



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Estudos de Cálculo de Lastro de Potência e Valoração dos Recursos de Armazenamento no SIN

Roberto Brandão
Murilo Miranda
Fábio A. Diuana

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 153

**Janeiro de 2026
Rio de Janeiro**

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 153

**Estudos de Cálculo de Lastro de Potência e
Valoração dos Recursos de Armazenamento no
SIN**

Roberto Brandão

Murilo Miranda

Fabio A. Diuana

ISBN: 978-85-7197-041-0

Rio de Janeiro

Janeiro de 2026

SUMÁRIO

1 Introdução	5
1.1 Estrutura e objetivos	8
2 Confiabilidade do sistema	10
3 Métodos de cálculo da capacidade firme	12
3.1 Métodos por aproximação	12
3.2 Modelos derivados das métricas de confiabilidade	13
3.2.1 Potência convencional equivalente.....	13
3.2.2 Capacidade firme equivalente.....	14
3.2.3 Capacidade efetiva de suporte à carga	15
3.2.4 Análise direta da perda de carga	16
3.2.5 Método baseado no conjunto de horas críticas.....	18
4 Aplicação dos métodos no SIN	19
5 Resultados	22
5.1 EFC	23
5.2 ELCC	25
5.2.1 ELCC com UTEs equivalentes aos projetos de armazenamento.....	27
5.3 Método baseado no conjunto de horas críticas	29
5.4 Discussão dos resultados	32
5.4.1 EFC e ELCC.....	33
5.4.2 DLOL e o método baseado no conjunto de horas críticas.....	33
5.4.3 Síntese	34
6 Considerações finais	36
7 Referências	39

Lista de abreviaturas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BESS - *Battery Energy Storage System*

CME - Custo Marginal de Expansão

CMO - Custo Marginal de Operação

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CVaR - *Conditional Value at Risk*

CVU - Custo Variável Unitário

DLOL - *Direct Loss-of-Load*

ECP - *Equivalent Conventional Power*

EENS - *Expected Energy Not Served*

EFC - *Equivalent Firm Capacity*

ELCC - *Effective Load-Carrying Capacity*

ENS - Energia Não Suprida

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FERV - Fonte de Energia Renovável Variável

GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico

GT - Grupo de Trabalho

IEA - *International Energy Agency*

IRENA - *International Renewable Energy Agency*

LOLE - *Loss of Load Expectation*

LOLP - *Loss of Load Probability*

MISO - *Midcontinent Independent System Operator*

MME - Ministério de Minas e Energia

MMGD - Micro e Minigeração Distribuída

MTBF - *Mean Time Between Failures*

NERC - *North American Electric Reliability Corporation*

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

PD&I - Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

PEN - Plano da Operação Energética

PJM - *PJM Interconnection*

PNS - Potência Não Suprida

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN - Sistema Interligado Nacional

TEIF - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

UHE - Usina Hidrelétrica

UHR - Usina Hidrelétrica Reversível

UTE - Usina Termelétrica

Estudos de Cálculo de Lastro de Potência e Valoração dos Recursos de Armazenamento no SIN¹

Roberto Brandão²

Murilo Miranda³

Fabio A. Diuana⁴

1 Introdução

A modernização dos sistemas elétricos é impulsionada pela necessidade de integrar as fontes de energia renováveis variáveis, como solar e eólica, o que exige soluções que preservem a confiabilidade e a flexibilidade operativa. Nesse cenário, os sistemas de armazenamento em baterias (BESS) assumem um papel central, pois oferecem uma resposta rápida a variações de carga e geração, contribuindo para a estabilidade de redes com elevada penetração de FERVs.

No Brasil, o setor elétrico passa por uma transformação estrutural impulsionada pela transição energética global, que desafia os mecanismos tradicionais de planejamento, operação e expansão do sistema elétrico e demanda o aprimoramento das metodologias de avaliação da confiabilidade e da capacidade firme dos recursos energéticos. A predominância histórica das usinas hidrelétricas com reservatórios conferia ao SIN um elevado grau de flexibilidade operativa, permitindo atender simultaneamente às demandas de energia e potência. No entanto, o esgotamento do potencial hidrelétrico com regularização significativa e a expansão

¹ Este estudo está relacionado ao projeto de pesquisa “Valoração de Sistemas Centralizados de Armazenamento de Energia (UHR e BESS) para participação em Leilões de Reserva de Capacidade no SIN”, vinculado ao Programa de P&D da ANEEL, executado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) com apoio financeiro da CTG.

² Diretor Técnico-Científico do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL)

³ Pesquisador Sênior MSc do GESEL, e Diretor da Essenz Consultoria

⁴ Pesquisador Sênior do GESEL, Doutor em Planejamento Energético pelo Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

de fontes renováveis variáveis reduziram a previsibilidade e a controlabilidade do sistema.

Como consequência, cresce a necessidade de novos projetos capazes de prover potência firme e sustentar a confiabilidade do SIN. Para tanto, é fundamental desenvolver ferramentas que quantifiquem com maior precisão a contribuição de cada tecnologia para a segurança de suprimento, de acordo com os critérios definidos como requisitos sistêmicos da operação.

Nos últimos anos, o Brasil tem avançado na revisão e modernização do marco regulatório e institucional do setor elétrico, especialmente com a adoção de novos critérios de risco sistêmico que aprimoram a representação da confiabilidade no planejamento e na operação.

Historicamente, o critério de confiabilidade adotado pelo SEB baseava-se em limitar a chance de déficit de energia a 5% por subsistema e em garantir o equilíbrio entre o CMO e o CME. Esse modelo mostrou-se adequado durante o predomínio hidrelétrico, quando a flexibilidade dos reservatórios permitia atender tanto à demanda de potência quanto à de energia. No entanto, a diversificação da matriz elétrica, com a crescente participação de fontes renováveis intermitentes, e o aumento da incerteza hidrológica tornaram evidente a necessidade de critérios mais sofisticados e compatíveis com a nova realidade operacional do sistema.

O processo de modernização teve antecedentes na Consulta Pública MME nº 33/2017, dedicada ao aprimoramento do marco legal do setor elétrico, e ganhou estrutura institucional com a Portaria MME nº 187/2019, que instituiu o Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico. No âmbito do GT, a revisão dos critérios de garantia de suprimento foi conduzida com foco em transparência, coerência e integração entre operação, expansão e garantias físicas.

Durante esse processo, foram analisadas métricas de risco sob perspectivas conceituais e quantitativas, incluindo probabilidade de ocorrência, valor esperado, análise econômica e referências internacionais. Experiências de países e regiões como Colômbia, Peru, Costa Rica, Panamá, Países Nórdicos, Quebec e Nova Zelândia foram consideradas, especialmente quanto à incorporação de efeitos de portfólio no planejamento da expansão.

A Resolução CNPE nº 29/2019 estabeleceu novas métricas probabilísticas e econômicas para o critério geral de garantia de suprimento, incluindo o *Conditional Value at Risk* e a *Loss of Load Probability*, aplicados à energia e à potência. Posteriormente, a Portaria MME nº 59/2020 definiu os parâmetros associados à aplicação dessas métricas. O novo arcabouço permite representar, de forma mais adequada, os riscos de déficit e seus impactos econômicos, em substituição a critérios que já não refletiam plenamente a complexidade do sistema.

Os estudos e simulações com diferentes cenários de perturbação demonstraram a relevância da métrica CVaR, que permite dar maior ponderação aos episódios mais severos de déficits de energia. Essa métrica mostrou-se particularmente útil para variáveis como energia não suprida e potência não suprida. Paralelamente, a LOLP representa a probabilidade de ocorrência de insuficiência de oferta para atendimento à carga e permanece como indicador amplamente utilizado. Com base nesses resultados, o grupo técnico propôs a adoção conjunta das seguintes métricas principais:

- i. CVaR aplicado ao CMO;
- ii. CVaR aplicado à ENS;
- iii. CVaR aplicado à PNS; e
- iv. LOLP.

Essas propostas foram apresentadas no primeiro relatório técnico do Grupo Temático “Critérios de Garantia de Suprimento”, submetido à Consulta Pública MME nº 80/2019. Após a consulta e a análise das contribuições dos agentes, os parâmetros foram ajustados e consolidados no segundo relatório, submetido à Consulta Pública MME nº 88/2019. O processo resultou na Resolução CNPE nº 29/2019, que formalizou o novo critério geral de garantia de suprimento. A resolução estabeleceu, para a adequabilidade do atendimento à energia, o CVaR aplicado à ENS e ao CMO e, para a adequabilidade do atendimento à potência, a LOLP e o CVaR aplicado à PNS.

Ademais, a Resolução CNPE nº 29/2019 estabeleceu que o novo critério deveria vigorar a partir de 2020 e os valores de referência das métricas foram inicialmente estabelecidos pela Portaria MME nº 59/2020.

Os parâmetros definidos foram:

- i. Para energia:
 - O CVaR de 10% do CMO $\leq$ R\$ 800/MWh; e
 - O CVaR de 1% da ENS $\leq$ 5% da demanda.
- ii. Para potência:
 - O LOLP $\leq$ 5%; e
 - O CVaR de 5% da PNS $\leq$ 5% da demanda.

Do ponto de vista institucional, a governança foi estruturada para que as métricas fossem formalizadas por Resolução do CNPE, conferindo-lhes caráter estrutural e de longo prazo, enquanto os parâmetros numéricos pudessem ser ajustados por Portaria do MME, de forma a acompanhar as mudanças nas condições do sistema elétrico. A implementação desses critérios representa um avanço relevante na representação das condições de operação e dos desafios da expansão da matriz. Também afeta a avaliação do custo marginal de expansão, com repercussões sobre decisões de investimento, estudos do PDE e o desenho de produtos de contratação.

Há, portanto, avanços relevantes na definição dos requisitos sistêmicos de confiabilidade no SEB. Na quantificação da oferta, porém, ainda são poucos os avanços consensuados para avaliar a contribuição agnóstica dos diferentes recursos energéticos, incluindo sistemas de armazenamento. Nesse sentido, é necessário aprimorar as metodologias de avaliação da capacidade firme dos recursos energéticos, de modo a fornecer subsídios técnicos para a formulação de políticas e para o desenho de mecanismos de contratação de capacidade.

Assim, o desafio consiste em desenvolver métodos tecnologicamente agnósticos, capazes de mensurar, de modo consistente, a contribuição de cada fonte (despachável ou não despachável) para o atendimento aos critérios de suprimento definidos pelo CNPE. Para isso, a avaliação da capacidade firme deve considerar tanto a confiabilidade estática do sistema quanto sua flexibilidade dinâmica, capturando os efeitos combinados da variabilidade e sazonalidade da disponibilidade dos recursos.

1.1 Estrutura e objetivos

Com base no exposto, este TDSE tem como objetivo apresentar os estudos realizados pelo GESEL sobre metodologias de cálculo do lastro de potência de projetos

de armazenamento. Esses estudos integram o projeto de PD&I intitulado “*Valoração de Sistemas Centralizados de Armazenamento de Energia (UHR e BESS) para participação em leilões de Reserva de Capacidade do SIN*”, desenvolvido no âmbito do Programa de PD&I da ANEEL.

As metodologias analisadas baseiam-se nos métodos potência convencional equivalente (ECP), capacidade firme equivalente (EFC), capacidade efetiva de suporte à carga (ELCC) e análise direta da perda de carga (DLOL), além de uma variante do DLOL para a comparação entre recursos, denominada método baseado no conjunto de horas críticas. A partir disso, o relatório busca desenvolver uma estrutura de cálculo da capacidade firme de sistemas de armazenamento compatível com as necessidades operacionais do SIN e alinhada às práticas internacionais consolidadas. Para alcançar esse objetivo, propõe-se o uso de modelos de otimização do despacho, capazes de simular a operação do sistema em horizontes de médio e curto prazo de forma integrada.

A aplicação de modelos de simulação do sistema permite capturar os efeitos diretos e indiretos dos recursos avaliados, por meio dos efeitos sinérgicos com os demais recursos do sistema. Para isso, o presente estudo utiliza o software Plexos, que possibilita representar as interações dinâmicas entre fontes de energia, restrições técnicas e operacionais, bem como variabilidade hidrológica e renovável, garantindo robustez às estimativas de capacidade firme. No estudo, o SIN foi modelado no Plexos, versão 10, reproduzindo a configuração do PEN 2024-2028, do ONS, e utilizando os custos de expansão do PDE 2034, da EPE.

Este TDSE está organizado, incluindo a presente introdução, em seis seções substantivas, além das referências. Na seção 2, são apresentados os principais indicadores de confiabilidade que fundamentam a avaliação dos sistemas. Na seção 3, são descritos os métodos de cálculo da capacidade firme para avaliar a contribuição dos recursos adicionados ao sistema. A seção 4 propõe a aplicação de três dos métodos mencionados, com base em simulação do SIN no software Plexos. A seção 5 apresenta os resultados e a discussão das simulações do sistema e da comparação entre os métodos analisados, seguida pela seção 6, que discorre sobre as considerações finais.

2 Confiabilidade do sistema

A confiabilidade do sistema elétrico é um elemento central para assegurar a segurança energética, a estabilidade econômica e a resiliência diante de eventos climáticos extremos e choques de oferta e demanda. De acordo com Singh *et al.* (2023), a confiabilidade reflete a capacidade do sistema em fornecer energia de forma contínua, mesmo diante de contingências operativas ou variações inesperadas na carga e na geração.

Em perspectiva mais ampla, a IEA (2023) destaca que a confiabilidade também constitui um pilar da estabilidade de mercados energéticos modernos, uma vez que interrupções no suprimento podem gerar efeitos em cascata, desde desequilíbrios financeiros no mercado de energia até impactos econômicos e sociais em larga escala. Nesse sentido, a confiabilidade não se restringe a uma métrica técnica, mas constitui, também, um fator estratégico que sustenta a segurança energética e o desenvolvimento sustentável.

Essa confiabilidade pode ser comprometida por falhas em unidades geradoras, decorrentes de indisponibilidades mecânicas, manutenções ou insuficiência de recursos energéticos, situação particularmente relevante para FERVs, cuja geração depende de condições climáticas variáveis e não controláveis (Brito-Pereira *et al.*, 2022a). Em matrizes predominantemente compostas por UTEs despacháveis, a avaliação da confiabilidade se baseava em indicadores simples, como a margem de reserva, pois havia baixa interdependência entre os geradores e maior previsibilidade operacional (Brito-Pereira *et al.*, 2022b). Com a crescente participação das FERVs, a variabilidade e a incerteza da geração passaram a introduzir riscos adicionais, exigindo métricas mais robustas para a quantificação do desempenho do sistema (Nallainathan, 2023).

Ao longo das últimas décadas, se observou uma mudança de paradigma na forma de planejar e operar os sistemas elétricos. A expansão de fontes renováveis variáveis aumenta a importância de recursos e mecanismos capazes de prover flexibilidade em diferentes escalas de tempo (IRENA, 2018). Nesse contexto, métricas de confiabilidade assumem um papel central na estruturação de mecanismos de capacidade e nas avaliações de adequação de recursos.

Métricas determinísticas, como o tempo médio entre falhas (MTBF), continuam relevantes para a avaliação da confiabilidade individual de equipamentos e para o planejamento de manutenção, mas não são suficientes para análises sistêmicas na presença de FERVs. Para esse fim, utilizam-se indicadores probabilísticos, como a probabilidade de perda de carga (LOLP), que expressa a probabilidade de o sistema não atender à carga em determinado intervalo (Singh *et al.*, 2023). A expectativa de perda de carga (LOLE), por sua vez, quantifica o tempo esperado de não atendimento ao longo de um período de análise.

Os métodos probabilísticos estimam a contribuição de capacidade a partir da redução do risco de déficit e consideram a disponibilidade estocástica dos recursos e sua relação temporal com a carga. Essa abordagem é especialmente relevante em sistemas com recursos variáveis e armazenamento, nos quais as médias de produção não capturam adequadamente a contribuição nas horas de maior risco (NERC, 2011; Mertens *et al.*, 2021).

Além da probabilidade e da duração dos eventos de déficit, a energia esperada não suprida (EENS) permite representar sua severidade energética (Li, 2006). Critérios baseados em LOLE são amplamente utilizados em avaliações de adequação de recursos. No PJM, por exemplo, o critério de planejamento corresponde ao padrão de um evento de perda de carga em dez anos, equivalente a 0,1 ocorrência por ano (PJM, 2023).

Essas métricas são utilizadas no planejamento da expansão e na definição de requisitos de adequação, servindo de fundamento para métodos de cálculo da capacidade firme. Os métodos apresentados na próxima seção avaliam a contribuição de cada recurso a partir de sua capacidade de reduzir o risco ou a severidade dos déficits.

3 Métodos de cálculo da capacidade firme

Neste estudo, capacidade firme designa a contribuição confiável de um recurso para o atendimento do sistema em períodos críticos. Quando essa contribuição é expressa em unidades de potência, utiliza-se o termo potência firme. A avaliação da contribuição de novos projetos de geração ou armazenamento para a confiabilidade do sistema elétrico pode ser realizada por metodologias robustas que relacionam a oferta de recursos com indicadores probabilísticos de segurança de suprimento.

A literatura apresenta diferentes definições de capacidade firme, que variam conforme a região e o desenho institucional (Mastropietro *et al.*, 2019). No contexto adotado neste trabalho, o termo designa a parcela da capacidade instalada que contribui de forma confiável para o atendimento do sistema, sobretudo em períodos críticos. Essa noção deve ser distinguida de energia firme, conceito associado à disponibilidade de energia ao longo de determinado horizonte.

Os métodos de estimativa da capacidade firme podem ser agrupados em duas categorias principais: métodos por aproximação e métodos baseados em métricas de confiabilidade (Denholm *et al.*, 2024; Madaeni *et al.*, 2012; Mertens *et al.*, 2021; Wang *et al.*, 2024). Os primeiros utilizam relações empíricas simplificadas para estimar a contribuição de um recurso à demanda de pico. Os segundos avaliam a redução do risco de déficit decorrente da adição do recurso ao sistema, utilizando indicadores probabilísticos como LOLE ou LOLP (NERC, 2011).

Destaca-se que, em sistemas com alta participação de fontes variáveis e armazenamento, métodos que preservam a dimensão temporal da disponibilidade e do risco são particularmente relevantes (Kwon *et al.*, 2023). Este trabalho aborda brevemente os métodos por aproximação e se concentra nos métodos baseados em métricas de confiabilidade.

3.1 Métodos por aproximação

Os métodos por aproximação incluem técnicas como percentis de geração, fatores médios de *de-rating* e o método de Garver, que utilizam relações simplificadas

para estimar a contribuição equivalente em potência firme (Madaeni *et al.*, 2012). Esses métodos apresentam baixo custo computacional e simplicidade operacional, sendo úteis em estudos preliminares ou em contextos de dados limitados (Mertens *et al.*, 2021). No entanto, podem não capturar adequadamente a correlação temporal entre disponibilidade do recurso, demanda e risco do sistema (NERC, 2011).

Ademais, em sistemas com crescente penetração de renováveis, fatores de *derating* simplificados também podem produzir resultados sensíveis à forma de cálculo e ao desenho do mecanismo de capacidade (Brito-Pereira *et al.*, 2022b). Por essas razões, tais métodos não foram adotados neste trabalho.

3.2 Modelos derivados das métricas de confiabilidade

Os modelos derivados das métricas de confiabilidade são amplamente adotados pelos reguladores e operadores de sistemas elétricos para avaliação da contribuição de diferentes recursos de geração. Esses métodos utilizam abordagens estatísticas para estimar a capacidade de um recurso em manter o atendimento à carga em condições adversas, com base em indicadores probabilísticos como LOLP e LOLE, conforme previamente descrito.

Nos modelos tradicionais de confiabilidade, a indisponibilidade de geradores convencionais é representada pela TEIF, que define a probabilidade de um determinado equipamento estar fora de operação em um dado instante. Com a integração de fontes renováveis variáveis, torna-se necessário incorporar, também, a natureza variável e não controlável desses recursos. Para isso, sua disponibilidade é estimada a partir de séries históricas de geração ou por meio de simulações que reproduzem o seu comportamento estocástico ao longo do tempo, com base nos indicadores anteriormente apresentados.

Na sequência, são apresentadas as principais metodologias utilizadas neste trabalho para estimar a capacidade firme de fontes renováveis e convencionais.

3.2.1 Potência convencional equivalente

A ECP de um recurso corresponde à capacidade de uma tecnologia convencional de referência que, ao substituí-lo, mantém o mesmo nível de

confiabilidade do sistema. O método, portanto, compara a contribuição do recurso avaliado à de um recurso convencional com características conhecidas e modulares (Madaeni *et al.*, 2012).

Em termos práticos, a ECP funciona como um nivelamento de confiabilidade. Ao introduzir um novo recurso cuja contribuição para a confiabilidade se deseja medir, a tendência é que os indicadores de confiabilidade, como a LOLP e a EENS, melhorem, isto é, diminuam. Isso ocorre porque a inserção de um novo recurso tende a aumentar a segurança do sistema. Dessa forma, calculam-se os índices de confiabilidade antes e depois da introdução do projeto e a melhoria observada nos índices é considerada a contribuição desse projeto para a confiabilidade do sistema.

Calculada a contribuição do projeto para a confiabilidade, realiza-se uma comparação com a inserção de outros recursos energéticos para se obter um equivalente. Em geral, a comparação é feita por equivalência direta com UTEs, buscando-se a potência de uma termelétrica que permita obter o mesmo indicador de confiabilidade do projeto em avaliação. Entretanto, essa abordagem está sujeita a um viés metodológico, pois a escolha da tecnologia de referência (uma usina de ciclo aberto, de ciclo combinado ou a óleo) envolve parâmetros de operação particulares, como a velocidade de rampa e a TEIF, que influem na comparação com outras tecnologias.

3.2.2 Capacidade firme equivalente

A EFC segue uma lógica semelhante à ECP, mas utiliza como referência um recurso perfeitamente confiável, isto é, com TEIF igual a zero. Assim, a EFC corresponde à potência desse recurso de referência que poderia substituir o recurso avaliado sem alterar o nível de confiabilidade do sistema.

A principal diferença entre a ECP e a EFC está, portanto, na modelagem do gerador de referência: a ECP admite um gerador convencional sujeito a indisponibilidades, enquanto a EFC pressupõe uma unidade idealizada sem falhas, com TEIF igual a zero.

O cálculo da ECP e da EFC é realizado iterativamente. Retira-se do sistema o recurso avaliado, insere-se o gerador de referência e ajusta-se sua potência até que o

indicador de confiabilidade se iguale ao obtido no caso com o recurso original. A potência do gerador perfeitamente confiável no ponto de convergência corresponde à EFC do recurso avaliado.

Destaca-se que a aplicação de ECP e EFC requer informações detalhadas sobre o sistema, incluindo indisponibilidades dos geradores, capacidades instaladas, perfil da demanda e disponibilidade temporal dos recursos variáveis. Para fontes renováveis variáveis, também é necessário representar a variabilidade sazonal e interanual da geração. Séries históricas ou simuladas de geração solar, eólica e hidrelétrica tornam-se, portanto, relevantes para estimativas robustas.

Como essas avaliações exigem um grande volume de dados e simulações, sua aplicação depende de ferramentas computacionais adequadas. Mudanças estruturais nos padrões de demanda, hidrologia e geração renovável também devem ser consideradas quando se utilizam séries históricas para representar condições futuras.

3.2.3 Capacidade efetiva de suporte à carga

A ELCC é uma métrica probabilística que mensura a carga adicional que o sistema consegue atender após a adição de um recurso, mantendo o nível de confiabilidade de referência. Dessa forma, traduz a contribuição do recurso para a adequação do sistema em termos de incremento de carga suportável (Widding, 2022).

Para avaliar a capacidade firme de um novo recurso, calcula-se, inicialmente, uma métrica de confiabilidade para o sistema de referência. Após a inclusão do recurso, aumenta-se a carga até que a métrica retorne ao nível observado no caso de referência. A diferença de carga entre os dois casos corresponde à ELCC (D'Annunzio e Santoso, 2008).

Além disso, a ELCC considera não apenas a potência nominal do recurso, mas também sua disponibilidade temporal nas condições de maior risco. Por essa razão, é amplamente utilizada como medida de contribuição de capacidade para fontes variáveis e armazenamento (Mertens *et al.*, 2021).

O cálculo da ELCC pode ser resumido nas seguintes etapas:

- i. Define-se a métrica de confiabilidade do sistema de referência, por exemplo, a LOLE do caso base (LOLEbase);

- ii. Adiciona-se o recurso a ser avaliado e calcula-se a mesma métrica de confiabilidade para o novo cenário (LOLE_{novo});
- iii. Se LOLE_{novo} for inferior a LOLE_{base}, a adição do recurso aumentou a confiabilidade do sistema; e
- iv. Aumenta-se iterativamente a carga do novo cenário até que LOLE_{novo} se iguale a LOLE_{base}.

A diferença de carga entre o novo cenário e o caso base corresponde à ELCC, conforme a Equação 1:

$$ELCC = CARGA_{LOLE_{novo}} - CARGA_{LOLE_{LinhaBase}}$$

3.2.4 Análise direta da perda de carga

A DLOL estima a contribuição marginal de capacidade de um recurso a partir de sua geração média nas horas de perda de carga do sistema de referência. Diferentemente dos métodos anteriores, a DLOL adota uma formulação direta e não iterativa, baseada na análise das horas de risco do sistema (Jung *et al.*, 2023).

O método parte de um sistema ajustado a determinado nível de confiabilidade e identifica as horas em que ocorre perda de carga. Em seguida, calcula a geração média do recurso nessas horas e normaliza o resultado por sua capacidade instalada. O indicador representa, assim, a parcela da capacidade do recurso que contribui diretamente durante os eventos de perda de carga.

Matematicamente, a DLOL pode ser expresso conforme a Equação 2 (Jung *et al.*, 2023):

$$DLOL = \frac{\sum_1^H I(déficit) * G_h (MW)}{P_{nominal} * \sum_1^H I(déficit)}$$

Onde:

$$I = \begin{cases} 1, & \text{se for uma hora de déficit} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

Sendo:

- G_h a geração do recurso na hora h ;
- $P_{nominal}$ a capacidade instalada do recurso;
- $I(déficit)$ um indicador binário das horas com eventos de perda de carga; e

- H o número de horas do horizonte simulado (8.784 h em 2032).

Essa formulação permite calcular a contribuição de capacidade firme sem executar simulações adicionais do despacho do sistema, reduzindo o custo computacional e mantendo as condições de contorno do caso de referência.

A aplicação da DLOL segue quatro etapas:

- i. Calibração do sistema de referência, quando se ajusta o modelo para que o indicador de confiabilidade se situe no nível adotado para a análise;
- ii. Identificação das horas de risco, quando simulações probabilísticas, como Monte Carlo, determinam as horas em que ocorre perda de carga;
- iii. Cálculo da geração do recurso nas horas de risco, quando se avalia a geração do recurso especificamente nas horas identificadas; e
- iv. Normalização, quando se calcula a geração média do recurso nas horas críticas e se relaciona esse valor à capacidade nominal do recurso.

A principal vantagem operacional da DLOL é evitar a introdução de unidades virtuais de referência ou o ajuste iterativo da carga. No estudo de caso do MISO apresentado por Jung *et al.* (2023), o método foi aplicado à avaliação da contribuição de capacidade de recursos eólicos e solares em diferentes composições do sistema, evidenciando como o deslocamento das horas de risco altera o crédito de capacidade dos recursos.

Por se basear diretamente nas horas de risco do caso de referência, a DLOL fornece um indicador transparente da disponibilidade do recurso nos momentos críticos. Essa mesma característica, entretanto, limita sua aplicação comparativa quando a adição de diferentes recursos altera, de forma relevante, o conjunto de horas de risco.

A principal limitação da DLOL reside, portanto, na hipótese de estabilidade do perfil de risco. As horas críticas podem mudar após a adição de um recurso, especialmente em sistemas com elevada participação de fontes variáveis, armazenamento por baterias ou por hidrelétricas ou forte sazonalidade. Assim, a

aplicação da DLOL a diferentes cenários pode utilizar conjuntos distintos de horas de referência e comprometer a comparabilidade dos resultados.

Para contornar essa limitação em análises comparativas, o presente estudo apresenta uma variante da DLOL na subseção seguinte.

3.2.5 Método baseado no conjunto de horas críticas

Para comparar cenários que introduzem diferentes projetos no mesmo sistema de referência, propõe-se utilizar um conjunto comum de horas críticas. Esse conjunto é formado pela união das horas em que ocorreu ENS em pelo menos um dos casos analisados e constitui a base de avaliação do método baseado no conjunto de horas críticas.

A premissa é que uma hora com ENS em apenas parte dos cenários continua sendo relevante para a avaliação dos demais, pois estes também operam sob condições de estresse próximas ao limite de atendimento. O conjunto união das horas críticas, portanto, permite comparar os recursos utilizando a mesma base temporal. A Tabela 1 ilustra a composição desse conjunto.

Tabela 1: Determinação do conjunto de horas críticas para a análise do método variante da DLOL.

<i>Data</i>	<i>Caso 1</i>	<i>Caso 2</i>	<i>...</i>	<i>Caso n</i>	<i>=</i>	<i>Conjunto de horas críticas para a análise</i>
13/12/2032 19:00	-	crítica	...	crítica	=	Crítica
13/12/2032 20:00	-	-	...	-	=	-
13/12/2032 21:00	crítica	crítica	...	-	=	Crítica
13/12/2032 22:00	-	crítica	...	-	=	Crítica
13/12/2032 23:00	-	-	...	crítica	=	Crítica
14/12/2032 00:00	-	-	...	-	=	-
14/12/2032 01:00	crítica	crítica	...	-	=	Crítica
14/12/2032 02:00	crítica	crítica	...	crítica	=	Crítica
14/12/2032 03:00	crítica	-	...	crítica	=	Crítica

Fonte: Elaboração própria.

A partir dessa definição, o cálculo segue as mesmas etapas apresentadas para a DLOL na subseção 3.2.4, utilizando, porém, o conjunto comum de horas críticas. Essa variante é apropriada para a comparação entre recursos, pois preserva a mesma base temporal de análise. O resultado é expresso em MW_{médio}, de forma análoga aos demais indicadores de potência média empregados no estudo.

4 Aplicação dos métodos no SIN

Esta seção apresenta a aplicação, ao SIN, de três métodos de avaliação da capacidade firme: a EFC, a ELCC e o método baseado no conjunto de horas críticas. A análise utiliza simulações cronológicas e horárias para representar as condições de operação de curto prazo e avaliar a contribuição de diferentes tecnologias para a confiabilidade do sistema.

A metodologia utiliza o software Plexos 10 como núcleo da abordagem analítica, com simulações integradas de médio e curto prazo. A configuração do sistema parte do PEN 2024-2028, do ONS, enquanto os projetos candidatos e os parâmetros de custo da expansão são baseados no PDE 2034, da EPE. Essa estrutura permite avaliar a contribuição de projetos de armazenamento para a redução do risco de déficit e para a flexibilidade do sistema.

Foram realizadas simulações de médio e curto prazo no Plexos 10 para o horizonte de 2032, sendo estas cronológicas e horárias. A modelagem representa limites físicos e operacionais dos recursos, restrições de despacho, curvas de carga, perfis de geração renovável, sazonalidade hidrológica e parâmetros técnicos das tecnologias de armazenamento. O nível de detalhamento foi equilibrado com a viabilidade computacional, de modo a preservar as características relevantes do sistema sem inviabilizar a solução dos problemas de otimização.

A modelagem do sistema elