis sazonais podem desempenhar um papel semelhante ao das usinas de reservatórios convencionais, armazenando grandes quantidades de água e energia por longos períodos.

Uma das vantagens das usinas reversíveis sazonais é que o reservatório superior pode variar consideravelmente em profundidade, de 60 até aproximadamente 150 metros. Esses arranjos se tornaram viáveis com o desenvolvimento de bombas/turbinas de velocidade variável, pois permitem maior variação na altura de bombeamento/geração. Atualmente, a usina reversível sazonal com a maior variação de altura é a Limberg II, na Áustria, com 164 metros. Isso reduz consideravelmente a

quantidade de área alagada necessária para armazenar a mesma quantidade de água e energia. (HUNT et al., 2018).

Conforme GESEL (2020) demonstra, as bombas/turbinas de velocidade variável possuem uma série de vantagens:

- Em modo turbina, um aumento da amplitude do ponto ótimo de geração com melhor eficiência, especialmente operando em cargas parciais;
- Em modo bomba, a possibilidade de variar a potência consumida para uma mesma queda;
- Contribui para a estabilidade da rede devido à alta inércia das massas rotativas e pela injeção de potência ativa e reativa.
- Podem partir mais rapidamente porque não é necessária uma velocidade de rotação fixa para sua sincronização, ao atingir em tomo de 95% da velocidade síncrona o conversor de frequência regula seus parâmetros e libera a máquina para sincronização;

Porém, segundo Brandão, Castro e Hunt (2021), o uso de bombas/turbinas de velocidade variável em conjunto com geradores-motores síncronos não é economicamente viável para potências superiores a 80-100 MW. Nestes casos, deve-se optar por máquinas de indução de rotor bobinado com dupla alimentação (Double Fed Induction Machines – DFIMs) e excitação em corrente alternada (AC). Essas unidades requerem mais espaço físico no piso da casa de força e uma maior altura, de modo a permitir maior folga para o rotor, se comparadas às unidades de rotação fixa.

No entanto, nem sempre esse espaço está disponível nas centrais subterrâneas existentes. Além disso, os rotores das máquinas do tipo DFIM são até 30% mais pesados do que os rotores das máquinas síncronas utilizadas com turbobombas de velocidade fixa. Logo, as estruturas civis existentes precisam ser capazes de suportar as maiores tensões associadas à operação das unidades com velocidades variáveis.

Conforme Brandão, Castro e Hunt (2021) definem, são três os conjuntos entre máquinas hidráulicas e máquinas elétricas utilizados atualmente.

No conjunto quaternário, as unidades de geração e bombeamento são completamente separadas. Assim, as casas de força, as máquinas elétrica e hidráulica e os condutos são separados para os sistemas de bombeamento e geração.

Este sistema apresenta a vantagem de ter as máquinas hidráulicas dimensionadas especificamente para as operações de turbinamento e bombeamento, trazendo ganhos de eficiência na operação.

O conjunto quaternário é o arranjo entre máquinas hidráulicas e máquinas elétricas com resposta mais rápida para UHRs proverem serviços ancilares. As bombas e turbinas são conectadas em curto-circuito hidráulico, o que permite que a instalação bombeie e gere ao mesmo tempo e alterne, rapidamente, do bombeamento para a geração e vice-versa (incluindo partida a frio). Um exemplo deste conjunto está na Figura 2.3.



Figura 2.3 - Exemplo de UHR com conjunto quaternário. Fonte: Adaptado de Brandão, Castro e Hunt (2021)

O conjunto ternário utiliza um gerador/motor síncrono, uma turbina e uma bomba em um único eixo, operados em um único sentido de rotação.

Devido ao sentido de rotação ser o mesmo nos modos de bombeamento e geração, o tempo para mudar de um modo para outro é mais rápido do que ocorre em uma turbobomba.

As turbinas nos conjuntos ternários podem ser do tipo Pelton ou Francis e podem, também, ter um conversor de torque hidráulico acoplado à bomba e ao gerador/motor. Uma embreagem permite que a bomba seja conectada e desconectada rapidamente. Um exemplo deste conjunto está na Figura 2.4.

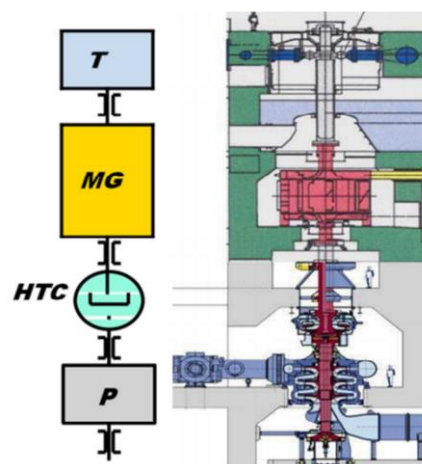


Figura 2.4 - Exemplo de UHR com conjunto ternário. Fonte: Brandão, Castro e Hunt (2021)

O conjunto binário é o esquema mais utilizado nas UHRs, por ser o mais barato para ser construído. Neste conjunto, a maioria das UHRs possui uma turbobomba de único estágio acoplada a um motor-gerador síncrono conectado à rede elétrica. O conjunto gira em um sentido ao fornecer energia para a rede e no sentido oposto ao consumir energia da rede. Um exemplo deste conjunto está na Figura 2.5.

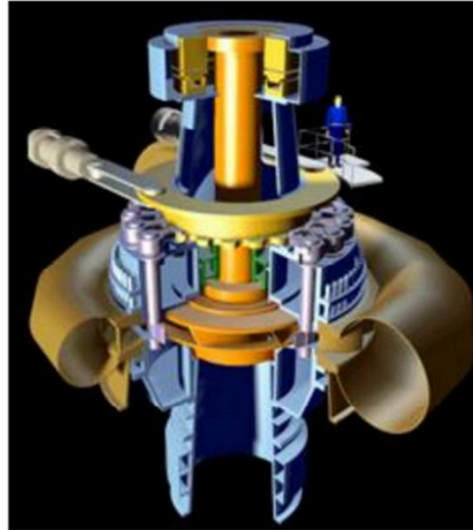


Figura 2.5 - Exemplo de UHR com conjunto binário. Fonte: Perez Diaz et al. (2014)

Madureira et al. (2023) apresenta uma concepção adotada em usinas reversíveis que apresenta possibilidade de aplicação em usinas hidrelétricas existentes, sem a necessidade de construção de novos reservatórios, que é o arranjo de curto-circuito hidráulico. Nesta concepção Turbinas e bombas operam simultaneamente na casa de força, com adequado controle do fluxo de potência ativa e reativa da instalação, além de melhor controle de nível jusante.

Em seu estudo, é elaborada uma proposta de conversão de parte das turbinas existentes na UHE Tucuruí para Turbina Bomba Reversível, dado que as acentuadas oscilações de potência ativa diárias, observadas na operação da usina, tem elevado consideravelmente o nível de danos eletromecânicos dos ativos de geração, principalmente devido a elevação do stress dos equipamentos eletromecânicos e conseqüentemente a redução de suas vidas úteis. Do ponto de vista ambiental, as intensas variações de potência que resultam em aumento da frequência de partidas e paradas das unidades geradoras, levam a intensas oscilações das vazões turbinadas e em conseqüência à variação de nível da calha jusante do rio Tocantins. Isso afeta sobremaneira a reprodução de peixes, além dos ciclos de partida e parada aumentarem consideravelmente o risco de morte de grandes cardumes.

Para o caso da UHE Tucuruí, esse modelo operacional apresenta uma aplicação viável com perspectivas de redução da frequência de partidas e paradas. As bombas poderiam ser

utilizadas para gerar potência reativa necessária para impedir o desligamento das unidades geradoras em operação, nos horários fora de ponta.

Do ponto de vista construtivo, o canal de jusante da UHE Tucuruí poderia ser considerado um reservatório, desde que a condição de nível de jusante mínimo seja garantida. Ou seja, a vazão líquida total computando as vazões turbinada, bombeada e vertida seja sempre positiva, mesmo durante as operações de bombeamento.

Isto é uma particular oportunidade para o Brasil, pois o franco crescimento das fontes renováveis de elevada intermitência (eólica e fotovoltaica) tem pressionado a operação de usinas hidrelétricas de acumulação, para atendimento aos horários de ponta de carga e como reserva girante. O parque de geração hidrelétrica, em sua grande maioria com instalações com mais de 40 anos, não foi projetado para este fim operativo. Os efeitos de danos acumulados têm sido observados em consequência da alta frequência de partidas e paradas de grandes unidades geradoras. Ademais, uma série de unidades geradoras encontram-se com vida útil ultrapassada e deverão necessariamente passar por completo processo de modernização.

Segundo Brandão, Castro e Hunt (2021), este tipo de operação é a única alternativa à rotação variável para controlar a frequência da rede durante uma "operação de consumo de energia". Ao se falar de curto-circuito hidráulico, propositalmente se adota o termo "operação de consumo de energia", porque, neste tipo de operação, não ocorre somente o bombeamento, mas sim o simultâneo ao turbinamento.

As UHRs que funcionam com sistemas ternários ou quaternários podem operar em curto-circuito hidráulico. Teoricamente, a operação em curto-circuito hidráulico também pode ser realizada em UHRs com sistemas binários, desde que tenham, pelo menos, dois conjuntos de turbinas reversíveis. Neste caso, o curto-circuito hidráulico pode ser executado com uma máquina operando como turbina e outra como bomba.

2.2 Serviços Ancilares e Flexibilidade

Segundo a EPE (2021b), a onda de reestruturação que atingiu diversos mercados de energia elétrica pelo mundo, a partir da década de 1990, trouxe também maior complexidade para a regulação dos serviços ancilares, antes planejados e realizados por empresas verticalizadas, detentoras dos ativos de geração, transmissão e distribuição, também responsáveis pelos investimentos e operação dos seus respectivos sistemas.

A finalidade sistêmica, muitas vezes conflitante com os objetivos individuais dos agentes relacionados a geração e transmissão de energia, fez com que cada país ou mercado

adotasse uma estratégia distinta para garantir o provimento dos serviços ancilares, quanto a forma de contratação, remuneração e de planejamento e operação.

No caso do Brasil, a regulamentação dos serviços ancilares é, predominantemente, de carácter mandatário e com remuneração baseada em custos, voltada ao aproveitamento dos ativos obtidos com a expansão do sistema por critérios energéticos.

Além disso, nos casos em que a competição se dá pela remuneração, a receita proveniente tem baixa representatividade, em especial quando comparada com a receita usualmente obtida com a comercialização da garantia física de energia.

Com a participação cada vez maior das fontes de geração variável e não-controlável e de limitada previsibilidade, em especial eólica e fotovoltaica, inclusive de forma distribuída, e as dificuldades em se construir novas usinas hidrelétricas, sobretudo com capacidade de regularização, a forma de operar o sistema tem mudado significativamente, trazendo novos desafios.

2.1.3 Inércia

Susanto (2021) define que a inércia é a energia cinética armazenada nas massas rotativas de geradores e motores de forma síncrona. Esta energia cinética é trocada com o sistema de potência (liberada ou absorvida) sempre que há desequilíbrios entre geração e carga (referidos como resposta inercial). Dispositivos não síncronos conectados ao sistema por meio de inversores eletrônicos de potência (como inversores solares fotovoltaicos) têm zero inércia.

Segundo Santos et al. (2023), a inércia síncrona pode ser obtida aumentando a massa rotativa conectada ao sistema, o que inclui geradores síncronos, bombas das usinas hidrelétricas reversíveis com unidades de velocidade fixa, bem como em compensadores síncronos. De fato, as usinas hidrelétricas reversíveis com tecnologia de velocidade fixa têm uma capacidade inerente de fornecer inércia síncrona;

Segundo a EPE (2021a), nas UHR, em unidades reversíveis de rotação fixa ou grupos ternários, a resposta inercial é direta devido a energia cinética armazenada nas partes rotativas dos equipamentos enquanto as unidades com rotação variável podem fornecer resposta inercial por meio de conversores eletrônicos de potência (inércia sintética).

A EPE (2021b) aponta que além da inércia provida pelos geradores síncronos, existe o recurso de inércia sintética exigido aos geradores eólicos de forma mandatária e não remunerada. Os aerogeradores devem possuir uma ferramenta de controle que forneça potência ativa adicional de 10% da Potência Nominal (P_{nom}), por um período mínimo de 5 segundos, em eventos de subfrequência com desvios superiores a 0,2 Hz.

2.1.4 Regulação de Frequência

EPE (2021b) aponta que a estabilidade de frequência, em sistemas elétricos, está associada ao balanço entre carga e geração, no Sistema Interligado Brasileiro (SIN), a frequência deve ser mantida dentro de uma faixa de controle admissível em torno da referência de 60Hz.

A ocorrência de eventos, de natureza diversa, pode afetar o equilíbrio entre carga e geração, provocando desvios da frequência em relação a referência. Nessa situação, a atuação de mecanismos de controle de frequência é fundamental para a garantia da estabilidade e desempenho satisfatório do sistema.

Historicamente, o controle de frequência no SIN tem sido desempenhado, majoritariamente, por máquinas rotativas sincronizadas a rede, as quais têm a capacidade de armazenamento de energia cinética em sua massa girante e possibilidade de controle da potência produzida.

O controle de frequência no SIN é desempenhado por dois mecanismos, o Controle Primário de Frequência e o Controle Secundário de Frequência, que operam de forma sequencial e complementar após a ocorrência de eventos que provoquem desbalanço entre carga e geração e que, para fins regulatórios, são reconhecidos como serviços ancilares. O esquemático do controle de frequência no SIN está exemplificado na Figura 2.6.

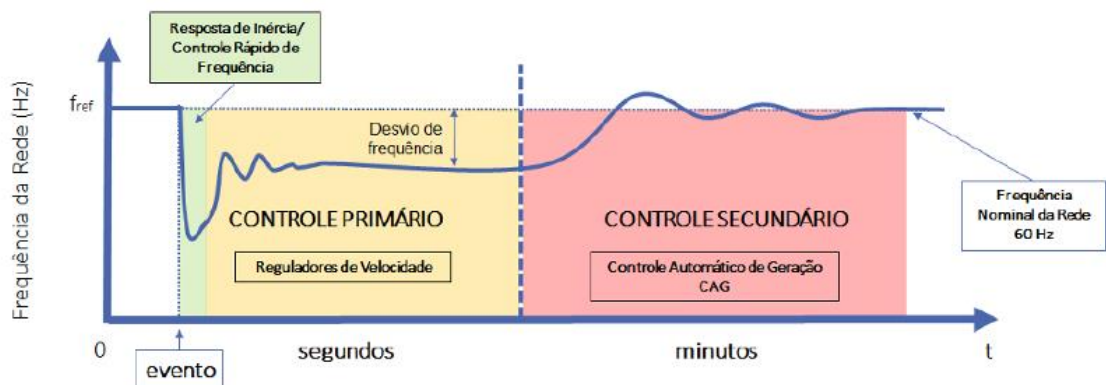


Figura 2.6 - Regulação de Frequência no SIN. Fonte: EPE (2021b)

O Controle Primário de Frequência pode ser definido como o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, para limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração.

No SIN, todas as unidades geradoras do tipo hidráulica ou térmica, que contam com regulador automático de velocidade, participam desse mecanismo de controle, de forma distribuída, mandatória e não remunerada.

O Controle Secundário de Frequência pode ser definido como o controle realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração – CAG, destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas.

No SIN, historicamente, apenas unidades geradoras do tipo hidráulica, que contam com regulador automático de velocidade e reservatórios de regularização participam desse mecanismo de controle.

Para permitir a correta atuação do Controle de Frequência, é necessária a alocação de Reserva de Potência Operativa (RPO) nas máquinas que participam do CAG, de modo que estas possam elevar ou reduzir sua geração, de forma rápida, a fim de compensar desequilíbrios entre carga e geração e restaurar a frequência do sistema após a ocorrência de eventos de natureza diversa.

Como, atualmente, as UHE (especialmente as com reservatórios de regularização) são as principais provedoras do serviço de RPO, a sua menor participação portfólio de geração pode levar a situações em que, mesmo que em montantes absolutos, elas ainda possuam disponibilidade suficiente para o suprir toda a necessidade do SIN, ocorra a “competição” entre o suprimento desse serviço e a própria produção de energia.

De maneira a contornar este problema, Santos et al. (2023) aponta que as UHRs podem fornecer regulação de frequência, pois podem aumentar ou diminuir a geração de energia hidrelétrica em resposta às variações na demanda ou na geração de outras fontes de energia.

Segundo Brandão, Castro e Hunt (2021), além da regulação adicional e da capacidade de acompanhamento da carga no modo de bombeamento, a turbobomba de rotação variável é mais rápida na regulação da frequência do sistema. Esta capacidade de resposta mais rápida deve-se ao fato de que, com uma turbobomba de rotação variável, a mudança no consumo é realizada por meios eletrônicos através do sistema de excitação, o que permite que a máquina acelere ou desacelere em milissegundos e injete ou absorva energia armazenada na inércia giratória da unidade.

Olabi et al. (2022) aponta que a presença de uma bateria também pode responder eficazmente a estas mudanças na frequência da rede, carregando ou descarregando, garantindo que a frequência da rede permanece dentro da faixa aceitável.

Olabi et al. (2022) ainda aponta que as baterias podem fornecer o serviço de RPO, mantida em um determinado nível de carga com o objetivo de reagir a uma perda de geração ou transmissão. O tempo de reação da bateria varia dependendo da aplicação, variando de milissegundos a minutos.

2.1.5 Regulação de Tensão

Segundo a EPE (2021b), ao contrário da frequência do sistema, que é coerente por todo um sistema interconectado, as tensões nos barramentos variam formando um perfil, que é dependente da geração e demanda local de potência reativa, assim como da topologia da rede.

O suporte de potência reativa adequado em sistemas de potência se faz necessário para manter dentro dos limites operativos as tensões de barramentos, evitando mau funcionamento e danos a componentes da rede e de consumidores. Em casos de contingências o sistema também depende do provimento adequado de suporte reativo para suportar flutuações de tensão.

Uma vez que não é desejável o transporte de potência reativa pela rede de transmissão, o fornecimento desse serviço deve ser distribuído em diferentes pontos, de acordo com as características de demanda local, evitando assim violações do carregamento de linhas de transmissão e transformadores e aumento das perdas elétricas.

A Nota Técnica do ONS (2023) demonstra que o operador tem sofrido com o esgotamento de recursos disponíveis para o controle do perfil de tensão no sistema de transmissão ou uma dificuldade de sua utilização integral. Como consequência, vem utilizando, no limite, o desligamento de circuitos de transmissão para manter o perfil de tensão dentro das faixas estabelecidas para operação. O Operador destaca que essa não é a solução desejada, visto que a manobra de abertura de Linhas de Transmissão (LTs) é recomendada somente em último caso. Entre as principais causas para o aumento no número de abertura de linhas de LTs para controle de tensão estava a influência direta da expressiva ampliação da micro e minigeração distribuída (MMGD).

No dia 15 de agosto de 2023 às 8h30 uma ocorrência no Sistema Interligado Nacional (SIN) causou a interrupção de cerca de 24 GW, do total de 73 GW que estavam sendo atendidos no momento, representando aproximadamente 33% da carga total daquela hora. Na sequência, o evento também provocou a abertura das interligações do Nordeste com separação elétrica das regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste, afetando 25 estados e o Distrito Federal. Apesar de a falha na proteção com a abertura da LT ter sido o “marco zero”, a principal causa raiz identificada no evento foi a performance dos equipamentos de controle de tensão em campo de diversos parques eólicos e fotovoltaicos.

Segundo a EPE (2021a), de forma similar às usinas hidrelétricas convencionais, as UHR podem realizar o controle de potência reativa na rede, auxiliando o controle de tensão em diferentes pontos da rede de transmissão.

Em algumas máquinas reversíveis, um sistema de ar comprimido para rebaixamento de nível no rotor é necessário para a partida no modo de bombeamento, permitindo também o uso das máquinas como compensadores síncronos, de forma similar a algumas usinas hidrelétricas convencionais que também prestam esse serviço.

Olabi et al. (2022) aponta que uma bateria pode compensar esta potência reativa, assegurando ao mesmo tempo que a tensão é restaurada e mantida dentro da faixa ideal, garantindo assim a estabilidade do sistema.

As unidades de armazenamento de energia da bateria podem servir como suporte de tensão, agindo como fontes de energia reativa dinâmicas. Eles podem injetar e absorver energia reativa na rede de distribuição e transmissão. A capacidade do algoritmo da unidade de controle de reagir rapidamente às mudanças de tensão os torna ideais para essa finalidade. Além disso, a operação em quatro quadrantes dos sistemas conversores de energia garante que os sistemas de armazenamento de energia da bateria possam controlar constantemente a potência reativa, quase que independentemente da energia armazenada.

EPE (2021a) aponta que dado a abrangência dos benefícios que podem ser fornecidos pelos sistemas de armazenamento ao sistema dificulta o enquadramento destes empreendimentos como ativos puramente de geração ou de transmissão, resultando em maior complexidade para a inserção destes sistemas nos arcabouços regulatórios existentes, cuja criação, após a desverticalização das empresas de energia, buscou separar os ambientes competitivo (geração) e o regulado (transmissão) para inibir possíveis distorções competitivas.

Assim, a forma como os custos de investimento são recuperados passa a depender da maneira como são classificadas do ponto de vista regulatório, como ativos de geração (investimento recuperado no mercado competitivo) ou de transmissão (investimento recuperado pelo modelo de custo por serviço ou receita permitida), o que constitui um desafio para os sistemas de armazenamento em geral, uma vez que possuem características de ambos os ambientes.

3. Caminhos de mercado e o armazenamento de energia.

3.1 Introdução

Nos mercados internacionais, especialmente na Europa e em algumas regiões dos Estados Unidos, observa-se um avanço significativo na criação de mecanismos competitivos para a contratação e remuneração de serviços ancilares (YU HU et al., 2022; AURORA, 2025). Modelos de mercado bem estruturados, como os de *Frequency Containment Reserve* (FCR) e *Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR), possibilitam a participação ativa de diversas tecnologias — desde geradores convencionais até sistemas de baterias —, promovendo eficiência econômica e estabilidade operacional (MÜNDERLEIN et al., 2019; AHČIN et al., 2019).

No Brasil, entretanto, o cenário ainda é incipiente. A regulamentação vigente, embora reconheça a importância dos serviços ancilares, não estabelece um mercado secundário plenamente desenvolvido para sua comercialização, limitando a remuneração dos agentes e restringindo as oportunidades de investimento em soluções de armazenamento (ANEEL, 2022; ABRAGET, 2023). A ausência de mecanismos concorrenciais e de um arcabouço regulatório adequado tem dificultado a inserção de tecnologias que poderiam contribuir para a confiabilidade e a modernização do Sistema Interligado Nacional (SIN) (MME, 2022; DPOG, 2024).

O presente capítulo tem por objetivo examinar os paralelos internacionais e a regulação brasileira aplicável aos serviços ancilares, destacando as diferenças estruturais e os desafios institucionais que ainda precisam ser superados. Discute-se, também, a evolução dos leilões de reserva de capacidade e sua relação com o armazenamento de energia, bem como as perspectivas de remuneração, arbitragem de preços e sinal locacional. Por fim, são analisados os gargalos regulatórios e as tendências futuras, oferecendo subsídios para o desenvolvimento de um mercado mais robusto e atrativo, capaz de integrar o armazenamento como elemento estratégico para a transição energética no país.

3.2 Paralelos internacionais e regulação brasileira

Através dos estudos de Yu Hu et al. (2022) é notório a discrepância de maturidade do mercado de serviços ancilares no Brasil e em países do exterior. O autor demonstra que o mercado de eletricidade nos países europeus é estruturado em diversos segmentos: mercado a termo, mercado diário, mercado intradiário, mercado de serviços ancilares e liquidação de

desequilíbrios. O mercado a termo permite que os participantes negociem produtos de médio e longo prazo ou derivativos de eletricidade para mitigar riscos e incertezas do mercado diário. No entanto, a liquidez desse mercado varia significativamente entre os países, sendo mais elevada em zonas de oferta como França, Alemanha-Luxemburgo e Grã-Bretanha, enquanto em regiões como Espanha e Polônia é consideravelmente menor. O mercado diário, por sua vez, é a principal plataforma para estabelecer os compromissos de entrega de energia para as 24 horas subsequentes, sendo os preços desse mercado amplamente utilizados como referência no setor. Após o fechamento do mercado diário, os agentes podem realizar ajustes de curto prazo nos mercados intradiários, que operam por meio de leilões coletivos ou negociação contínua. Para viabilizar a integração dos mercados intradiários nacionais, foi implementado o projeto Cross-Border Intraday (XBID), atualmente envolvendo 14 países europeus, incluindo Portugal e Espanha. Além disso, o mercado de serviços ancilares permite que geradores, consumidores e sistemas de armazenamento ofertem serviços de apoio ao operador do sistema em troca de remuneração. Por fim, no processo de liquidação de desequilíbrios, os agentes responsáveis pelo balanço energético, como produtores e consumidores de eletricidade, são financeiramente responsáveis por eventuais desvios em seus portfólios.

O autor ainda define que na Europa, os serviços ancilares para controle de frequência são estruturados em diferentes níveis para garantir a estabilidade do sistema elétrico. Esses níveis incluem a Reserva de Contenção de Frequência, a Reserva de Restauração Automática de Frequência, a Reserva de Restauração Manual de Frequência e as Reservas de Substituição. As definições são bem semelhantes as aplicadas no Brasil.

Yu Hu et al. (2022) demonstra que diferentemente do mercado diário, atualmente não existe um modelo de mercado unificado para os serviços de suporte à frequência entre os países europeus. No caso do serviço de Reserva de Contenção de Frequência (FCR), também conhecido como reserva primária, a estrutura de remuneração varia em termos de pagamentos pela capacidade, pagamentos pela energia e métodos de precificação de mercado. Além disso, os requisitos técnicos, como a banda de frequência e o tempo de resposta, também diferem entre os diferentes países. Um panorama dos serviços ancilares de frequência nos principais mercados europeus é fornecido na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Requisitos Técnicos e Financeiros de Serviços Ancilares de Frequência nos mercados europeus.
 Fonte: Yu Hu et al. (2022)

Zona de Leilão	Nome do Produto	Pagamento de Capacidade	Método de Pagamento
Espanha (ES)	Regulação Primária	Nenhum	Não remunerável
Itália (IT)	Regulação Primária	Nenhum	Não remunerável
França (FR)	FCR	Sim	Preço marginal
Alemanha (DE-LU)	FCR	Sim	Preço marginal
Reino Unido (GB)	Resposta Firme de Frequência (FFR)	Sim	“Pay-as-bid” por leilões mensais
Dinamarca (DK1)	FCR	Sim	Preço marginal
Dinamarca (DK2)	FCR-D	Sim	“Pay-as-bid”
Noruega (NO1-NO5)	FCR-N	Sim	“Pay-as-bid”
Noruega (NO1-NO5)	FCR-D	Sim	“Pay-as-bid”

No Brasil não há mercado secundário de serviços ancilares, porém alguns deles permitem a recuperação de alguns custos pelo gerador através da celebração de um Contrato de Prestação de Serviço Ancilar - CPSA. Um panorama da remuneração dos serviços ancilares no Brasil é fornecido na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Tipos de Serviço Ancilar no Brasil. Fonte: O autor, adaptado da REN 1030/2022.

Tipo de serviço ancilar	Celebração de CPSA	Custos a serem recuperados pelo gerador		
		Custos fixos	Custos variáveis	
			O&M	Perdas adic.
Controle primário de frequência	Não	Não	Não	Não
Controle secundário de frequência (CAG)	Sim	Sim	Sim	Não
Despacho para manutenção da RPO	Sim	Sim	Sim	Não
Suporte de Potência Reativa	Não	Não	Não	Não
Compensador Síncrono	Sim	Sim	Sim	Sim
Autorrestabelecimento	Sim	Sim	Sim	Não

Para o serviço de controle secundário de frequência (CAG) a remuneração é fixa anual, com possibilidade de redução da receita em função da qualidade do serviço (não aprovação em teste anual). Os serviços de autorrestabelecimento seguem a mesma lógica.

O despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa é exclusivo para usinas termelétricas e surgiu como uma alternativa para períodos de crise hídrica onde não há disponibilidade hidráulica para manutenção da reserva operativa. A reserva operativa é definida no RO-GC.BR.05 dos Procedimentos de Rede como somatório das folgas de potência nas usinas pré-selecionadas pelo ONS, que possuem grande capacidade de geração e com despachabilidade aderente aos tempos de variações elétricas e energéticas em tempo real para atendimento à ponta de carga, devendo ser maior que 5% da carga de referência do SIN.

Já o suporte de Reativos como Compensador Síncrono é uma remuneração por Mvarh gerado/absorvido utilizando o preço de referência da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA, a ser estabelecida em resolução homologatória específica, visando recuperar os custos adicionais de operação e manutenção.

Os demais serviços ancilares não são passíveis de remuneração, conforme definido na REN 1030/2022.

Art. 26. O controle primário de frequência deverá ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, sem ônus para os demais agentes e consumidores.”

“Art. 30. O suporte de reativos deverá ser provido por todas as unidades geradoras que estejam fornecendo potência ativa, sempre que solicitado pelo ONS, sem ônus para os demais agentes e consumidores. (REN 1030/2022)

Os tipos de tecnologia aptos a prestar determinado serviço ancilar variam.

A prestação do serviço ancilar de Suporte de Potência Reativa – UG como Compensador Síncrono era exclusivo para usinas hidrelétricas, mas passou por modificação na última atualização da resolução com objetivo de incentivar a neutralidade tecnológica e este pode ser prestado por qualquer fonte desde então, desde que operacionalmente possível e atenda aos requisitos estabelecidos pelo ONS para a prestação do serviço.

O suporte de reativos é tema prioritário definido na Nota Técnica Nº 032 /2023-SRG/ANEEL. Para embasar a prioridade a ser conferida ao suporte de reativos, o ONS aponta que diversos fatores têm resultado no esgotamento dos recursos disponíveis para o controle do perfil de tensão no sistema de transmissão como, por exemplo:

- Poucas unidades geradoras sincronizadas no SIN (período seco e/ou de carga leve-mínima);
- Variabilidade no carregamento no sistema de transmissão inserida pelas fontes intermitentes e MMGD;
- Violação do fator de potência nas instalações de fronteira.

Com o esgotamento dos recursos para o controle de tensão, o ONS tem utilizado, como último recurso, o desligamento de circuitos de transmissão para manter o perfil de tensão dentro das faixas estabelecidas.

Sob essa perspectiva, além das fontes de geração, outras formas para a prestação do serviço podem ser avaliadas para se evitar o desligamento de linhas de transmissão, tais como:

- Bancos de capacitores ou reatores a serem instalados nos barramentos das subestações;
- Suporte de potência reativa proveniente de baterias;
- Suporte de potência reativa proveniente de modos especiais de operação de conversores de elos de corrente contínua (operação em Reduced Voltage Operation - RVO ou High Mvar Consumption - HMC);
- Outras soluções que possam se viabilizar.

Portanto, usinas hidrelétricas reversíveis e baterias poderiam prestar este serviço ancilar sem grande necessidade de ajustes regulatórios.

Quanto ao autorrestabelecimento, as usinas dotadas da capacidade de Autorrestabelecimento Integral são responsáveis por iniciar os corredores de recomposição fluente que permitem restabelecer as cargas prioritárias e energizar as instalações críticas na hipótese de um desligamento total do sistema (Blackout), desempenhando um papel estratégico para o SIN. Tradicionalmente, este papel é desempenhado por usinas hidrelétricas indicadas pelo ONS por possuírem a flexibilidade e robustez suficientes para suportar as solicitações deste processo. É possível que usinas termoeletricas também desempenhem este papel quando indicado pelo ONS.

No entanto, conforme demonstrado na Nota Técnica Nº 032 /2023-SRG/ANEEL, nos últimos anos, diversos casos em que foi solicitada a prestação deste serviço aos agentes tiveram como resultado na sua negativa, sob a alegação de inviabilidade técnica para a sua prestação ou devido a restrições impostas pela legislação ambiental que podem resultar em penalidades. A referida Nota Técnica ainda defende:

- Avaliar o processo e regras para os ensaios para comprovação da capacidade de Autorrestabelecimento com a finalidade de revelar a real disponibilidade do recurso e mitigar falhas em situações de crise.
- Avaliar a possibilidade de incluir as demais tecnologias como prestadoras do serviço de Autorrestabelecimento integral (usinas eólicas, fotovoltaicas, sistemas de armazenamento, etc.);
- Avaliar a criação de diferentes classes de serviços, a fim de aumentar o incentivo para a sua prestação.

Portanto, usinas hidrelétricas reversíveis e baterias, embora aptas tecnicamente a prestar este serviço, mas precisariam ainda aguardar os avanços regulatórios sobre o tema.

Quanto ao controle secundário de frequência (CAG), apenas usinas hidrelétricas com algumas características específicas podem prestar este serviço ancilar. Embora haja estudos de aprimoramento deste serviço ancilar como mecanismo de compartilhamento e mitigação do risco de geração de fontes renováveis intermitentes no âmbito da cooperação técnica entre o Brasil e Alemanha, ainda não há nenhum indicativo que sistemas de armazenamento poderão prestar este serviço ancilar no futuro.

Em mercados europeus, Munderlein et al. (2019) demonstra uma lucratividade significativa no mercado de reserva de controle de frequência (FCR) para sistemas de armazenamento. Da mesma forma, Ahčin et al. (2019) realizaram uma análise tecnoeconômica do uso de baterias no mercado de eletricidade da Noruega, concluindo que, em comparação com outros serviços, a regulação de frequência é atualmente a aplicação mais viável.

Aurora (2025) demonstra a predominância de serviços ancilares como as principais fontes de receita para baterias em diversos países, como Bélgica, França, Alemanha, Polônia e Suécia. As principais fontes de receita para baterias no mundo estão dispostas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Principais Mercados para Baterias (2025-2040). Fonte: Aurora (2025)

Região	Arbitragem de Preços	Mercados de capacidade	Serviços Ancilares	Outros serviços de balanceamento
Bélgica	●	●	●	●
Dinamarca	●	●	●	●
Finlândia	●	●	●	●
França	●	●	●	●
Alemanha	●	●	●	●
Grã-Bretanha	●	●	●	●
Grécia	●	●	●	●
Irlanda	●	●	●	●
Itália	●	●	●	●
Países Baixos	●	●	●	●
Polônia	●	●	●	●
Portugal	●	●	●	●
Espanha	●	●	●	●
Suécia	●	●	●	●

Verde: Fonte Principal de Receita / Amarelo: Fonte Secundária / Vermelho: Receita Mínima.

No entanto, isto não é uma realidade brasileira até o momento, o que justificou a abertura da Consulta Pública nº145/2022 pelo Ministério de Minas Energia com as seguintes perguntas:

1. Qual (ais) instituição(ões) deve(m) ser a(s) responsável(is) por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares?
2. Como aprimorar a integração entre o planejamento da expansão (EPE/MME) com o planejamento da operação (ONS) no que tange aos serviços ancilares?
3. Como adotar, de forma preferencial, mecanismos concorrenciais para a prestação dos serviços ancilares? E como tratar, nesse contexto, os ativos existentes que atualmente prestam

serviços ancilares de forma compulsória? Como garantir a eficiência da prestação dos serviços ancilares compulsórios?

4. Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais:

1. Como deve ser a contratação, a precificação, a remuneração e as penalidades para a prestação de serviços ancilares?

2. Como alocar os custos e riscos entre os usuários do SIN?

3. Quais ganhos de eficiência podemos esperar de mecanismos concorrenciais? Para quais serviços ancilares esses ganhos seriam mais relevantes?

5. Quais os riscos operacionais e sistêmicos para o SIN devem ser avaliados para definição de serviços ancilares compulsórios ou contratados por meios de mecanismo concorrencial?

6. Como garantir a adequada disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares, no atual desenho de mercado?

7. Considerando um cenário de contratação por requisitos de serviços ancilares, em linha com a modernização do setor elétrico, quais pontos de atenção devem ser considerados na contratação, em especial quanto à especificação dos serviços?

8. Como endereçar a contratação de atributos de flexibilidade e qual a sua interface com a prestação de serviços ancilares?

9. É factível incluir a prestação de serviços de flexibilidade também por outros agentes/recursos não previstos na regulação atual?

10. Quais seriam os serviços a serem prestados pelos demais agentes/recursos?

11. Quais serviços ancilares adicionais aos atualmente normatizados podem ser estabelecidos e quais agentes estariam aptos a prestá-los?

12. A remuneração de serviços de flexibilidade em mecanismos de liquidação de curto prazo seria factível para viabilizar novos investimentos?

ABRAGET (2023) reconhece que os atuais custos dos Serviços Ancilares no mercado brasileiro são reconhecidamente insuficientes para os agentes e afirma que as mudanças no portfólio de geração nacional com a entrada de fontes intermitentes não controláveis vão levar a regulamentação a uma revisão ampla dos serviços prestados por todos os agentes de mercado para garantir a confiabilidade sistêmica no SIN.

O autor aponta que a legislação se movimentou nesse sentido incorporando o leilão de reserva de capacidade através da Lei 14.120/21 no mercado brasileiro. O desenho de Leilão para contratação de Reserva de Capacidade na forma de Potência permite que este atributo seja atendido pelos agentes vencedores além de cumprir o requisito de flexibilidade operativa.

3.3 Leilões de Energia no Brasil

GESEL (2020) destaca a vasta experiência Brasileira na contratação de energia a partir de leilões. O modelo brasileiro adota diferentes tipos de leilões, de acordo com o propósito de contratação. São eles:

- Leilão de Energia Nova (LEN): destinados a novos empreendimentos de qualquer fonte ou tecnologia.
- Leilão Estruturante: destinado à aquisição de empreendimentos estratégicos que possuam prioridade de licitação e implantação, tradicionalmente grandes usinas hidrelétricas.
- Leilão de Fontes Alternativas: visam promover a contratação de energia de empreendimentos de fontes eólica, solar e biomassa ou de pequenas centrais hidroelétricas.
- Leilão de Energia Existente: possibilitam a contratação de usinas já construídas operando com ociosidade e que tendem a ter baixos custos, por já estarem amortizadas.
- Leilão de Ajuste: visam adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões, realizadas pelas concessionárias em leilões anteriores, e o comportamento de seu mercado.
- Leilão de Energia de Reserva (LER): visam elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica mediante o atendimento à demanda por reserva, cujos custos decorrentes são repartidos entre todos os usuários finais do sistema elétrico, incluindo consumidores livres e a vigência dos contratos deve ficar entre 15 e 35 anos.

O autor ainda aponta que os instrumentos contratuais utilizados no ambiente regulado resultantes dos leilões são denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs) e podem ser elaborados de duas modalidades diferentes: por quantidade ou por disponibilidade. Os CCEARs por quantidade preveem o fornecimento de um montante fixo de energia a um determinado preço, enquanto os CCEARs por disponibilidade estabelecem uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado.

IAB (2012) aponta que os contratos por disponibilidade objetivam garantir a segurança do sistema, por meio de uma remuneração capaz de cobrir todos os custos fixos de uma usina que esteja disponível mesmo em momentos de escassez de energia. Soma-se a esta receita um valor adicional por unidade de energia gerada.

GESEL (2020) aponta que estes contratos são tipicamente oferecidos a centrais de acionamento rápido e com a disponibilidade de recurso previsível, como as usinas termelétricas. Esta modalidade de contratação pode, feitas as devidas adaptações, se mostrar interessante para os sistemas de armazenamento, ao contrário dos contratos por quantidade, que são inadequados para um tipo de usina que é consumidora líquida de energia.

Além dos leilões anteriormente citados, a Lei nº 14.120/2021 instituiu o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), cujo objetivo difere dos tradicionais leilões de energia, centrados na aquisição de energia elétrica. Nesse novo modelo, busca-se assegurar a disponibilidade de potência firme, de modo a viabilizar a contratação de usinas capazes de atender o sistema em momentos críticos de alta demanda ou de baixa geração proveniente de fontes intermitentes. O primeiro LRCAP foi realizado em 2021, destinado exclusivamente a usinas termelétricas, com contratos de 15 anos de duração e remuneração baseada em uma receita fixa anual, contemplando, entre outros aspectos, a remuneração do capital, os custos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, bem como os encargos associados à obrigação de disponibilidade permanente para despacho conforme determinação do ONS.

3.3.1 Diretrizes do futuro LRCAP Armazenamento

DPOG (2024) apresenta através da Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTEP a minuta de portaria de diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de novos sistemas de armazenamento.

Neste leilão será possível a contratação de baterias para a entrega de disponibilidade de potência. O compromisso de entrega da disponibilidade de potência máxima será igual a 4 (quatro) horas diárias, conforme definição do ONS durante etapa de programação diária ou operação em tempo real, ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento.

Os custos de energia não serão remunerados pelo Contrato de Reserva de Capacidade (CRCAP). A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo – MCP ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade - CONCAP. Portanto, não será possível que o empreendedor obtenha receita com arbitragem de preços.

O autor também destaca que o ONS despachará o empreendimento sempre que necessário. Além disso, a responsabilidade pela recarga das tecnologias de armazenamento recairá sobre o empreendedor, sendo importante que o sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo um ciclo completo por dia, ou 365 ciclos completos por ano. Desta

maneira os sistemas de armazenamento em baterias podem realizar a prestação de serviços ancilares.

No entanto, não está claro na minuta da portaria quais serão os serviços ancilares considerados e se o empreendedor será remunerado pela prestação dos serviços.

Como será de responsabilidade do empreendedor o carregamento das baterias e este não poderá auferir receitas nem prejuízos com a arbitragem de preços, não há qualquer incentivo para que o empreendedor opere o sistema de baterias de forma ótima, isto é, efetuando o carregamento nos momentos de preço mais baixo. Esta possível ineficiência na operação será custeada pela CONCAP e rateada entre todos os consumidores.

No entanto, Aurora (2025) aponta que operar os sistemas de baterias apenas sob a ótica da arbitragem de preços pode gerar um incentivo para os empreendedores instalarem seus ativos em regiões com maior volatilidade de preços intradiários, visando maximizar a margem de arbitragem. Isso pode criar um sinal locacional indesejado no leilão, incentivando, por exemplo, a instalação de baterias no subsistema Nordeste, onde a necessidade de capacidade firme pode não ser tão crítica quanto no Sudeste, que concentra a maior demanda do país. E aponta que há maneiras de forçar sinais locacionais através de metas de contratação por subsistema.

A preocupação locacional é clara, DPOG (2024) menciona que a ANEEL destaca a questão da localização da potência contratada em leilões de reserva de capacidade, tendo em vista a existência de restrições à transmissão de energia elétrica no SIN. Entretanto, a indicação do ONS é que a utilização do mapa de margem já atende aos critérios locacionais, uma vez que o ponto de conexão cadastrado deve permitir margem para carga e descarga das baterias.

Ocorre que os cenários representativos para as análises do cálculo da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração a serem considerados serão os cenários energéticos que foram utilizados pela EPE e o ONS para a definição do déficit de ponta, e seguem o princípio básico de reproduzir as situações críticas de atendimento à demanda máxima do sistema.

A metodologia de definição da demanda máxima do sistema é explicitada na Nota Técnica EPEDEE-NT-037/2021-r2 – “Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade”. A geração renovável é calculada utilizando o P95 (quantil equivalente aos 5% piores cenários de geração) para cada mês, dentro do intervalo de interesse.

Naturalmente, a geração renovável utilizada no cálculo das situações críticas de atendimento à demanda máxima do sistema é subestimada ao se considerarem os 5% piores cenários de geração. Como o cálculo da capacidade remanescente do SIN para escoamento de

geração adota, como premissa de entrada, os mesmos cenários utilizados na análise das situações críticas de atendimento, é improvável que tal cálculo aponte algum critério locacional representativo — como, por exemplo, todo o submercado Nordeste sem capacidade de escoamento —, uma vez que essa situação ocorre justamente em cenários de boa geração renovável.

Diversos outros agentes fazem pleitos para que se adote um critério locacional representativo:

Vislumbra-se, assim, a adequação de que a contratação ora posta em discussão pela CP MME 176/2024 adote critério locacional, devendo a solução de armazenamento ser implementada nos pontos do SIN onde há maior necessidade de suprimento de potência nos momentos críticos e modulação de carga, sob pena de que, em contratados de forma abrangente, atendendo tão somente a particularidade de cada agente-proponente, permaneçam ociosos. A contratação restrita, feita em localização e região elétrica estratégica ao Operador, permitirá racionalização de encargos, de forma a reduzir a onerosidade de sua operação. (ELETROBRAS, 2025)

Costa Verde (2024) defende que estudos de garantia de suprimento de potência não devem ser feitos no agregado do SIN, apontando que as melhores práticas internacionais contemplam a definição de requisitos de potência com maior “granularidade” para evitar a sobrecontratação de potência e aponta o exemplo de ISO-New England (EUA) que opera com sucesso o mais antigo mercado de capacidade, havendo realizado o primeiro leilão em 1998. Neste mercado, os cálculos são realizados para seus subsistemas e são também sazonalizados para considerar os efeitos decorrentes da acentuada diferença climática entre verão e inverno na costa leste dos Estados Unidos. Não são consideradas restrições de transmissão internas aos subsistemas, mas são contempladas as capacidades de conexão entre os seus 8 subsistemas e as 13 conexões com sistemas vizinhos. É interessante ressaltar que, apesar de cada subsistema ser considerado uma barra única para o cálculo do balanço de potência, os 8 subsistemas compreendem 900 nós com sinal locacional de preço no mercado de energia.

Embora a minuta da Portaria de Diretrizes não especifique a localização dos empreendimentos, o tema pode ser objeto de discussão durante a consulta pública futura.

DPOG (2024) expõe que o cálculo da Receita Fixa - RF que o empreendedor fará jus ao recebimento será de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros, os custos de conexão ao sistema de transmissão e o custo de uso do sistema de transmissão ou distribuição.

A tarifação de uso da transmissão envolve calcular o impacto que cada gerador e carga tem no sistema elétrico e tem uma componente locacional associada ao incentivar investimentos

de geração eletricamente próximos aos centros de carga, e novas cargas eletricamente próximas aos centros de geração.

Lima (2022) expõe que com o passar do tempo as tarifas dos geradores e das cargas passara a não refletir o sinal locacional adequadamente. Para promover incentivos às fontes renováveis e novos investimentos em geração, houve mudanças regulatórias para o cálculo das tarifas nos últimos anos. Primeiramente, em 2004, foi criada a Resolução Normativa nº 77, para promover as energias renováveis, reduzindo em 50% a tarifa final de transmissão para fontes alternativas de energia. Para compensar esse incentivo, o custo excedente foi incorporado à tarifa do selo de demanda. Em seguida, na Resolução Normativa nº 267, foi estabelecido que os novos projetos de geração deveriam ter as tarifas estabilizadas por um valor médio das tarifas calculadas para os próximos 10 anos, com base no custo prospectivo para o período de análise. Após esse período, a tarifa de transmissão seria novamente computada e, novamente, estabilizada.

Esse processo ocorreria até o final do período de outorga do gerador. A diferença observada anualmente entre o custo anual prospectado e o real, conforme determinado pela resolução normativa, deve ser compensada na parcela selo do segmento de consumo.

Por fim, na Resolução Normativa nº 559, foi estabelecido que a tarifa dos novos projetos de geração seria computada da mesma forma que a Resolução Normativa nº 267, porém a validade da tarifa estabilizada seria pelo período de outorga dos geradores, e não mais por 10 anos. Assim como na resolução anterior, a diferença entre o custo prospectado e o real observado ao longo dos anos deveria ser compensada no segmento de consumo.

Essas modificações no método induziram muitos problemas, como uma distorção no sinal locacional da tarifa de transmissão dos geradores e um aumento da tarifa de transmissão no segmento de consumo.

Além disso, há elevada incerteza em quais tarifas serão aplicadas nos sistemas de armazenamento dado a sua característica tanto consumidora como geradora.

Aurora (2025) demonstra a complexidade do tema através de cenários, caso os sistemas de armazenamento sejam tratados simultaneamente como geradores e consumidores, com a aplicação das tarifas de uso (TUST/TUSD) correspondentes a ambas as funções resultaria em um custo elevado para os operadores, taxando duplamente os ativos de armazenamento. Se apenas a TUST geração for considerada em vez da TUST consumo, haverá menor custo para ativos no Sudeste do que no Nordeste (uma redução de aproximadamente 28% dos custos fixos de operação), tornando os ativos no Sudeste mais competitivos. Em compensação, se considerada a TUST consumo, haverá menor custo para ativos no Nordeste (redução de

aproximadamente 12% dos custos fixos de operação), estimulando a instalação de sistemas de armazenamento neste subsistema.

3.4 Arbitragem de Preços

Arbitragem de preços é a prática de explorar diferenças de preços de um mesmo bem ou ativo em diferentes mercados ou momentos para obter lucro. Na essência, consiste em comprar onde ou quando está mais barato e vender onde ou quando está mais caro. No setor elétrico, por exemplo, isso pode significar aproveitar variações nos preços da energia entre submercados ou momentos distintos de precificação, otimizando contratos e melhorando a rentabilidade das operações.

No Ambiente de Contratação Regulado (ACR) desde 1988 para alta tensão e desde 2018 para baixa tensão os consumidores podem estar sujeitos a tarifas por tempo de uso com diferença entre horário de ponta e fora de ponta. Nesse cenário, as tecnologias de armazenamento poderiam ser usadas para deslocar o consumo do horário de pico para fora do horário de pico. Quanto maior a diferença entre as tarifas, mais atrativa ela é.

O Estado com maior diferença de tarifas Ponta/Fora Ponta é o Amazonas segundo a plataforma Luz na Tarifa da ANEEL (2024a). A Figura 3.1 e Figura 3.2 demonstram seus valores.

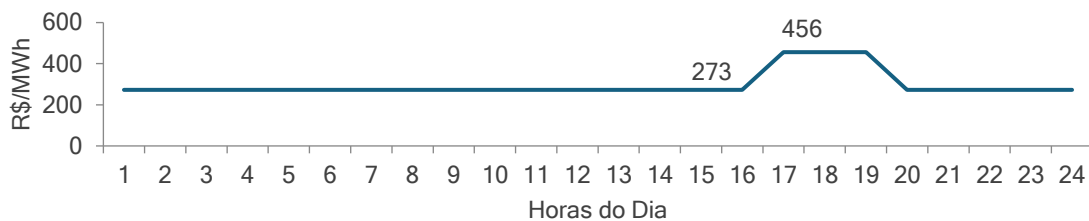


Figura 3.1 - Tarifa de energia, A4, Azul, Amazonas Energia, 2024

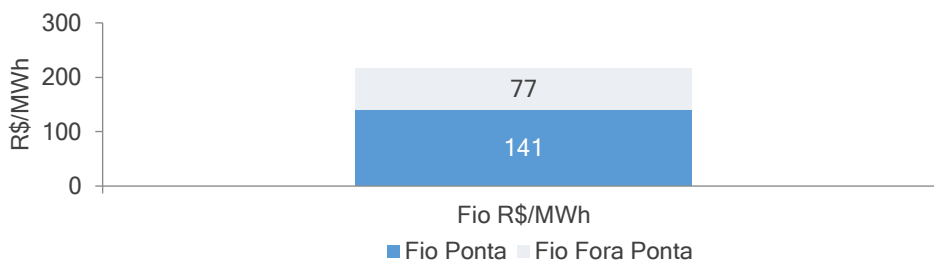


Figura 3.2 - Fio Ponta e Fio Fora Ponta, A4, Azul, Amazonas Energia, 2024

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) a dinâmica é diferente pois o consumidor pode estabelecer sua própria estratégia de compra de energia, estabelecendo contratos bilaterais

com os geradores ou ficando exposto ao mercado de curto prazo, onde pagará o preço spot, conhecido no Brasil como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O preço spot é calculado em base horária de maneira ex-ante, ou seja, o consumidor já sabe o PLD do dia seguinte no dia anterior, podendo planejar o seu consumo com antecedência.

O PLD, calculado em base horária, sofre elevado efeito da “Curva do Pato”, fenômeno caracterizado pela alta geração solar durante o dia e a queda brusca no fim da tarde, tem impacto direto nos preços horários no Brasil. Durante o período de maior insolação, a geração fotovoltaica reduz a necessidade de despacho de outras fontes, pressionando os preços para baixo. No entanto, ao entardecer, quando a demanda se mantém elevada e a geração solar cai rapidamente, há um aumento abrupto na necessidade de acionamento de usinas térmicas e hidrelétricas, elevando o preço da energia nesses horários.

A “Curva do Pato” é representada através da carga líquida, obtida pela subtração da demanda total pela geração renovável (eólica, solar e hídrica sem reservatório), é um indicador fundamental e altamente correlacionado com os preços no mercado de curto prazo no Brasil. Isso ocorre porque os modelos de precificação são predominantemente hidrotérmicos, ou seja, baseiam-se no despacho de usinas hidrelétricas com reservatório e térmicas para atender à carga remanescente. Como a geração renovável é considerada um abatimento direto da carga, períodos de alta produção renovável reduzem a necessidade de despacho dessas usinas, pressionando os preços para baixo. Por outro lado, quando a geração renovável é baixa, a carga líquida aumenta, exigindo o acionamento de térmicas mais caras e elevando o preço da energia. Um exemplo da Curva do Pato é demonstrado na Figura 3.3

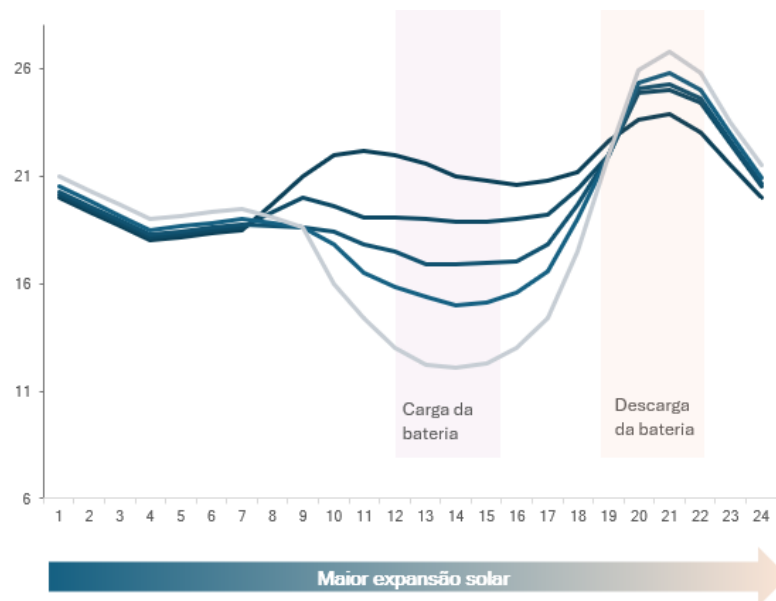


Figura 3.3- Curva de Carga Líquida e operação hipotética de um sistema de baterias. Fonte: O Autor

No Brasil, o PLD possui um valor mínimo e um valor teto. De acordo com PSR (2023), a lógica inicial para estabelecer um preço mínimo deriva do primeiro mercado de curto prazo de energia elétrica no Brasil, denominado Mercado Atacadista de Energia Elétrica (abreviatura MAE), estabelecido por lei em 1998. Seus preços começaram a ser calculados com regras provisórias a partir de julho de 1999 e com regras permanentes a partir de setembro de 2000. Nesta época, a geração hidroelétrica era absolutamente predominante no SIN. Sendo assim, o menor preço corresponderia a uma situação na qual todo o sistema fosse atendido por usinas hidroelétricas. Neste caso, o custo marginal de atendimento seria o custo variável de alguma hidroelétrica, pois não faria sentido para uma usina hidroelétrica produzir energia se não fosse remunerada pelo menos por seu custo de produção. No entanto, o modelo oficial de formação de preços não era capaz de representar à época, as usinas hidroelétricas de forma individualizada. Portanto, era impossível representar explicitamente os custos de operação variável destas usinas.

Por essa razão, estritamente de limitação computacional, foi utilizado como “proxy” um valor fixo para o PLD mínimo, na época de 4,00 R\$/MWh.

Com isto, desde o Decreto nº 5.163, de 2004, criou-se o PLD mínimo que perdura até hoje, com valores atualizados.

O despacho ANEEL nº 3.625, de 16 de dezembro de 2024, definiu o valor mínimo do PLD em 58,6 R\$/MWh e o máximo horário, definido pela termelétrica mais cara, em 1.542,23 R\$/MWh.

A respeito do preço-piso, PSR (2023) demonstra que não há valores regulatórios mínimos positivos para os preços spot de eletricidade nos mercados de eletricidade no atacado nos EUA e Europa. Os preços são determinados pela oferta e demanda em mercados competitivos e podem variar com base em uma variedade de fatores, como clima, custos de combustível e mudanças no comportamento do consumidor.

Em algumas regiões com altos níveis de produção de energia renovável, há períodos em que os preços da eletricidade podem cair para zero ou até se tornar negativos. Isso ocorre quando há excesso de produção de energia renovável que não pode ser armazenado ou transmitido para outras regiões. Simplificadamente, é como se os geradores pagassem aos consumidores para retirar o excesso de energia do sistema. O preço-piso em diversos mercados internacionais é demonstrado na

Figura 3.4.

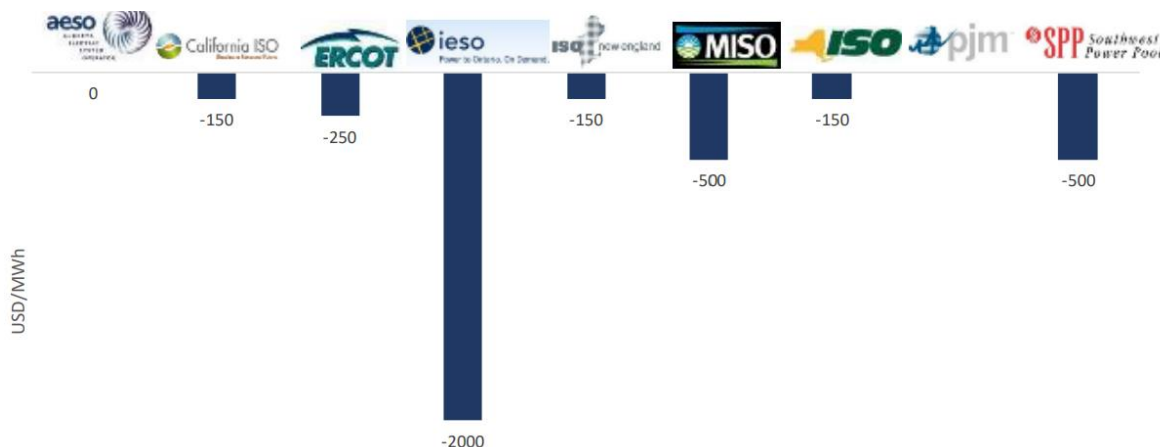


Figura 3.4 - Preço-Piso em diversos mercados internacionais. Fonte: PSR (2023)

Focando especificamente na aplicação de arbitragem de energia com sistemas de armazenamento, Núñez et al. (2021) calcularam e compararam o VPL e TIR para diferentes países europeus em 2019. A análise concluiu que, naquele momento, a arbitragem não era economicamente viável. Entre os países estudados, Reino Unido e Irlanda apresentaram as melhores perspectivas, enquanto Espanha e Portugal tiveram os piores desempenhos. Esses resultados estão em linha com pesquisas anteriores, que indicam que a arbitragem, isoladamente, pode não ser suficiente para viabilizar investimentos no setor de armazenamento de energia.

3.5 Custo Marginal de Operação – CMO

Diante o exposto, é notória a dificuldade em obter receita com arbitragem de preços via PLD, dada a metodologia aplicada no Brasil de preços piso e teto, diferente do que ocorre em diversos mercados internacionais.

Ocorre que em uma etapa anterior a definição do PLD, é calculado o Custo Marginal de Operação – CMO, que diferentemente do PLD não possui limites mínimos ou máximos e considera diversas restrições elétricas internas aos submercados que são desconsideradas na formação do PLD, que assume um comportamento uniforme de preços dentro de cada submercado. O CMO, calculado por barramento do sistema, pode apresentar comportamento muito diferente entre os barramentos conforme a

Figura 3.5 demonstra.

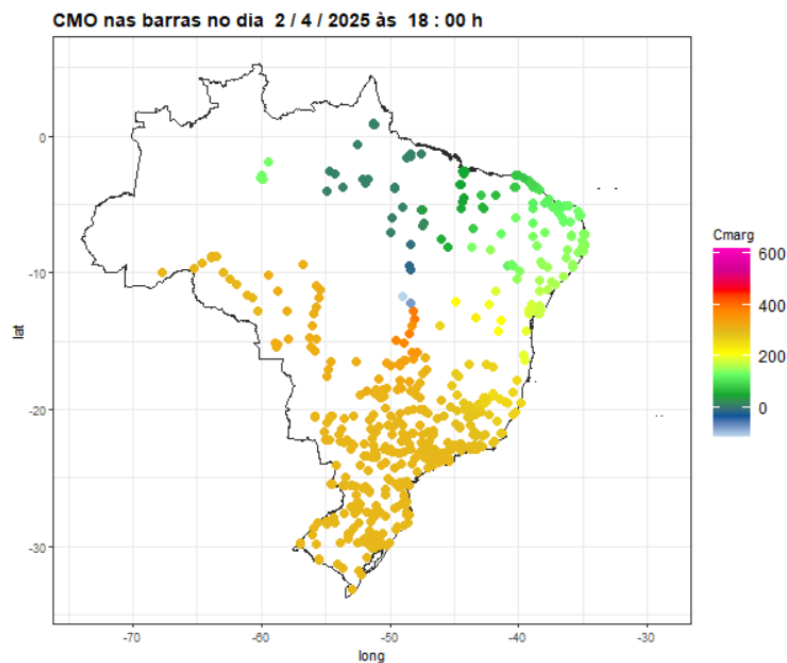


Figura 3.5 - Exemplo de distribuição do CMO por barra do SIN. Fonte: ONS (2025)

Existe, portanto, uma distinção relevante entre o despacho econômico definido pela CCEE (PLD) e o despacho elétrico efetivamente realizado pelo ONS (CMO). Com isso, pode ocorrer de algumas usinas gerarem em volumes distintos dos indicados pela CCEE.

A Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015 define que as usinas enquadradas na condição $CMO > PLD$, ou seja, despachadas por ordem de mérito no modelo do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”. Nessas situações, as diferenças são compensadas por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

Portanto, existe uma oportunidade de aplicação de sistemas de armazenamento em locais que possam diminuir a diferença entre o $CMO > PLD$ no momento de descarregamento, e por consequência diminuir os Encargos de Serviços do Sistema. Embora isto não caracterize uma entrada efetiva de receita na Conta de Potência para Reserva de Capacidade – CONCAP, que estará limitada ao recebimento do PLD, isto diminuiria outro encargo, o ESS, que também é rateado entre todos os consumidores.

No outro extremo, observam-se situações em que o PLD supera o CMO, em função da imposição de um preço mínimo. Isso pode ocorrer em nível sistêmico, quando todos os submercados apresentam PLD no valor mínimo em determinada hora do dia, mesmo que seus respectivos CMOs estejam abaixo desse patamar. Esse cenário geralmente está associado a excedentes de geração sem demanda correspondente, algo comum em domingos e feriados.

Também podem ocorrer situações de caráter regional, como, por exemplo, quando o Sudeste registra um PLD de 300 R\$/MWh enquanto o Nordeste opera no PLD mínimo, ainda que seu CMO seja igual a zero. Esses casos regionais são provocados por limitações na rede de transmissão, que impedem o escoamento da energia entre os submercados, fazendo com que o submercado com excedente opere como uma “ilha elétrica”. Nesses casos, é comum o corte de geração (*curtailment*), uma vez que, sem capacidade de transmissão e sem demanda local, não há alternativa a não ser reduzir a geração.

No momento de corte de geração o CMO do barramento é 0, ou seja, qualquer incremento marginal de demanda será atendido por uma fonte de geração renovável que não possui custo variável associado, que efetivamente está sendo desperdiçada. Embora matematicamente possíveis no modelo matemático atual, CMOs negativos não ocorreram durante cortes de geração devido à ausência de penalidades explícitas para cortes de renováveis, apesar de existirem penalidades para vertimento em hidrelétricas.

Desta maneira, existe uma oportunidade de aplicação de sistemas de armazenamento que carreguem em momentos que o CMO é 0 ou menor que o PLD, desta maneira diminuindo os cortes de geração renovável e gerando economia com adiamento de investimentos em transmissão.

O efeito de adiamento de investimentos em sistemas de transmissão devido a sistemas de armazenamento é apontado por Taibi et al. (2020) como uma das principais aplicações em redes elétricas, e classificados como “*Missing Money*”, uma vez que não podem ser monetizados ou não são diretamente remunerados.

Ou seja, carregar os sistemas de armazenamento nestes momentos não significaria uma entrada de receita, ou diminuição de despesa da CONCAP, mas poderia influenciar indiretamente diversos outros encargos do sistema elétrico como a própria tarifação da transmissão, com menor investimento necessário.

3.6 Gargalos e Tendências Futuras

O Sistema Interligado Nacional de Energia (SIN) é um dos mais complexos sistemas de transmissão do mundo, se estendendo por mais de 3.500 km de norte a sul e mais de 3.500 km de leste a oeste, conectando áreas com distintas características físicas, econômicas e sociais.

No entanto, a energia elétrica no Brasil antecede esses eventos. Leite (2014) descreve os primórdios da energia elétrica nacional na virada do século XIX para o século XX quando surgiram empresários e promotores de grandes negócios que, reunidos, deram início a Light de

São Paulo em 1897. Em 1901, por iniciativa da recém fundada empresa, surgia a Usina Hidrelétrica de Parnaíba no rio Tietê, com potência de 2 MW.

Um sistema elétrico incipiente, cujo primeiro empreendimento de grande porte foi de fonte hídrica, o que já demonstrava o potencial desta fonte que ditaria a expansão por décadas. De maneira complementar surgiam as usinas térmicas para serem utilizadas em períodos secos.

Como o Brasil sempre teve principalmente usinas hidrelétricas e térmicas, diversos serviços ancilares complementares a energia como controle de tensão, balanceamento de carga, reserva girante, balanceamento de frequência entre outros sempre foram considerados no mesmo “pacote” da energia, pois estes serviços são inerentes as fontes hidrelétricas e térmicas.

No entanto, as limitações ambientais associadas a construção de grandes hidrelétricas e o contínuo aumento das fontes intermitentes, como solar e eólica, trazem desafios para um equilíbrio confiável entre o fornecimento de energia e a demanda, além do suprimento de serviços ancilares que as fontes intermitentes não podem prover. Isso tem levado a uma crescente demanda por opções de flexibilidade, como armazenamento de energia em suas diferentes formas.

A presente dissertação se propôs a revisar técnica e operacionalmente as principais tecnologias de armazenamento, com ênfase em armazenamento eletroquímico e usinas hidrelétricas reversíveis, assim como os principais serviços ancilares e de flexibilidade necessários para aumento da confiabilidade e resiliência das redes elétricas.

Foi demonstrado através de extensa revisão bibliográfica que estas tecnologias de armazenamento têm vocação natural a fornecer determinados serviços ancilares, mas ainda restam dúvidas de como viabilizar economicamente estes investimentos.

Existem diversos artigos dedicados a análise da viabilidade econômica de baterias em mercados europeus. Yu Hu et al. (2022) demonstrou através de levantamento bibliográfico que somente arbitragem de preços é incapaz de viabilizar investimentos em tecnologias de armazenamento e aponta que nos principais mercados europeus têm o direito, mas não a obrigação, de executar um determinado serviço a um custo específico, o sistema de armazenamento só seria ativado se o preço de mercado do serviço fosse alto o suficiente para cobrir o custo marginal de operação da tecnologia.

Münderlein et al.(2019) introduziu diversas estratégias de comercialização para fornecer serviços de controle de frequência na Alemanha. Seus resultados demonstraram uma rentabilidade significativa no mercado de FCR (Controle de Frequência Primário) e Ahčin et al (2019) fez uma análise técnica-econômica dos sistemas de armazenamento no mercado de

eletricidade norueguês e concluiu que, em comparação com outros serviços, a regulação de frequência representa a aplicação mais viável no momento.

No entanto, carecem estudos a respeito deste tema no contexto brasileiro em que o mercado de serviços ancilares é praticamente inexistente e a arbitragem de preços limitada ao considerar preços piso e teto.

4. Metodologia

A metodologia adotada neste trabalho combina análise técnico-econômica, benchmarking regulatório e exploração de dados operacionais do modelo de programação da operação diária do ONS, o DESSEM, para 2024.

Inicialmente foram definidos dois sistemas de armazenamento de referência distintos, um sistema de baterias eletroquímicas e uma usina hidrelétrica reversível.

Para o sistema de baterias, considerou-se um CAPEX de 1.117 USD/kW, baseado nos dados do National Renewable Energy Laboratory (NREL), no Annual Technology Baseline (ATB) 2024 para sistemas de “*utility scale*”. Utilizou-se 2030 como ano de referência para a definição do CAPEX pois DPOG (2024) aponta que o início de suprimento dos contratos provenientes do LRCAP Armazenamento será 2029 e considerou-se sistemas de 30 MW, uma vez que DPOG (2024) aponta que a disponibilidade de potência deverá ser igual ou superior a 30MW. Sistemas deste porte podem ser implementados em contêineres, em área relativamente compacta a exemplo do BESS de 30 MW/60 MWh da ISA CTEEP inaugurado em 2023 na SE Registro (SP), primeiro em larga escala no sistema de transmissão do país.

A taxa de câmbio considerada foi de 5,50 R\$/USD, baseada na mediana das expectativas de mercado para 2028 do Boletim Focus de 14/11/2025, além de parâmetros de eficiência de ciclo de 88%, auto descarregamento de 0,2% por dia, profundidade de descarga de 85% e vida útil de 13 anos, obtidos de Kebede et al. (2022).

Para a usinar reversível, considerou-se 300 MW de potência instalada uma vez que se destinam a projetos de maior porte. Considerou-se um CAPEX de 10.500 R\$/kW e uma vida útil de 30 anos, obtidos de EPE (2024). Considerou-se uma eficiência de 75%, baseado em Silva et al. (2025).

Em nenhum dos casos foi considerado impostos e encargos de conexão à rede, devido a indefinição sobre enquadramento como geradores ou consumidores e elevada complexidade do tema, em tempos de reforma tributária e incentivos fiscais como o REIDI. Também não foram considerados os custos de OPEX, tanto pela ausência de dados específicos no contexto brasileiro quanto pelo fato de que, na conjuntura atual, é provável que essas tecnologias se tornem viáveis no país por meio de sinergias operacionais com ativos já existentes — como um BESS associado a uma usina solar ou eólica, ou uma UHR aproveitando a infraestrutura de uma UHE. Dessa forma, os custos de OPEX tendem a ser diluídos e diminuir relevância.

De posse destas informações, mensurou-se as principais parcelas referentes aos custos dos projetos. Em seguida, avaliou-se suas principais receitas, que foram empilhadas, para estimar a lacuna de viabilidade destas tecnologias, conforme a Figura 4.1.

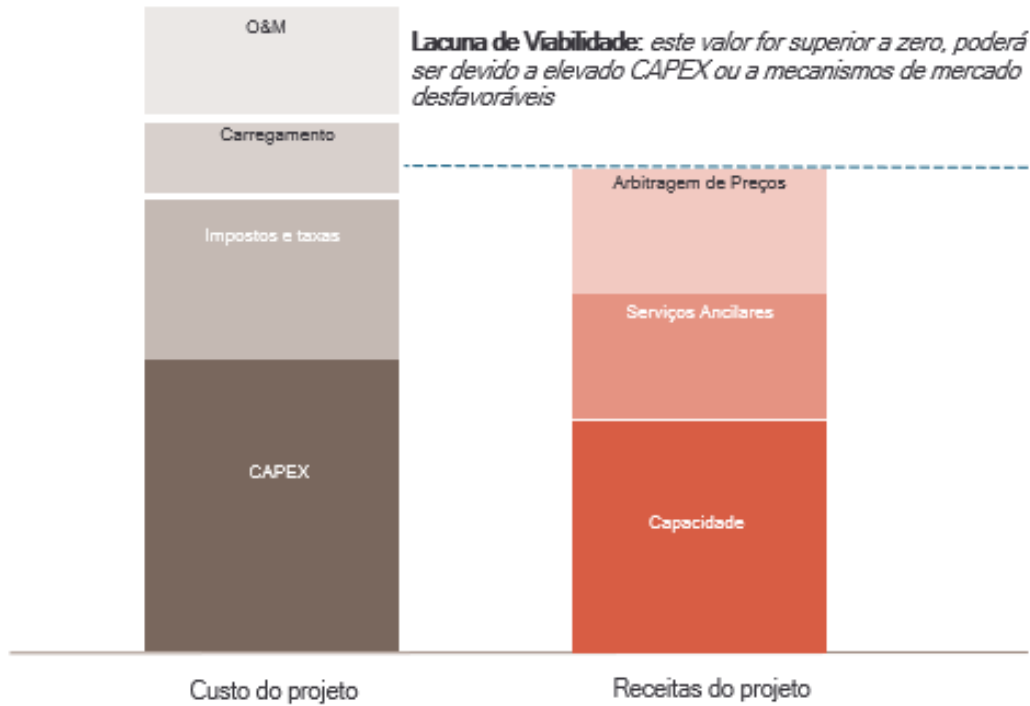


Figura 4.1 - Lacuna de Viabilidade de projetos de armazenamento de energia. Adaptado de Taibi et al. (2020)

Para a arbitragem de preços, considerou-se a possibilidade tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) como no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

No ACR, considerou-se as tarifas do Estado do Amazonas por contar com maior diferença de tarifas Ponta/Fora Ponta, segundo a plataforma Luz na Tarifa da ANEEL (2024a) e apenas as baterias eletroquímicas aptas a prestar este serviço. É considerado um consumidor hipotético A4 Azul e um ciclo de carregamento e um de descarregamento de 3 horas por dia, o ciclo com esta duração será capaz de operar o descarregamento durante todas as horas de ponta.

$$L_{ACR} = C_{ev} - C_{con} \quad [4.1]$$

Onde:

L_{ACR} = Lucro de Arbitragem de Preços no ACR [R\$]

C_{ev} = Custo Evitado [R\$]

C_{con} = Custo Concretizado [R\$]

Sendo:

$$C_{ev} = Pot * \eta * (1 - \alpha) * Prof_{desc} * Dur_{ciclo} * (TE_{ponta} + TUSD_{ponta}) \quad [4.2]$$

Onde:

$Pot = Pot\acute{e}ncia$ [MW]

$\eta = Efici\ência$ [%]

$\alpha = Autodescarregamento$ [%]

$Prof_{desc} = Profundidade de Descarga$ [%]

$Dur_{ciclo} = Dura\c{c}\tilde{a}o do Ciclo$ [horas]

$TE_{ponta} = Tarifa de Energia na Ponta$ [$\frac{R\$}{MWh}$]

$TUSD_{ponta} = Tarifa de Uso do Sistema de Distribui\c{c}\tilde{a}o na Ponta$ [$\frac{R\$}{MWh}$]

e:

$$C_{con} = Pot * Dur_{ciclo} * (TE_{fora\ pont} + TUSD_{fora\ pont}) \quad [4.3]$$

Onde:

$TE_{fora\ pont} = Tarifa de Energia Fora Ponta$ [$\frac{R\$}{MWh}$]

$TUSD_{fora\ pont} = Tarifa de Uso do Sistema de Distribui\c{c}\tilde{a}o Fora Ponta$ [$\frac{R\$}{MWh}$]

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis, embora sejam aptas tecnicamente a realizar arbitragem no ACR, possuem dificuldades construtivas elevadas e incerteza regulatória que inviabilizam qualquer iniciativa de consumidores de pequeno e médio porte conectados no ACR de realizarem tal operação de arbitragem com esta tecnologia.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), foram consideradas ambas as tecnologias analisadas. Entretanto, a dinâmica desse mercado caracteriza-se por elevada volatilidade, com preços estabelecidos em base horária e sujeitos a variações significativas tanto ao longo do dia quanto entre dias. Nesse contexto, torna-se inviável adotar uma única premissa de preço representativa. Para viabilizar a análise, optou-se pela construção de cenários, partindo do ganho regulatório máximo observável — equivalente a 1.465,63 R\$/MWh por dia, correspondente à diferença entre o PLD Mínimo e o PLD Máximo horário. Os cenários evoluem para uma ótica incremental, considerado como a parcela referente ao montante necessário para preencher a lacuna de viabilidade econômica das tecnologias avaliadas. Trata-se, portanto, de

uma análise comparativa, elaborada a partir da construção de cenários de possíveis receitas por arbitragem de preços, e não de uma análise prospectiva voltada à estimativa de ganhos efetivos futuros, dada a elevada incerteza envolvida em tal abordagem.

A formulação matemática para representar a arbitragem de preços no ACL se assemelha ao caso do ACR, com a diferença que a geração e consumo podem ser efetivamente negociados nos mercados de curtos prazo, com isto o conceito de custo evitado torna-se receita de fato.

$$L_{ACL} = (R_{bateria} \text{ ou } R_{UHR}) - C_{ACL} \quad [4.4]$$

Onde:

$$L_{ACL} = \text{Lucro de Arbitragem de Preços no ACL [R\$]}$$

$$R_{bateria} = \text{Receita de Bateria [R\$]}$$

$$R_{UHR} = \text{Receita de UHR [R\$]}$$

$$C_{ACL} = \text{Custos no ACL [R\$]}$$

Sendo:

$$R_{bateria} = Pot * \eta * (1 - \alpha) * Prof_{desc} * Dur_{ciclo} * PLD_{Desc} \quad [4.5]$$

Onde:

$$PLD_{Desc} = \text{PLD nas horas de descarregamento} \left[\frac{R\$}{MWh} \right]$$

E:

$$R_{UHR} = Pot * \eta * PLD_{Desc} \quad [4.6]$$

$$C_{ACL} = Pot * Dur_{ciclo} * PLD_{Carreg} \quad [4.7]$$

Onde:

$$PLD_{Carreg} = \text{PLD nas horas de carregamento} \left[\frac{R\$}{MWh} \right]$$

Para as receitas de serviços ancilares, foram respeitadas as particularidades do modelo estabelecido no Brasil que é de recuperação de custos através da celebração de um Contrato de Prestação de Serviço Ancilar – CPSA, não através de um mercado secundário de serviços

ancilares. Para tanto, considerou-se a receita anual de R\$ 53.456,02 para as usinas que prestaram com sucesso serviços de autorrestabelecimento e R\$ 71.274,69 para as usinas que prestaram com sucesso o controle secundário de frequência (CAG). Definiu-se a tarifa de Serviços Ancilares – TSA, responsável por remunerar o Suporte de Potência Reativa – UG como Compensador Síncrono em R\$ 9,90/Mvar-h, conforme legislação vigente apontada em ANEEL (2025), em uma operação de compensação síncrona por 20h por dia, nas horas em que não há efetiva disponibilização de potência para o sistema.

Para as receitas de mercados de capacidade, considerou-se o preço médio dos 17 vencedores do último LRCAP em 2021 de R\$ 824.553,83 MW/ano. Conforme a minuta dos contratos celebrados no leilão, a energia obtida é recurso do agente gerador e poderá ser livremente negociada, nos termos das regras de comercialização, portanto não haveria qualquer impedimento a auferir receitas nos mercados de curto prazo, com arbitragem de preços, além da recuperação dos custos de serviços ancilares.

Uma vez estimados os custos e receitas associados ao projeto, a lacuna de viabilidade foi estimada por meio da construção de um fluxo de caixa descontado no Software Excel. Para tal, adotaram-se dois indicadores amplamente utilizados na literatura financeira: o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). O VPL corresponde ao somatório dos fluxos de caixa futuros projetados, trazidos a valor presente por meio de uma taxa de desconto, deduzido do investimento inicial, sendo expresso pela seguinte equação:

$$VPL = \sum \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad [4.8]$$

Onde:

$VPL =$ Valor Presente Líquido [R\$]

$FC_t =$ Fluxo de caixa líquido no período t [R\$]

$i =$ Taxa de desconto [%]

$I_0 =$ Investimento inicial [R\$]

A TIR, por sua vez, é definida como a taxa de desconto que anula o VPL, ou seja:

$$0 = \sum \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad [4.9]$$

Considerou-se uma taxa de desconto de 11,45% real antes de impostos, conforme estabelecido pela ANEEL para o segmento de geração, disposto no Despacho nº 1.296, de 23 de abril de 2024.

Uma vez que a lacuna de viabilidade foi estimada, passou-se a tratar dos benefícios sistêmicos que estas tecnologias poderiam oferecer, efeito conhecido como “*Missing Money*” demonstrado na Figura 4.2.

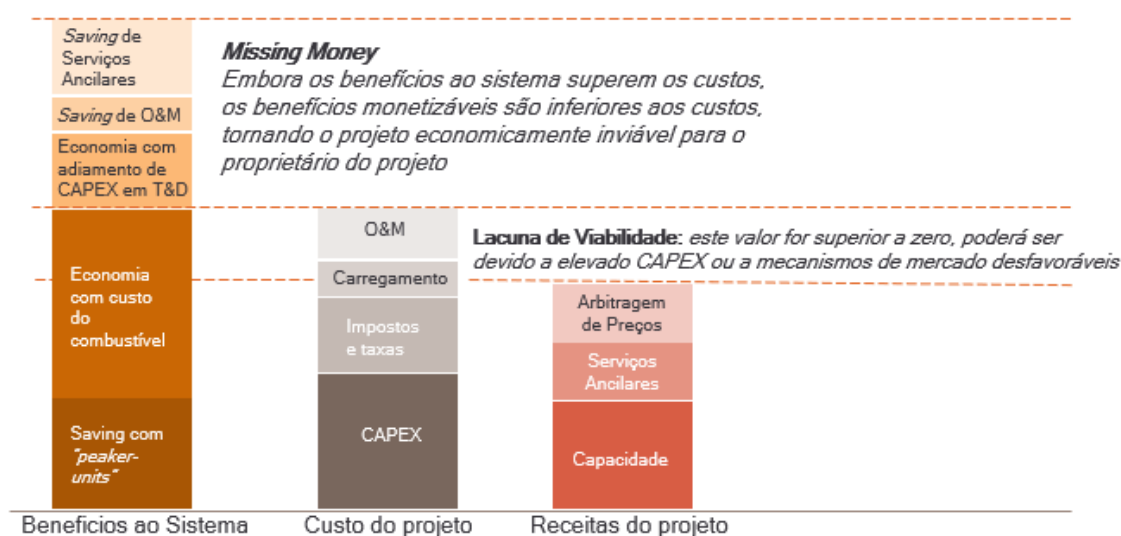


Figura 4.2 - Efeito “*Missing Money*” de projetos de armazenamento de energia. Adaptado de Taibi et al. (2020)

No entanto, a correta mensuração dos benefícios sistêmicos depende da localização da instalação destas tecnologias, além de diversos destes benefícios serem de difícil mensuração econômica.

De maneira a trazer luz qualitativa a análise, avaliou-se o do Custo Marginal de Operação (CMO). Foram utilizados dados de 2024 do CMO por barramento e para cada meia hora dos 365 dias de 2024, extraídos do arquivo pdo_cmobar.dat dos decks de formação de preço disponibilizados pelo ONS. A extração foi realizada via API do GDESSEM e o tratamento dos dados fez o uso da linguagem R.

A análise buscou identificar regiões onde a instalação de sistemas de armazenamento poderia trazer maior benefício sistêmico, como redução do *curtailment*, adiamento de CAPEX em sistemas de transmissão e redução de encargos de serviço do sistema (ESS), através da criação de um conceito de “arbitragem” de CMO.

Embora se assemelhe à arbitragem de preços tradicional, realizada a partir PLD, o CMO não constitui um produto financeiro negociável. Assim, os potenciais ganhos não se convertem

em receita direta para o empreendedor, mas sim em custos evitados para o sistema como um todo, refletindo-se financeiramente na redução de encargos, como o ESS ou a TUST.

Taibi et al. (2020) na própria definição de efeito “Missing Money” afirma que determinados benefícios proporcionados ao sistema por projetos de armazenamento não são passíveis de monetização ou não recebem remuneração direta, o que é justamente o caso da “arbitragem” de CMO proposta.

Por fim, foi proposto que se considere nos lances dos futuros LRCAPs o conceito da “arbitragem” do CMO, de maneira a incorporar ao leilão um parâmetro locacional que permita um balanço de custos e benefícios entre a receita fixa pleiteada pelo empreendedor e o benefício sistêmico de sua instalação.

$$Lance_{leil\tilde{a}o} = RF - Arb_{CMO} \quad [4.10]$$

Onde:

$$Lance_{leil\tilde{a}o} = Lance \text{ submetido no leil\tilde{a}o} \left[\frac{R\$}{MW} \right]$$

$$RF = Receita \text{ Fixa} \left[\frac{R\$}{MW} \right]$$

$$Arb_{CMO} = Arbitragem \text{ de CMO} \left[\frac{R\$}{MW} \right]$$

Isto permitiria uma receita indireta ao empreendedor que propõe um empreendimento em local que se maximize os benefícios sistêmicos ao permitir um aumento de sua receita fixa mantendo o mesmo lance no leilão e, sob a ótica sistêmica, permitiria a redução de encargos.

Foi avaliado quanto representaria este parâmetro para todos os barramentos do SIN considerando a instalação de uma bateria com ciclo diário de carregamento e descarregamento de 4 horas contínuas cada, otimizados para ocorrerem, respectivamente, nos menores e maiores valores contínuos do CMO. As 4 horas de ciclo foram obtidas de DPOG (2024).

Nos futuros leilões de UHR não há qualquer definição sobre a duração dos ciclos, embora com propensão natural a serem ciclos diários, pois as de ciclo sazonais desempenham um papel semelhante ao já realizado pelas usinas de reservatórios convencionais e as de base horária se afastam do desenho de leilão proposto para fornecer potência, estando mais alinhadas ao fornecimento de serviços ancilares. Com isto, a análise para UHRs foi realizada variando também a duração do ciclo diário de 4 a 8 horas.

5. Resultados e Discussão

5.1 Da dificuldade de obter receita com arbitragem de preços

O consumidor hipotético no ACR com tarifa A4 Azul que instalou um sistema de baterias de 30 MW ao custo de 1.117 USD/kW para operar durante 3 horas do dia, de maneira a evitar o pagamento de tarifas de ponta, carrega as baterias pagando 273 R\$/MWh de Tarifa de Energia para possa descarregar nos momentos em que pagaria 456 R\$/MWh de Tarifa de Energia, trazendo um custo evitado de 183 R\$/MWh nestas horas sem que precise alterar seu perfil de consumo. A Tabela 5.1 demonstra que embora a operação tenha um resultado positivo no fluxo de caixa de 4.19 MBRL por ano durante os 13 anos de vida útil da bateria, isto ainda é incapaz de remunerar o CAPEX para instalação.

Tabela 5.1 - Fluxo de Caixa da Operação de Arbitragem com Baterias no Ambiente de Contratação Regulado em milhões de reais. Fonte: O autor

Ano	Custo		Receita		Fluxo de Caixa	
0	-R\$	184.31	R\$	-	-R\$	184.31
1	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
2	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
3	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
4	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
5	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
6	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
7	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
8	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
9	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
10	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
11	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
12	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19
13	-R\$	15.33	R\$	19.52	R\$	4.19

A Taxa Interna de Retorno (TIR) estimada para este projeto hipotético é de -14%, enquanto o Valor Presente Líquido (VPL) calculado resulta em -157 MBRL para 13 anos de vida útil.

No entanto, mesmo que a arbitragem de preço não sustente sozinha o investimento, o sistema de armazenamento ainda pode fazer sentido para alguns consumidores, pois conforme demonstrado em Olabi et al. (2022), as baterias oferecem uma solução eficaz para consumidores que buscam proteção contra variações na rede elétrica, garantindo maior estabilidade no fornecimento de energia e reduzindo impactos financeiros e operacionais. Um dos principais benefícios é a regulação de tensão, pois as baterias podem compensar oscilações causadas por variações na carga da rede, assegurando um fornecimento mais estável e protegendo equipamentos sensíveis contra danos.

A problemática em relação a tensão de fornecimento no Brasil é crescente e exemplificada pelo Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC), calculado pela ANEEL com base no número e tempo que unidades consumidoras permaneceram nas faixas críticas de tensão, definidas como abaixo de 0,90 pu ou acima de 1,07 pu da tensão nominal. A regulamentação entende que a faixa de tensão adequada está entre 0,93 pu e e 1,05 pu, ou seja, admite uma variação de 7% para cima ou para baixo. A Figura 5.1 demonstra o ICC por Estado brasileiro em 2024.

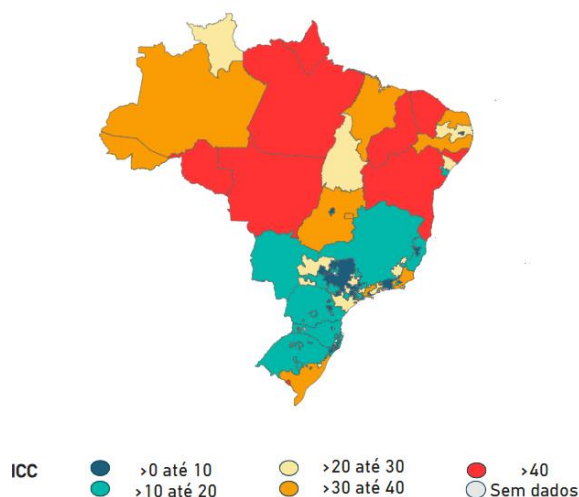


Figura 5.1 - Indicador ICC de 2024. Fonte: Portal de Dados Abertos ANEEL.

Segundo o Portal de Dados Abertos da ANEEL (2024b) este indicador foi de 25,83% para 2024. Em metade do Brasil o índice ultrapassou 40%.

Além disso, as baterias podem atuar na regulação de frequência, absorvendo ou injetando energia rapidamente para evitar quedas bruscas ou picos que possam comprometer a operação de aparelhos eletrônicos e industriais. Outro uso essencial é a capacidade de fornecer energia de reserva em caso de apagões, funcionando como uma alternativa confiável até que o fornecimento seja restabelecido, o que é particularmente vantajoso para empresas que dependem de energia ininterrupta.

Um consumidor com baterias ACL também pode usufruir de todos os benefícios apontados por Olabi et al. (2022), no entanto, para que a arbitragem de preços proporcione viabilidade ao investimento com uma TIR equivalente ao WACC regulatório definido pela ANEEL o *spread* de PLD teria que ser de no mínimo 872 R\$/MWh. Isto é, a diferença do preço médio do descarregamento e do carregamento.

Para uma usina reversível de 300 MW e custo de 10.500 R\$/kW o *spread* de PLD teria que ser de no mínimo 1158 R\$/MWh por 4h/dia por 30 anos, bem próximo ao *spread* de PLD máximo possível de 1483,63 R\$/MWh. Um exemplo do fluxo de caixa é demonstrado na Figura 5.2.



Figura 5.2 - Fluxo de Caixa da Operação de Arbitragem com UHR no Ambiente de Contratação Livre em milhões de reais. Fonte: O autor

É possível inferir que para ambas as tecnologias estudadas a arbitragem de preços no ACL sozinha é incapaz de sustentar sozinha o investimento de vultoso CAPEX, pois necessitaria de uma receita elevada advinda de um mercado incerto e volátil. Sob a ótica da literatura financeira, tais receitas são usualmente classificadas como potenciais ganhos adicionais (*upside*) ao investimento, e não como a base estruturante que assegura sua viabilidade econômica. Nesse sentido, a estratégia de arbitragem poderia ser considerada apenas um elemento complementar de retorno, mas não um pilar suficiente para justificar a decisão de investimento em ativos intensivos em capital.

5.2 Do mercado de serviços ancilares

Diferentemente da receita de arbitragem de preços que tem origem em um mercado de elevada incerteza, as receitas de serviços ancilares são previsíveis e recorrentes, através da celebração de um Contrato de Prestação de Serviço Ancilar – CPSA, no entanto de magnitude diminuta.

Considerando todas as evoluções regulatórias necessárias para que estas fontes sejam prestadoras de serviços ancilares, a receita adicional seria de R\$ 53.456,02 por ano pelos serviços de autorrestabelecimento e R\$ 71.274,69 por ano considerando que a usina consiga prestar o serviço de controle secundário de frequência. A maior receita viria da operação de compensação síncrona, que poderia ser feita por 20h por dia, ou seja, todas as horas que a usina não está gerando potência ativa, que resultaria em R\$ 21,681,000.00 por ano.

Todos os serviços somados resultariam em 21,8 milhões de reais a mais por ano para usinas reversíveis e 2,3 milhões de reais por ano para baterias, elevando o VPL das usinas em 180,7 e 13,9 milhões de reais. A distinção da elevação do VPL entre fontes deve-se apenas a duração de sua vida útil, pois a remuneração é neutra tecnologicamente.

O desenho de mercado de serviços ancilares no Brasil torna esta parcela da receita apenas um elemento complementar de retorno, também distante de ser um pilar suficiente para justificar a decisão de investimento.

5.3 Dos Leilões de Capacidade

A transformação brasileira de modelos de remuneração baseados puramente na venda de energia de modelos de pagamento por capacidade se deu através de leilões regulados, sendo o primeiro e único até então com 17 vencedores e preço médio de R\$ 824.553,83 MW/ano.

Aplicando-se o mesmo preço médio dos vencedores do último leilão para uma usina reversível, seu fluxo de caixa suficiente para preencher a lacuna de viabilidade, isto é, alcançar a TIR equivalente ao WACC regulatório, seria de 374 milhões de reais por ano, conforme a Figura 5.3. Trata-se do resultado da soma das receitas oriundas da venda de energia no turbinamento, dos serviços ancilares (autorrestabelecimento, controle de frequência e compensação síncrona) e da receita fixa anual do leilão de reserva de capacidade, deduzidas as

despesas referentes ao pagamento da energia utilizada no bombeamento.

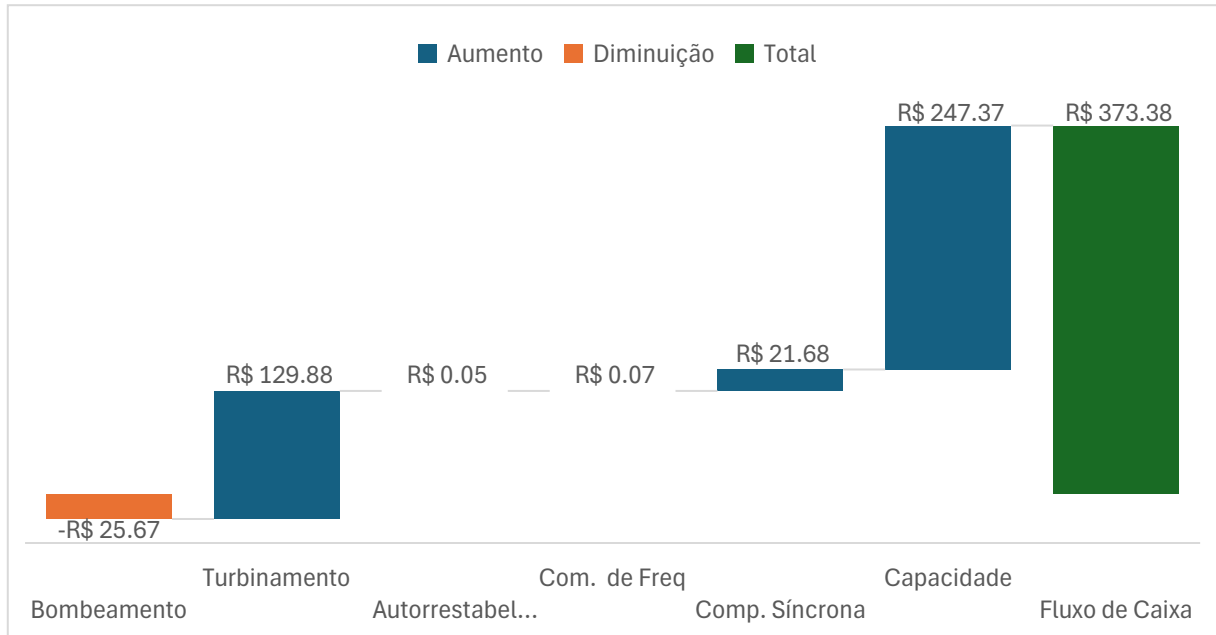


Figura 5.3 - Fluxo de Caixa para Preencher Lacuna de Viabilidade de UHRs. Fonte: O Autor.

Para tanto, o ganho com arbitragem de preços, dado pela diferença do turbinamento e bombeamento, ainda teria que ser garantido com *spread* de PLD na ordem de 335 R\$/MWh.

No caso de baterias, o preço médio do último leilão de capacidade, exclusivo para usinas térmicas à época, em complemento com a recuperação dos custos de serviços ancilares já angariaria boa parte das receitas para preencher a lacuna de viabilidade com um ganho com arbitragem de preços associado a um *spread* de PLD de apenas 48 R\$/MWh. O fluxo de caixa de um ano típico é demonstrado na Figura 5.4.

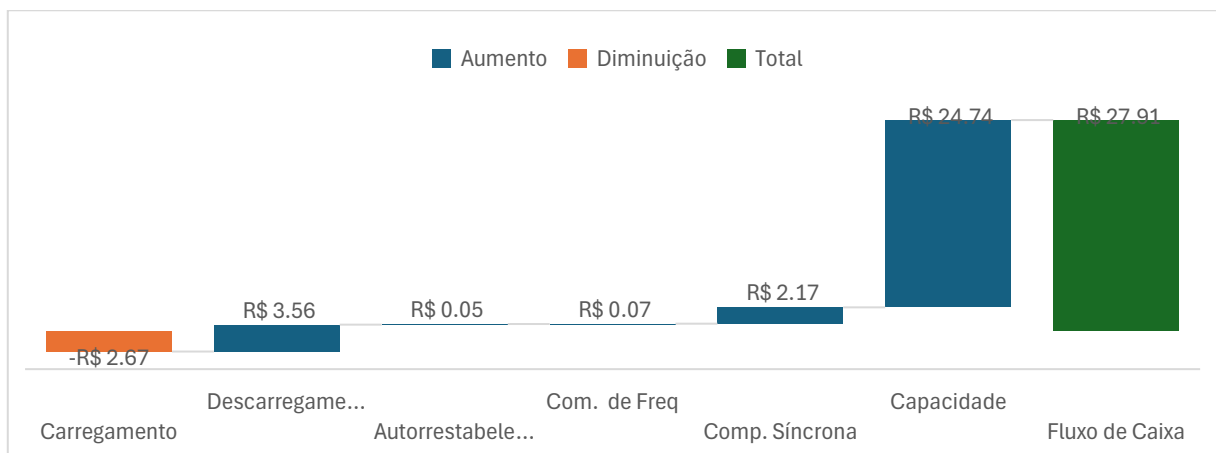


Figura 5.4 - Fluxo de Caixa para Preencher Lacuna de Viabilidade de Baterias. Fonte: O Autor.

Devido à dificuldade de estruturar leilões neutros por atributo, em que diferentes tecnologias possam competir oferecendo lances para o mesmo produto, como capacidade, flexibilidade ou inércia, o atual desenho de mercado tem adotado a realização de leilões de capacidade específicos por fonte. Assim, as tecnologias competem apenas entre si, evitando que o conjunto de atributos característico de cada tecnologia não se misturem. Embora classificado como leilões de capacidade, na prática também envolve a entrega de outros atributos relevantes, como a flexibilidade que não são devidamente quantificados. Desta maneira, parece natural que diferentes tecnologias tenham preços-teto diferenciados, como um leilão para baterias que pode ter preços-teto menores que o último leilão realizado para usinas térmicas, ou um leilão de usinas reversíveis que demande preços-teto maiores, mas que não deve ser entendido como benefício ou demérito, pois embora estejam em leilões com a mesma alcunha, entregam “pacote de atributos” diferenciados.

Para ambas as tecnologias, torna-se evidente a necessidade da receita previsível e indexada a inflação decorrente deste tipo de leilão, sem risco de contraparte, como viabilizador fundamental destes investimentos.

6. Proposta de Mecanismo Locacional nos Leilões – Arbitragem de CMO

A revisão das diretrizes do LRCAP Armazenamento de 2025 evidencia que a ausência de um mecanismo locacional nos leilões de reserva de capacidade pode resultar em uma operação ineficiente dos sistemas de armazenamento, com conseqüente aumento dos custos da Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP), que será rateada entre todos os consumidores. Além disso, a análise identificou dois mecanismos que poderiam, em princípio, fornecer algum sinal locacional: o mapa de margem de escoamento de geração e a tarifação pelo uso da transmissão. O primeiro, entretanto, devido à sua metodologia, dificilmente geraria sinais consistentes em nível sistêmico. Já o segundo enfrenta dificuldades de aplicação aos sistemas de armazenamento, dada sua natureza dual, simultaneamente caracterizada como empreendimento de geração e de consumo, o que leva à emissão de sinais locacionais distintos a depender da classificação adotada, sem, contudo, fornecer um sinal otimizado para essa dualidade intrínseca.

O Decreto 10.707/2021 que regulamenta a contratação de reserva de capacidade na forma de potência, traz em seu art. 3º § 2º que:

Nos leilões de reserva de capacidade de que trata o caput, poderão ser considerados sinais econômicos relacionados aos benefícios para o sistema associados à localização dos empreendimentos.

Com isto o presente capítulo traz uma proposta de mecanismo locacional a ser aplicado no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de novos sistemas de armazenamento.

A abordagem metodológica sugere que se considere nos lances do leilão a “arbitragem” do CMO conforme equação (10), de maneira a incorporar ao lance os ganhos que a instalação do sistema de armazenamento em determinado barramento pode proporcionar ao sistema como um todo, de maneira que instalações que carreguem nos momentos de CMO igual a 0 ou menor que o PLD e descarreguem nos momentos que o CMO é maior que o PLD teriam seus benefícios sistêmicos valorados e incluídos no lance, além disto, o saldo da CONCAP propriamente dita teria uma tendência de incremento ao aproximar a operação dos sistemas de armazenamento do “ponto ótimo” sob a ótica de arbitragem de preços, diminuindo os encargos para os consumidores.

Cabe ressaltar que, na Consulta Pública nº 45/2019 – Fase 3 instaurada pela ANEEL para coletar subsídios voltados à definição dos critérios operativos de redução ou limitação de

geração (*curtailment*), a área técnica propôs que o ordenamento das reduções fosse estabelecido sob a ótica dos custos aos consumidores, tomando como referência os Encargos de Serviços do Sistema (ESS), conforme Figura 6.1. A proposta de Arbitragem do CMO apresentada neste trabalho também busca a redução dos ESS, ainda que aplicada ao contexto dos leilões de capacidade, e não ao de *curtailment*, como na referida consulta pública.

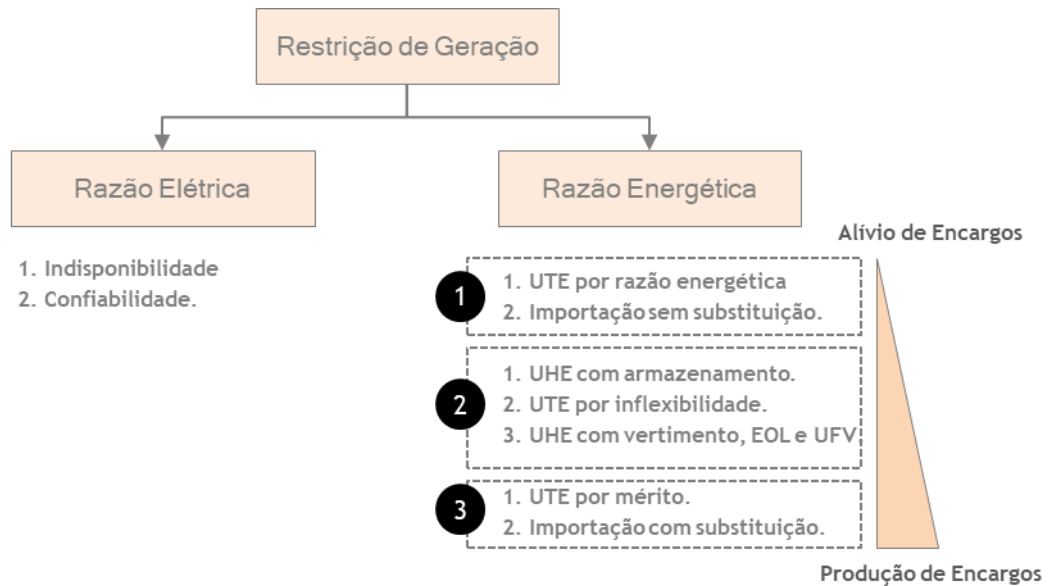


Figura 6.1 - Proposta da ANEEL para ordenamento de cortes. Fonte: Adaptado da Consulta Pública nº 45/2019 – Fase 3

Em leilões a Receita Fixa possui um valor máximo pré-estabelecido e “Arbitragem do CMO” pode exercer elevada influência na classificação dos lances no leilão.

Para um sistema de baterias com um ciclo diário de carregamento e descarregamento de 4 horas contínuas cada — otimizados para ocorrerem, respectivamente, nos menores e maiores valores contínuos do CMO — e uma eficiência de ciclo de 88%, o sinal locacional mais forte seria para instalação dos sistemas na região Norte conforme demonstra a Figura 6.2

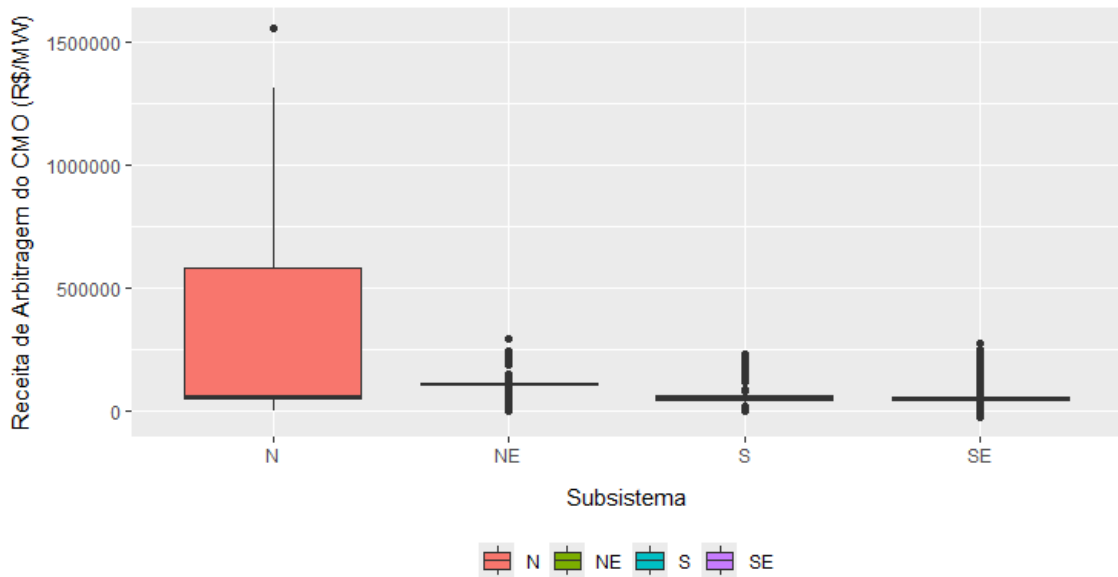


Figura 6.2 - Receita de Arbitragem de CMO anual – 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.

Os maiores valores são em barramentos para atendimento específico a região de Manaus.

O atendimento a esta região era considerado como Sistema Isolado até integração com o SIN através da linha de transmissão (LT) Tucuruí-Manaus em 2015. Durante muito tempo representou mais da metade da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, paga por todos os consumidores do SIN. Esta LT tem apresentado estatísticas de performance muito ruins e os concessionários penalizados em sua receita variável pela ANEEL.

Segundo ONS (2018), as descargas atmosféricas em torno de Manaus e na faixa de passagem da LT no trecho de Oriximiná até Manaus são muito intensas. Neste mesmo trecho, as LTs em circuito duplo em uma única torre ficam expostas a enchentes do rio Amazonas em sua base.

Segundo a ONS (2023), mesmo sem nenhuma intercorrência física nas LTs, os limites de intercâmbio do Norte com outros submercados são muito dependentes da geração e do número de máquinas disponíveis nas usinas hidrelétricas (UHEs) Belo Monte e Tucuruí, e estas UHEs por sua vez apresentam variação muito grande ao longo do ano, o que leva a uma sazonalização dos limites de intercâmbio.

Em teoria, ao restringir o fluxo da interligação (por intercorrência física como descargas atmosféricas ou devido geração das UHEs Belo Monte e Tucuruí) é necessário um maior despacho térmico local ou maior geração das UHEs locais, como Balbina.

Segundo dados da ONS (2023), a capacidade do Parque Térmico atual da área Manaus é da ordem de 1.157 MW e vai reduzindo paulatinamente devido ao término dos contratos. Em junho de 2025 passa a contar com apenas 903 MW.

No dimensionamento da geração térmica mínima, levando em conta razões elétricas para garantir o atendimento ao critério de segurança "N-1", e considerando o limite de importação do sistema Manaus de até 45% da carga total, fica evidente a necessidade de despacho de praticamente a totalidade do parque térmico.

Diante do exposto, o subsistema Norte mostra-se sensível a intercorrências e muito exposto à hidrologia devido à limites de intercâmbio em função da geração das Usinas de Belo Monte e Tucuruí e à geração da Usina de Balbina no atendimento a carga de Manaus, com o parque térmico local diminuto.

De fato, a Figura 6.2 demonstra isto, o extremo cenário de escassez hídrica no Norte em 2024 aumentou o valor da água da UHE Balbina, elevando o CMO nos horários de pico. Além disso, como a limitação de transmissão para atendimento a Manaus representada pelo fluxo Jurupari-Oriximiná é considerada uma restrição interna ao submercado Norte e, portanto, não considerada no cálculo do PLD pela CCEE, as térmicas de Manaus são frequentemente despachadas pelo ONS e remuneradas por Encargos de Serviço do Sistema (ESS), uma vez que o CMO está maior que o PLD nestes casos.

Além disso, a cidade de Manaus tem enfrentados diversos apagões, conforme noticiado pelo G1 em 3 de abril de 2025, em que enfrentou três apagões em um intervalo de 27 dias.

- 7 de março: apagão foi causado pelo desligamento da linha de 500 kV Jurupari-Silves;
- 27 de março: falha na linha de transmissão de 230 kV Lechuga-Manaus;
- 2 de abril: desligamento da linha de transmissão de 500 kV Jurupari-Oriximiná.

Portanto, sistemas de armazenamento nesta região fazem todo o sentido físico e econômico, uma vez que podem propiciar serviços de black-start em caso de apagão, uma série de serviços ancilares para evitá-los, como controle de tensão e frequência, além da capacidade de atendimento a ponta de carga diminuindo o ESS e, principalmente, postergar investimentos em transmissão em uma região com diversas dificuldades construtivas e problemáticas ambientais.

Sem um sinal locacional adequado a tendência é que investidores não se instalem nesta região dada a dificuldade de operação de sistemas de baterias em ambientes com alta temperatura e umidade conforme demonstrado nos estudos de Wu et.al (2025).

Há uma série de outros sinais locais de menor magnitude, mas ainda importantes, inclusive alguns dentro do mesmo submercado com pouca distância física entre eles, mas de grande diferença elétrica.

Um exemplo são as instalações solares fotovoltaicas no submercado Sudeste/Centro-Oeste, pois pode ser de interesse de geradores fotovoltaicos aproveitarem sinergias operacionais para instalar sistemas de baterias nas circunvizinhanças de parque solares já existentes e operacionais. A Figura 6.3 demonstra uma maior viabilidade para se instalar o sistema de baterias em parques de Minas Gerais do que em parques de São Paulo.

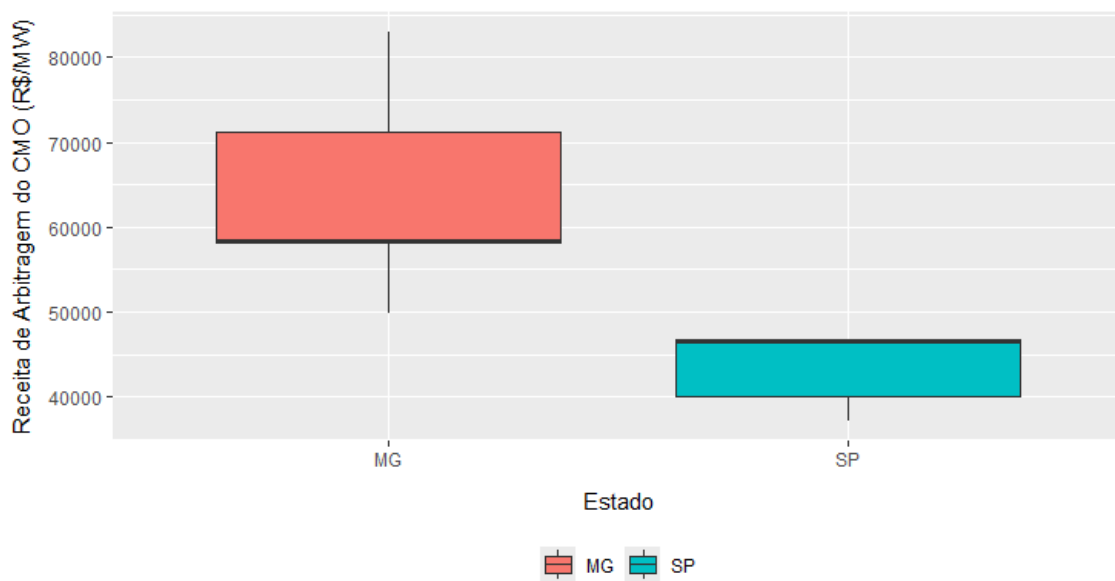


Figura 6.3 - Receita de Arbitragem de CMO anual para Parques Solares do SE/CO – 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.

Embora os parques solares de Minas Gerais e São Paulo sejam próximos fisicamente, em Estados contíguos, os parques de Minas Gerais se concentram na parcela norte do Estado, próxima a fronteira da Bahia. Com isto, a subestação de Presidente Juscelino, no subsistema SE/CO, apresenta-se como um fator limitante no escoamento de energia tanto das usinas do norte de Minas Gerais, como também de usinas da região Nordeste. Desta forma, os parques solares em Minas Gerais tendem a sofrer muito mais com cortes de geração do que aqueles localizados no Estado de São Paulo, com isto os sistemas de baterias podem carregar com CMOs mais baixos, apresentando um sinal locacional muito mais forte. O PLD, calculado pela CCEE, não representa esta tendência pois considera o fluxo referente a subestação Presidente Juscelino (FJUSC) como uma restrição interna a submercado não sendo representada na formação de preço. Neste caso vemos novamente o efeito “*Missing Money*” de adiamento de

investimentos em sistemas de transmissão devido a sistemas de armazenamento apontado por Taibi et al. (2020) e um benefício claro aos geradores da região que sofreriam menos com eventos de *curtailment*.

No caso das UHR, utilizar dos benefícios locais propostos seria mais desafiador pois acrescenta-se a dificuldade geográfica e de disponibilidade de recurso hídrico associada a construção desse tipo de usina, que possui flexibilidade locacional menor do que as baterias. É improvável que uma UHR consiga se instalar na região de Manaus, por exemplo, dada as características ambientais da região, no entanto, há ainda diversas outras regiões que alinham disponibilidade geográfica e de recurso hídrico aos sinais locais propostos. Um exemplo é o projeto da UHR Irapé proposta por Santos et al. (2024), localizada justamente no norte de Minas Gerais, próxima as regiões geotérmicas dos parques solares da região, conforme demonstrado na Figura 6.4.

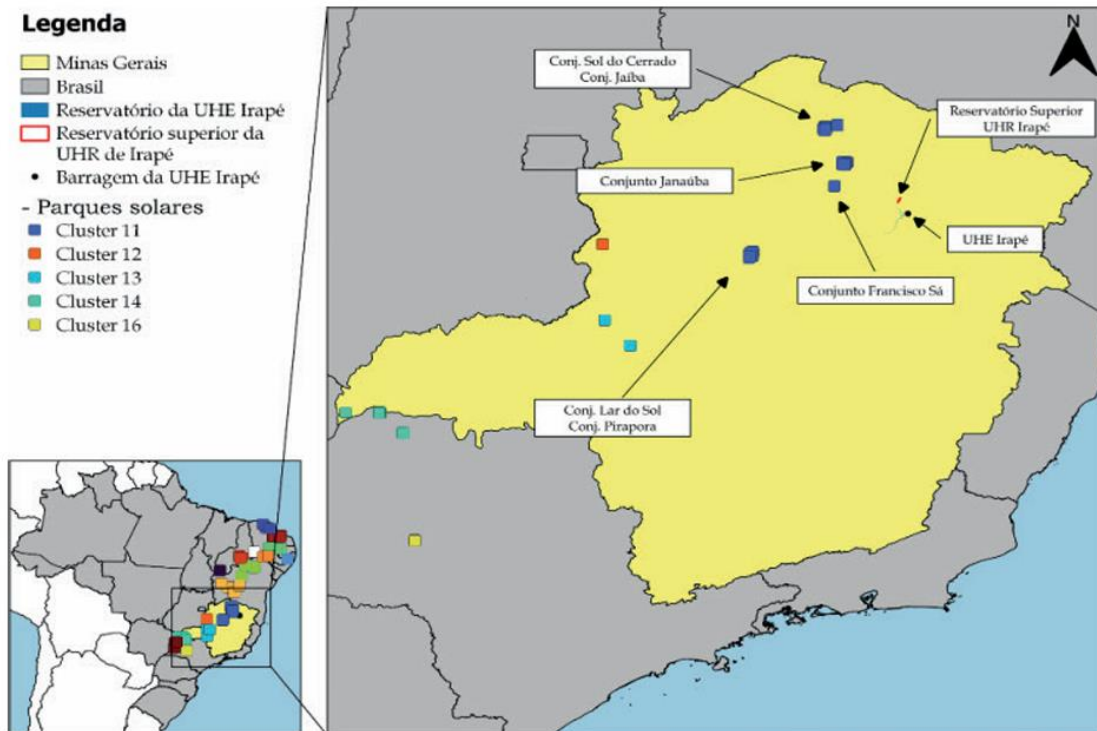


Figura 6.4 - Região geotérmica servida pela UHR Irapé. Fonte: Santos et al. (2024)

Nos futuros leilões de UHR não há definição estabelecida quanto à duração dos ciclos, ainda que exista uma propensão natural para que sejam diários. A definição da duração do ciclo diário pode afetar o sinal locacional entre os submercados conforme demonstrado na Figura 6.5.

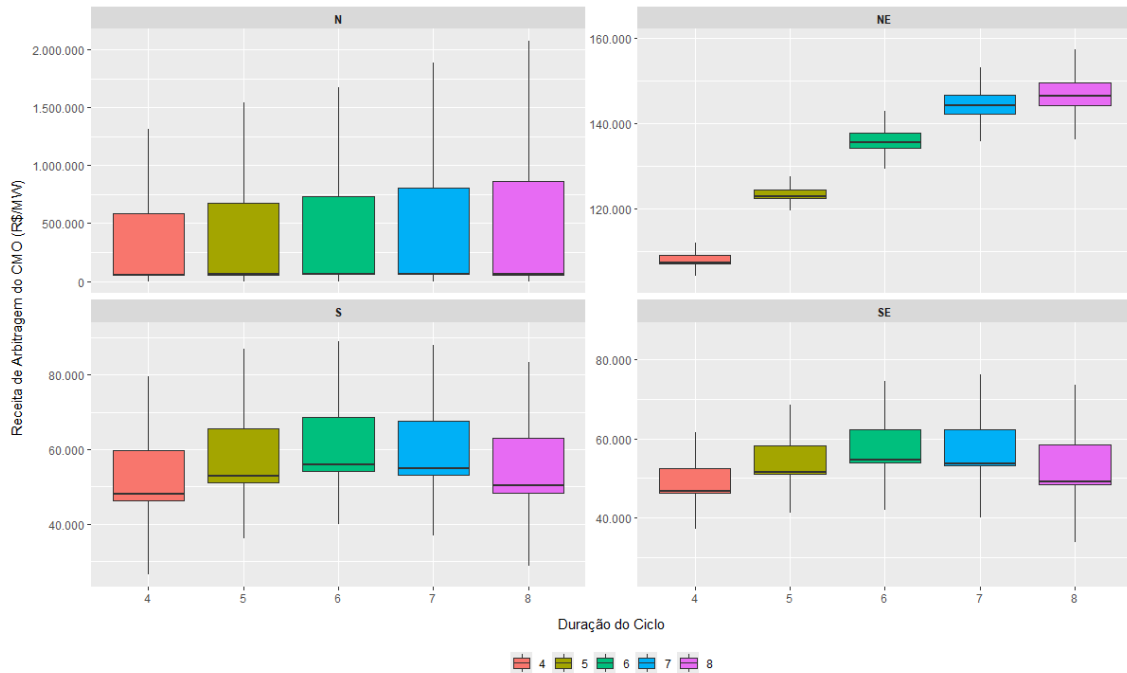


Figura 6.5 - Arbitragem de CMO anual por duração do ciclo –75% de eficiência. Fonte: O Autor.

Caso seja mantida a duração de ciclo de 4 horas estipulada para o leilão de baterias, corre-se o risco de uma contratação subótima, uma vez que os empreendedores tendem a dimensionar seus projetos com base nessa premissa técnica. Entretanto, conforme ilustrado na Figura 6.5 a duração de ciclo que efetivamente minimiza o custo global de operação — e, conseqüentemente, os encargos — para a maioria dos barramentos do SIN, concentrados principalmente nas regiões Sudeste e Sul, é de 6 horas.

Para uma eficiência característica de UHRs de 75% proposta em Silva et al. (2025), o submercado Nordeste e Norte tem a tendência de apresentar maiores receitas de arbitragem com maiores durações de ciclo.

Caso tivéssemos uma eficiência de 100% no processo de carregamento/descarregamento uma maior duração de ciclo sempre levaria a uma maior receita de arbitragem, no entanto, ao considerar eficiência, a operação com maior número de horas pode onerar a receita devido o carregamento mais custoso com que o descarregamento em determinados momentos com *spread* de CMO não tão representativo.

A inclusão desta parcela de “arbitragem do CMO” como sinal locacional no lance do leilão seria apenas para fins de competitividade, e não no preço de contratação, e respaldado legalmente no Decreto 10.707/2021. O Leilão de Sistemas Isolados de 2025 faz algo semelhante, mas sob a ótica das emissões, nele há um incentivo a substituição de diesel por meio do preço sombra de carbono, valorando as emissões de CO2 evitadas pela tecnologia

proposta pelo empreendedor para atender as localidades isoladas do SIN. No entanto, caso se entenda que esta abordagem a nível tão capilar de barramentos seja inadequada no atual grau de maturidade do setor, o próprio regulador pode estabelecer critérios de contratação com priorização regional ou estadual.

Para realizar a segregação em nível estadual, é possível estimar a porcentagem da demanda por armazenamento da região a ser alocada em cada estado com base na média da Arbitragem do CMO nos barramentos pertencentes ao respectivo estado. Dessa forma, a soma das porcentagens atribuídas a todos os estados da região totalizará 100%

Para a região Norte a contratação no Amazonas deveria ser priorizada, conforme a Figura 6.6, principalmente por conta da situação do atendimento a Manaus já explicitada.

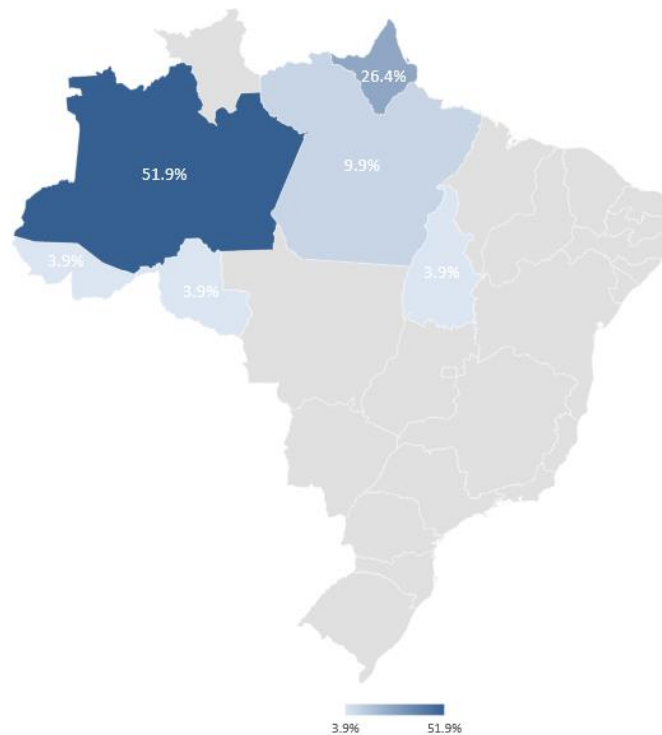


Figura 6.6 – Priorização Estadual - Norte - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.

Na região Nordeste, a distribuição entre os estados não apresenta grandes diferenças, sendo o Ceará o de maior participação, com 12,4%. O Maranhão se destaca como exceção, apresentando a menor participação, de 7,2%, conforme a Figura 6.7.



Figura 6.7 - Priorização Estadual - Nordeste - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.

Embora sejam muito próximos fisicamente, o Maranhão possui sua capacidade de geração majoritariamente termelétrica, representando 65% da capacidade instalada, enquanto o Ceará é majoritariamente eólico e solar, com 43% e 29% da capacidade instalada respectivamente. Esta diferença nas fontes de geração tem efeito claro no sinal econômico para instalação de sistemas de armazenamento, priorizando o Ceará.

Na região Sudeste e Centro-Oeste, o Mato Grosso se destaca com 17,4%, conforme Figura 6.8. No entanto, o Mato Grosso do Sul apresenta a menor participação, com 10,8%. Novamente vemos estados “vizinhos” que apresentam expressiva diferenciação no sinal econômico para instalação de sistemas de armazenamento.

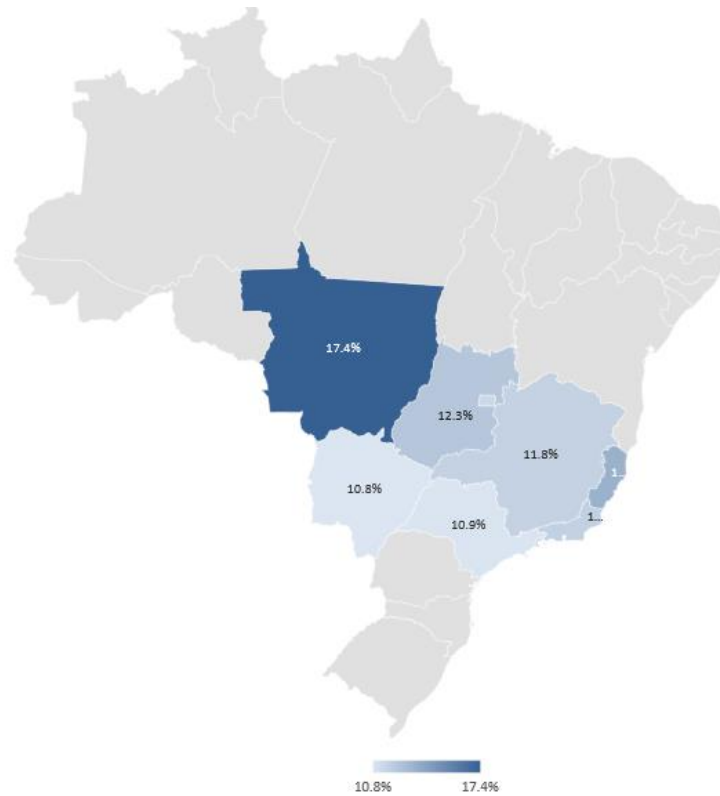


Figura 6.8 - Priorização Estadual – Sudeste e Centro-Oeste - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.

Ao analisar a média do CMO por hora do dia em 2024 para ambos os estados, observa-se que o Mato Grosso apresenta dois picos de CMO: o primeiro às 18 horas, coincidente com o do Mato Grosso do Sul, e o segundo às 22 horas, momento em que o Mato Grosso do Sul apresenta uma expressiva redução, conforme ilustrado na Figura 6.9.

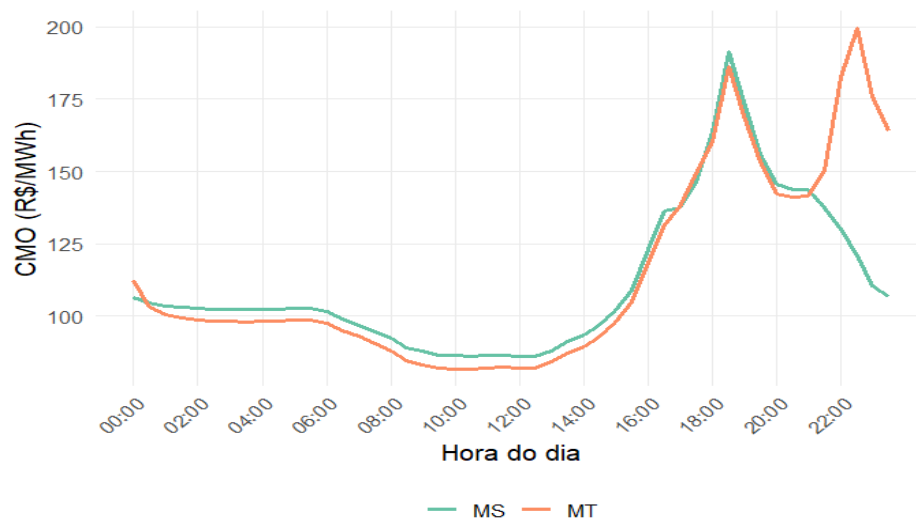


Figura 6.9 - Média do CMO por hora do dia de 2024 para o Mato Grosso do Sul e Mato Grosso. Fonte: O Autor

A presença de dois picos de CMO, ou seja, duas janelas de oportunidade para a descarga das baterias ou a turbinamento da água dos reservatórios, eleva a média das quatro horas de operação contínua adotada como premissa nesta dissertação. Esse comportamento confere ao Mato Grosso um sinal econômico mais favorável à instalação de sistemas de armazenamento em comparação ao Mato Grosso do Sul. Além disso, nas horas de carregamento ou bombeamento, o CMO no Mato Grosso também se apresenta ligeiramente inferior.

Este sinal econômico está intimamente ligado a atividade econômica da região, associado a demandas de irrigação conectadas ao sistema de 230 kV no eixo Sinop - Sorriso - Lucas do Rio Verde - Nova Mutum - Nobres e Rondonópolis que ocorrem principalmente após as 21 horas.

Na priorização estadual do Sudeste e Centro-Oeste destaca-se que Minas Gerais é apenas o 5º estado da região, atrás do Mato Grosso, Espírito Santo, Goiás e Rio de Janeiro, o que é um resultado não intuitivo pois Minas Gerais possui em seu portfólio de geração uma elevada capacidade instalada solar, seja centralizada ou MMGD. Analisando a distribuição dos barramentos dentro do estado de Minas Gerais na Figura 6.10 vemos que embora a média do Estado seja baixa, regiões do Norte e Leste de Minas Gerais, barramentos conectados em 230kV e autoprodutores possuem elevados valores de Arbitragem de CMO, enquanto as regiões do Oeste, Sul, Mantiqueira e região Metropolitana possuem baixos valores.

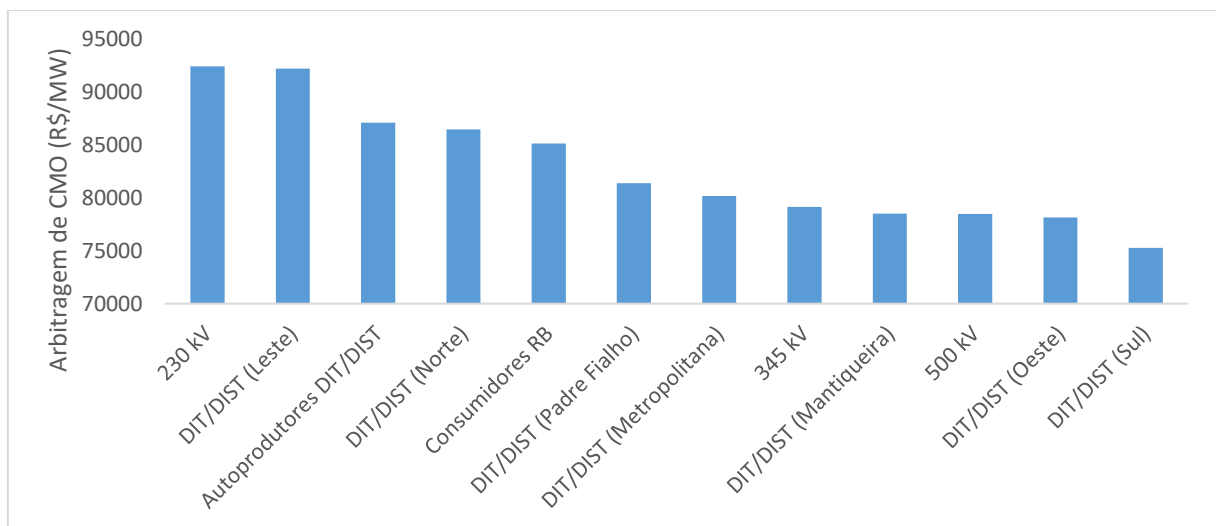


Figura 6.10 - Priorização Estadual – Minas Gerais - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência.
Fonte: O Autor.

Minas Gerais exemplifica a limitação de uma abordagem que adota critérios de contratação com priorização regional ou estadual, em detrimento de uma análise mais capilar

por barramento, pois essa agregação pode mascarar sinais econômicos relevantes existentes dentro de um mesmo estado, como no caso mencionado. Ressalta-se que, caso fossem consideradas apenas as cinco primeiras classificações de barramento em Minas Gerais, isto é, de 230 kV até os consumidores RB, o estado passaria a ocupar a segunda posição na priorização regional.

Para a região Sul, o Rio Grande do Sul se destaca com 36%, mas não muito distante do Paraná e Santa Catarina com 32%, conforme demonstra a Figura 6.11.



Figura 6.11 - Priorização Estadual – Sul - Arbitragem de CMO - 4 horas de ciclo e 88% de eficiência. Fonte: O Autor.

A priorização regional já foi utilizada em leilões de energia no Brasil, como no leilão de usinas térmicas decorrente da desestatização da Eletrobras, que previa a contratação de 8 GW de capacidade térmica: 1 GW no Nordeste, em capitais sem ponto de suprimento de gás natural; 2,5 GW no Norte, em capitais com viabilidade de uso de reservas de gás da Amazônia, garantindo ao menos duas sem suprimento de gás; 2,5 GW no Centro-Oeste, em capitais sem ponto de gás; e 2 GW no Sudeste, sendo 1,25 GW para estados com suprimento de gás e 0,75 GW para áreas da Sudene na região sem ponto de gás.

7. Sugestões para futuros trabalhos

A metodologia utilizada na proposta de mecanismo locacional foi aplicada com dados históricos de 2024, quando, idealmente, deveria ser realizada uma abordagem prospectiva nesta avaliação condizente com a entrada em operação comercial dos vencedores do certame, o que é uma sugestão para futuros trabalhos.

Exemplifica-se a dificuldade, mas também a importância e necessidade, de realizar tal análise de maneira prospectiva com um fato observável a partir de Julho/2025, quando entrou em operação comercial a Usina Termelétrica GNA II, instalada no Porto do Açú no Rio de Janeiro, que opera com geração por inflexibilidade contratual de Julho a Dezembro, e nos meses sem inflexibilidade pode ser despachada na ordem de mérito de custo ou por critérios do ONS. A geração desta usina alivia a sobrecarga sobre a subestação Presidente Juscelino (FJUSC), conforme Instrução de Operação IO-ON.SENE - Operação Normal da Interligação Sudeste / Nordeste, que é o fator limitante responsável pela maior parte dos cortes de geração dos parques solares em Minas Gerais, e desta maneira, diminui o sinal locacional para instalação de sistemas de armazenamento em UFVs de Minas Gerais apresentado na Figura 6.3 com dados de 2024. Isto porque com a diminuição dos cortes de geração em Minas Gerais as horas de CMO igual a 0 diminuem, momentos que os sistemas de armazenamento poderiam se carregar ou bombear água.

A operação do SIN é tão complexa e integrada que a diminuição do sinal locacional para sistemas de armazenamento em Minas Gerais devido a geração de GNA II intensifica o sinal locacional indiretamente no Rio Grande do Norte e Ceará, distantes milhares de quilômetros. Os fluxos sistêmicos entre o Norte e Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste podem ser representados de maneira simplificada através do diagrama da Figura 7.1.



Figura 7.1 - Fluxos sistêmicos entre o Norte e Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Fonte: O autor

Ao diminuir a sobrecarga na subestação Presidente Juscelino (FJUSC) o fluxo FNESE pode ser maximizado, no entanto, para manter a operação segura em possíveis contingências o fluxo FNS+FNESE precisa ser reduzido, tornando-o, portanto, mais concorrido. Isto tem um impacto sobre o Rio Grande do Norte e Ceará exemplificado na Figura 7.2.

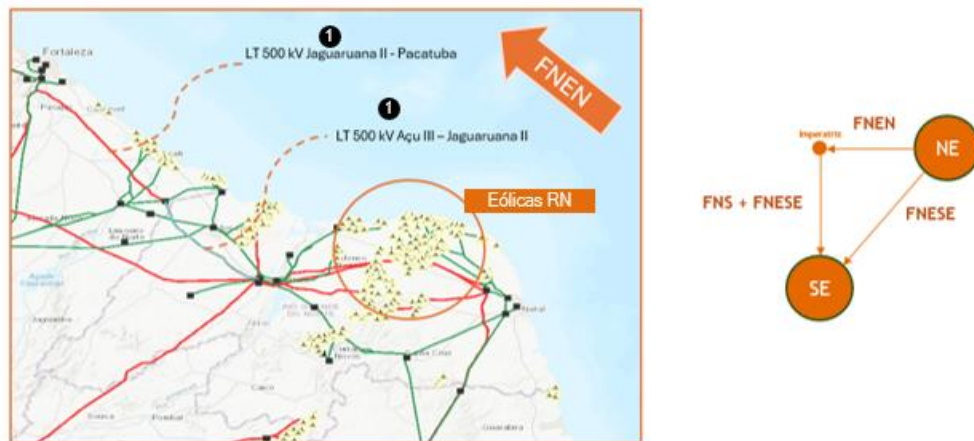


Figura 7.2 - Principais Fluxos do Rio Grande do Norte e Ceará. Fonte: O Autor.

As linhas de 500 kV Açú III – Jaguaruana II – Pacatuba são demarcadas no mapa com o número 1. A limitação destas linhas é justificada pois sua possível contingência acarreta colapso e/ou severos afundamentos de tensão no sistema de transmissão conforme Instrução de Operação IO-ON.NE.5NE - Operação Normal da Área 500 kV da Região Nordeste.

Portanto, a geração de GNA II diminui a sobrecarga sobre a subestação Presidente Juscelino (FJUSC), maximizando o fluxo FNESE e diminuindo o corte de geração em Minas Gerais, no entanto, torna o fluxo FNS + FNESE mais concorrido levando ao limite as linhas 500 kV Açú III – Jaguaruana II – Pacatuba e ocasionando cortes de geração no Rio Grande do Norte e Ceará e, por consequência, aumentando o sinal locacional para instalação de sistemas de armazenamento nestes estados. Toda essa dinâmica só pode ser observada a partir da entrada em operação comercial da usina, em julho de 2025, evidenciando a importância de uma abordagem prospectiva, sem desconsiderar que análises retrospectivas também oferecem informações relevantes.

8. Conclusões

Sob um olhar superficial pode parecer que o Brasil está atrasado em relação ao resto do mundo em tecnologia de armazenamento no setor elétrico. Nosso mercado “*energy-only*” com limites mínimos e máximos de preço limitam os ganhos de arbitragem destas tecnologias, o mercado de serviços ancilares é inexistente e busca apenas recuperar custos decorrentes da prestação destes serviços, o que inviabiliza qualquer iniciativa mercadológica para que um empreendedor, por sua conta e risco, faça um investimento tão vultoso em CAPEX. Na realidade, o Brasil nunca precisou se preocupar com tecnologias de armazenamento pois nossa gigantesca base hidrelétrica e grandes usinas com reservatório já supriam todas as necessidades do setor elétrico no mesmo “pacote energia”, como armazenamento, flexibilidade, capacidade ou inércia. No entanto, a expansão hidrelétrica cessou enquanto a demanda continuou crescendo, as fontes intermitentes começaram a ganhar relevância na matriz e tornou-se relevante abrir o “pacote energia” em outros produtos.

Assim como em diversos outros segmentos, a regulação não tem conseguido acompanhar o ritmo acelerado das transformações tecnológicas, o que acaba atribuindo ao Estado a função de mitigar as ineficiências resultantes da falta de uma regulação adequada que atribua um sinal de preço necessário para soluções via mercado. O Brasil hoje precisa de tecnologias de armazenamento, mas a arbitragem de preço ou o mercado de serviço ancilares é incapaz de remunerá-las. Neste contexto, surge o necessário leilão regulado de reserva de capacidade como indutor destas tecnologias, preenchendo a lacuna de viabilidade com uma receita fixa previsível e indexada a inflação.

Recomenda-se que estes devem ser soluções passageiras, enquanto o mercado se estrutura para a nova realidade operativa, como sinais de preço adequados que podem se tornar até negativos e maturação do mercado de serviços ancilares, de maneira que no futuro soluções via mercado sejam possíveis.

Até que o futuro chegue recomenda-se que os leilões busquem uma contratação ótima do ponto de vista sistêmico que não onere demasiadamente o consumidor.

Uma contratação ótima não significa contratar ao menor preço, e sim uma contratação que maximize o custo-benefício total, como uma maneira de remunerar adequadamente o “*Missing Money*” de determinada tecnologia em algum ponto específico da rede, ao mesmo tempo que garante uma redução de encargos aos consumidores.

Sob esta ótica, foi proposto nesta dissertação que se inclua nos leilões de capacidade um fator locacional associado aos lances dos agentes nos leilões, de maneira que um empreendedor

de baterias tenha incentivo para se instalar na região de Manaus, onde as condições ambientais provavelmente tornarão sua operação mais custosa, mas que poderá maximizar o benefício sistêmico com redução de encargos. Ou que um empreendedor disposto a investir em usinas reversíveis tenha incentivo a fazê-lo no norte de Minas Gerais e não em São Paulo. A inclusão do critério locacional nos leilões tende, assim, a alinhar a contratação de potência às necessidades reais do sistema, valorizando o papel do armazenamento como elemento de flexibilidade e segurança operacional.

Caso se entenda que o sistema brasileiro não está em nível de maturidade suficiente para contratação de capacidade a níveis tão capilares de barramento, uma possível medida transitória seria que o poder concedente especificasse a demanda de contratação a nível estadual, priorizando aqueles estados que tenham um maior sinal econômico para operação de sistemas de armazenamento.

A proposta locacional utilizou dados de 2024 como conceito, e que em trabalhos futuros pode ser aprimorada através de uma abordagem prospectiva, e não retrospectiva, pois o comportamento passado pode não refletir adequadamente problemas futuros.

Referências

ABRAGET. Contribuição da ABRAGET à Consulta Pública MME nº 145. 2023.

AHČIN, P.; BERG, K.; PETERSEN, I. Techno-economic analysis of battery storage for peak shaving and frequency containment reserve. In: 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), novembro de 2019. [S.l.]: IEEE, 2019. p. 1-5.

ANEEL. Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão em Regime Permanente. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2024b. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/indicadoresDistribuicao/indicadoresConformidadeNivelTensaoRegimePermanente>. Acesso em: 6 abr. 2025.

ANEEL. Luz na Tarifa – Base de Tarifas. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2024a. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 6 abr. 2025.

ANEEL. Nota Técnica nº 032/2023-SRG/ANEEL. 2023.

ANEEL. Nota Técnica nº 31/2025-SGM/ANEEL. 2025.

AURORA ENERGY RESEARCH. Contribuição da Aurora Energy Research para a Consulta Pública MME nº 176/2024. 2025.

BRANDÃO, Roberto; CASTRO, Nivalde de; HUNT, Julian (org.). A viabilidade das usinas reversíveis no sistema interligado nacional. Rio de Janeiro: E-Papers, 2021. 452 p. ISBN 978-65-87065-29-8.

CARDOZO, Daniel. Governo trabalha para incluir hidrelétricas reversíveis em futuros leilões de potência. Eixos Energia, 2025. Disponível em: <https://eixos.com.br/energia-eletrica/governo-trabalha-para-incluir-hidreletricas-reversiveis-em-futuros-leiloes-de-potencia/>. Acesso em: 30 mar. 2025.

COSTA VERDE. Contribuição da COSTA VERDE para a Consulta Pública MME nº 176/2024. 2024.

DPOG. Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTEP – Minuta de portaria de diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência. Ministério de Minas e Energia, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Custos%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20Transmiss%C3%A3o_PDE2034_2024.09.06.pdf. Acesso em: 6 abr. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão. Nota Técnica EPE-DEE-NT-090/2021. 2021. Disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0_Servicos%20Ancilares.pdf. Acesso em: 16 nov. 2024.

ELETROBRAS. Contribuição da Eletrobras para a Consulta Pública MME nº 176/2024. 2025.

GESEL. Aspectos Técnicos e Operativos das UHRs - Gesel: Usinas Hidrelétricas Reversíveis. 2020. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=148aTY77Z2k>. Acesso em: 16 nov. 2024.

HU, Yu; ARMADA, Miguel; SÁNCHEZ, María Jesús. Potential utilization of Battery Energy Storage Systems (BESS) in the major European electricity markets. Dez. 2021. DOI: 10.48550/arXiv.2112.09816. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/357201934_Potential_utilization_of_Battery_Energy_Storage_Systems_BESS_in_the_major_European_electricity_markets. Acesso em: 16 nov. 2024.

HUNT, Julian David; BYERS, Edward; RIAHI, Keywan; LANGAN, Simon. Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective. *Energy Conversion and Management*, v. 166, 2018, p. 385-401. ISSN 0196-8904. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418303790>. Acesso em: 16 nov. 2024. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.04.044.

HUNT, Julian David et al. Existing and new arrangements of pumped-hydro storage plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 129, 2020, p. 109914. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120302057>. Acesso em: 16 nov. 2024. DOI: 10.1016/j.rser.2020.109914.

IAB – INSTITUTO ACENDE BRASIL. Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: análises e recomendações. White Paper, n. 7, São Paulo, 2012. 52 p.

KEBEDE, Abraham Alem; KALOGIANNIS, Theodoros; VAN MIERLO, Joeri; BERECIBAR, Maitane. A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 159, 2022, p. 112213. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001368>. Acesso em: 16 nov. 2024. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112213.

LEITE, Antonio Dias. A energia do Brasil. Lexikon, 2014. 624 p.

LIMA, Delberis Araujo. Avaliação da localização das fontes renováveis de energia no sistema de transmissão de energia elétrica. Rio de Janeiro: FGV, 2022.

MADUREIRA, Angelo Torres et al. Viabilidade da conversão de turbinas Francis em unidade reversível para estabilização da operação de usinas hidrelétricas – caso de estudo UHE Tucuruí. Grupo de Estudo de Geração Hidráulica - GGH - SNPTEE, 2023.

MACHADO, Pedro P. B.; RAMOS, Dorel; TENAGLIA, Gustavo; HUNT, Julian David. Reducing intermittence of renewable energy sources with seasonal-pumped-storage plants. *Energy and Power Engineering*, v. 9, 2017, p. 273-292. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/316661830_Reducing_Intermittence_of_Renewable_Energy_Sources_with_Seasonal-Pumped-Storage_Plants. Acesso em: 16 nov. 2024. DOI: 10.14268/ajhwes.2017.00040.

MÜNDELERLEIN, Jeanette et al. Analysis and evaluation of operations strategies based on a large scale 5 MW and 5 MWh battery storage system. *Journal of Energy Storage*, v. 24, 2019, p. 100778. DOI: 10.1016/j.est.2019.100778.

NREL. Annual Technology Baseline (ATB) – Utility-Scale Battery Storage. National Renewable Energy Laboratory, 2024. Disponível em: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage. Acesso em: 6 abr. 2025.

NÚÑEZ, F.; CANCA, D.; ARCOS-VARGAS, A. An assessment of European electricity arbitrage using storage systems. *Energy*, 2021, p. 122916.

NOTA TÉCNICA EPE/DEE/SEG/013/2021. Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica. Fevereiro de 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-561/EPE-DEE-NT-013_2021-r0.pdf. Acesso em: 16 nov. 2024.

OLABI, Abdul Ghani et al. Battery energy storage systems and SWOT (strengths, weaknesses, opportunities, and threats) analysis of batteries in power transmission. *Energy*, v. 254, 2022, p. 123987. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/360224683_Battery_energy_storage_systems_and_SWOT_strengths_weakness_opportunities_and_threats_analysis_of_batteries_in_power_transmission. Acesso em: 16 nov. 2024. DOI: 10.1016/j.energy.2022.123987.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Limites de Transferência de Energia entre Regiões e Geração Térmica por Restrições Elétricas para o Período de Setembro de 2023 a Dezembro de 2027. 2023.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Mapa de Densidade de Descargas Atmosféricas. 2018.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Nota Técnica NT-ONS DTA 0085/2023. Agosto de 2023.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório de Programação da Operação Energética Diária - REPDOE. Abril de 2025.

PSR. PSR Energy Report – Março de 2023 – Edição 195. Rio de Janeiro: PSR, 2023.

SANTOS, Afonso H. M. et al. Capítulo 10 - Estudo de Caso: Estudos Finais para a UHR Irapé. In: BRANDÃO, Roberto et al. (coord.). Manual de inventário de usinas hidrelétricas reversíveis. 1. ed. Rio de Janeiro: E-papers, 2024. p. 389-485.

SANTOS, Victor Hugo Ribeiro dos et al. Experiência internacional na prestação dos serviços ancilares, armazenamento e de flexibilidade pelas usinas hidrelétricas reversíveis (UHR). Grupo de Estudo de Geração Eólica, Solar e Demais Recursos Energéticos Distribuídos - GES - SNPTEE, 2023.

SEKARIC, Lidija; CORDOVA, Alan. How Battery-based Energy Storage Can Accelerate Deep Decarbonization. Disponível em: <https://blog.fluenceenergy.com/how-battery-based-energy-storage-can-accelerate-deep-decarbonization>. Acesso em: 16 nov. 2024.

SILVA, Luciano José da et al. Pumped Hydro Storage in the Brazilian Power Industry: A Sustainable Approach to Expanding Renewable Energy. Sustainability, v. 17, n. 5, p. 1911, 2025.

SUSANTO, Julius. Frequency control for low inertia power systems from an operational perspective. 2021. Disponível em: <https://www.youtube.com/playlist?list=PLBWiUUCHkMJayaCta-CXXozD9ZXp5AWWr>. Acesso em: 16 nov. 2024.

TAIBI, Emanuele et al. Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability. Março de 2020. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/339738986_Electricity_Storage_Valuation_Framework_Assesing_system_value_and_ensuring_project_viability. Acesso em: 16 nov. 2024. DOI: 10.13140/RG.2.2.30598.73281.

VIANA, Alexandre et al. Competição varejista no Texas: principais características de um mercado de energia elétrica liberalizado. Apresentado em: ENCONTRO SOBRE COMPETIÇÃO VAREJISTA, 2023, Costa do Sauípe, BA, 30 nov. 2023.

WU, Xiaoqiang et al. Effect of humidity on properties of lithium-ion batteries. Journal of Electrochemical Science and Engineering, v. 13, n. 2, p. 427–439, 2023. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1452398123031036>. Acesso em: 6 abr. 2025.

APÊNDICE A

Contribuição na Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia nº 202 de 10/11/2025, referente a Portaria de Diretrizes e Sistemática do LRCAP de 2026 – Armazenamento, caracterizada como o produto oriundo da dissertação, classificado como “Norma ou Marco regulatório”, no subtipo “Estudos apresentados em audiência pública”:

Itajubá - MG, 13 de novembro de 2025.

Mauricio Carneiro Goulart

Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho

Ao Ministério de Minas e Energia

Assunto: Contribuições para a Consulta Pública nº 202, Portaria de Diretrizes e Sistemática do LRCAP de 2026 – Armazenamento.

Prezados Senhores,

Apresentamos, respeitosamente, nossas contribuições à Consulta Pública nº 202, elaboradas a partir dos desenvolvimentos realizados no âmbito do Programa de Pós-Graduação Profissional em Engenharia Hídrica da Universidade Federal de Itajubá, que resultaram na dissertação intitulada “Armazenamento de Energia: Desafios na Operação do SIN, Serviços Ancilares, Capacidade e Arbitragem de Preços”.

Um dos objetivos da dissertação era “Evidenciar a insuficiência dos mecanismos locacionais atualmente utilizados nos leilões, em relação à sinalização adequada dos benefícios sistêmicos proporcionados por tecnologias de armazenamento em pontos estratégicos da rede.” e “contribuir para a operacionalização do disposto no art. 3º, §2º, do Decreto nº 10.707/2021, que regulamentou a possibilidade de serem considerados sinais econômicos relacionados aos benefícios para o sistema associados à localização dos empreendimentos na contratação de reserva de capacidade na forma de potência.”

Desta forma, vemos como muito positiva a metodologia proposta pela EPE com a criação da Constante de Bonificação de Localização.

Além disso, concordamos com o Nível 1 proposto, em escala regional (ou grupo de barras), uma vez que apresenta a menor complexidade operacional para instrução do certame e se trata da primeira vez que tal mecanismo é utilizado.

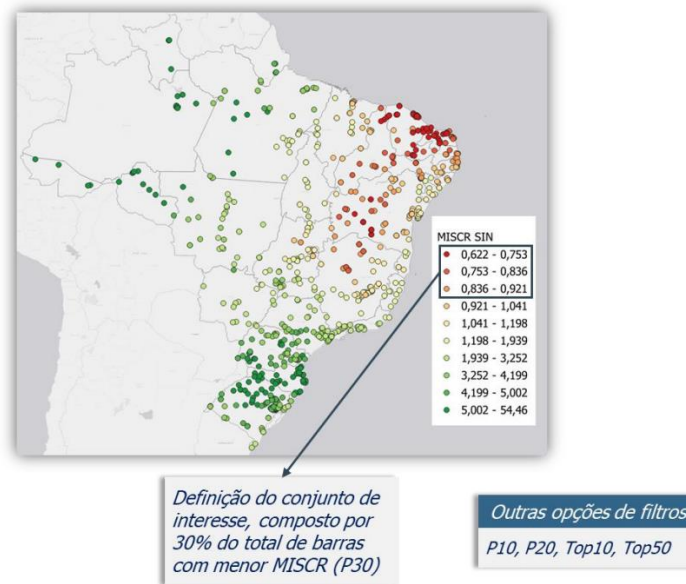
Acreditamos que futuramente pode-se avaliar uma metodologia de bonificação locacional que priorize a redução dos encargos, para além dos índices de robustez elétrica propostos.

Por exemplo, pode-se considerar a redução dos encargos de serviço do sistema (ESS), balizador já utilizado na Consulta Pública 045/2019 – 3ª Fase para ordenamento dos cortes de geração, e a maximização dos ganhos de arbitragem que serão repassados a CONCAP, com posterior redução do Encargo de Capacidade (ERCAP).

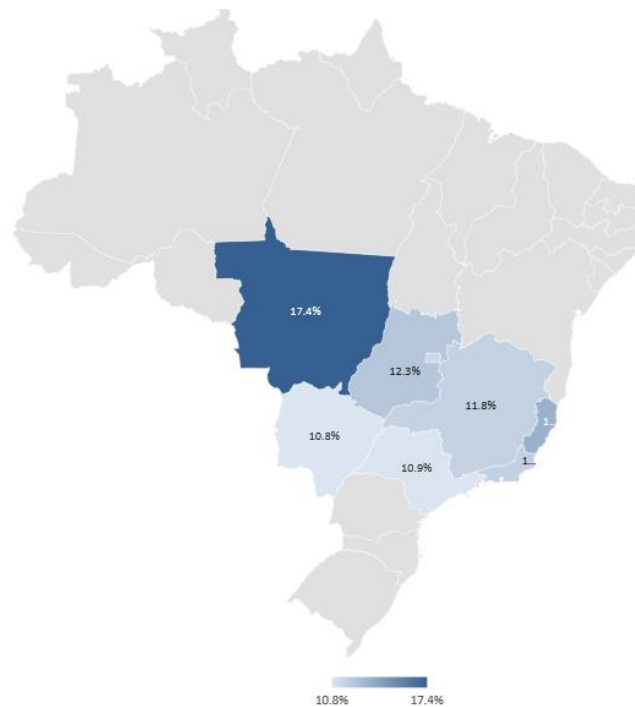
Propusemos na dissertação um conceito de “Arbitragem de CMO”, que embora não seja um ganho financeiro direto, uma vez que o preço é dado pelo PLD, é um indicador que abrange tanto os ganhos da CONCAP (via PLD, indiretamente representado no CMO), como a redução do ESS (em situações que $CMO > PLD$).

Realizamos os estudos com os dados de CMO do DESSEM ONS, por semi-hora e barramento, com todos os dias disponíveis de 2024 e a análise demonstra que haveria sinais locacionais mais dispersos geograficamente e que os índices de robustez elétrica propostos não foram capazes de capturar.

Por exemplo, a metodologia proposta com índices de robustez elétrica apresenta os principais sinais locacionais para instalação no Rio Grande do Norte e Ceará, com quase nenhuma distinção entre estados como Mato Grosso e Mato Grosso do Sul ou Amazonas e Pará.

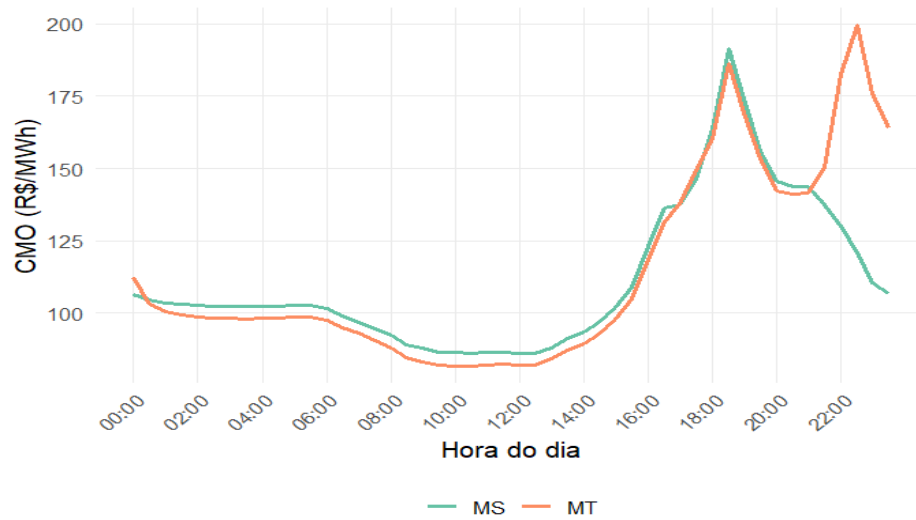


Considerando a “Arbitragem de CMO” para um sistema de baterias com um ciclo diário de carregamento e descarregamento de 4 horas contínuas cada, otimizados para ocorrerem, respectivamente, nos menores e maiores valores contínuos do CMO, e realizando a segregação dos barramentos em nível estadual vemos que no Sudeste e Centro-Oeste o sinal locacional seria muito mais forte no Mato Grosso do que no Mato Grosso do Sul.



Ao analisar a média do CMO por hora do dia em 2024 para ambos os estados, observa-se que o Mato Grosso apresenta dois picos de CMO: o primeiro às 18 horas, coincidente com o do

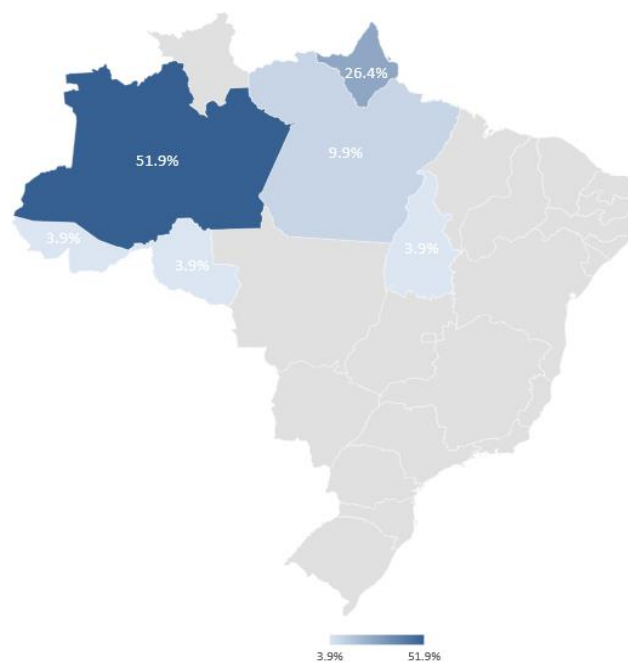
Mato Grosso do Sul, e o segundo às 22 horas, momento em que o Mato Grosso do Sul apresenta uma expressiva redução.



A presença de dois picos de CMO apresenta duas janelas de oportunidade para a descarga das baterias. Esse comportamento confere ao Mato Grosso um sinal econômico mais favorável à instalação de sistemas de armazenamento em comparação ao Mato Grosso do Sul. Além disso, nas horas de carregamento, o CMO no Mato Grosso também se apresenta ligeiramente inferior.

Este sinal econômico está intimamente ligado a atividade econômica da região, associado a demandas de irrigação conectadas ao sistema de 230 kV no eixo Sinop - Sorriso - Lucas do Rio Verde - Nova Mutum - Nobres e Rondonópolis que ocorrem principalmente após as 21h30m dado os descontos especiais nas tarifas de energia elétrica aplicáveis às unidades consumidoras classificadas na Classe Rural, na atividade de irrigação e aquicultura entre 21h30m e 06h.

Na região Norte vemos uma distinção relevante do Amazonas para os outros estados da região.



Segundo o ONS, o trecho entre Oriximiná e Manaus enfrenta desafios significativos. As linhas de transmissão (LTs) estão sujeitas a descargas atmosféricas intensas e a enchentes do rio Amazonas, o que compromete sua operação. Além disso, os limites de intercâmbio entre o Norte e os demais submercados variam conforme a disponibilidade de geração das usinas hidrelétricas de Belo Monte e Tucuruí, cujas aflúências são altamente sazonais. Essa dependência torna o fluxo de energia na região instável e frequentemente exige maior despacho térmico ou o uso de geração local, como a da UHE Balbina, para garantir o suprimento à carga de Manaus.

Considerando o critério de segurança “N-1” e o limite de importação de até 45% da carga, torna-se necessária a operação quase totalidade do parque térmico de Manaus. Em períodos de escassez hídrica, como o observado em 2024, o valor da água da UHE Balbina aumentou e elevou o CMO nos horários de pico. Como as restrições de transmissão para Manaus (fluxo Jurupari–Oriximiná) são tratadas como limitações internas ao submercado e não entram no cálculo do PLD, as térmicas locais acabam sendo despachadas pelo ONS e remuneradas via encargos de serviço do sistema (ESS).

Portanto, faria sentido priorizar a contratação na região de Manaus embora os índices de robustez elétrica não demonstrem este sinal.

Cabe ressaltar que a metodologia proposta foi aplicada com dados históricos de 2024, quando, idealmente, deveria ser realizada uma abordagem prospectiva nesta avaliação condizente com a entrada em operação comercial dos vencedores do certame, o que é uma sugestão para futuras avaliações.

Em síntese, acreditamos que a incorporação de indicadores econômicos complementares aos índices de robustez elétrica, notadamente aqueles relacionados à redução dos encargos sistêmicos e à captura de oportunidades locais identificadas pelo comportamento do CMO, pode contribuir de forma significativa para o aperfeiçoamento da metodologia proposta para o LRCAP.

Tais aprimoramentos fortalecem a aderência da sistemática às diretrizes do Decreto nº 10.707/2021 e ampliam a capacidade de o mecanismo refletir, de maneira mais fidedigna, os benefícios sistêmicos associados à implantação de projetos de armazenamento em pontos estratégicos da rede.

Reconhecemos e louvamos o esforço do MME em promover a abertura da consulta pública sobre armazenamento, demonstrando seu compromisso com a transparência e o contínuo aprimoramento. Reiteramos nossa disposição institucional em colaborar com o contínuo processo de aprimoramento regulatório do Ministério de Minas e Energia, bem como com o avanço das ferramentas metodológicas desenvolvidas pela EPE, sempre com foco no fortalecimento da operação do SIN, na racionalidade econômica e na alocação eficiente dos recursos de armazenamento.

APÊNDICE B

Comprovante de contribuição submetida no Portal do Ministério de Minas e Energia:

De: aplicacoes.contato@mme.gov.br <aplicacoes.contato@mme.gov.br>

Enviado: Saturday, November 15, 2025 4:25:27 PM

Para: carneirogoulart@outlook.com <carneirogoulart@outlook.com>

Assunto: Contribuição consulta pública

Prezado(a) Mauricio Carneiro Goulart,

Sua contribuição foi **enviada com sucesso!** Em breve, ela será analisada pela área responsável no Ministério de Minas e Energia (MME).

Status da Contribuição: **Recebida**

Após a análise pela área gestora da consulta pública, sua contribuição poderá receber um dos seguintes status:

Admitida para análise: sua contribuição será considerada no processo de construção do normativo relacionado à consulta pública.

Não admitida para análise: sua contribuição não será admitida para análise, podendo haver diferentes motivos, tais como:

- Tema não relacionado ao objeto do normativo;
- Conteúdo já contemplado em outra contribuição;
- Incompatibilidade com o escopo da consulta, entre outros.

Agradecemos sua colaboração para o aperfeiçoamento das consultas públicas e permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos.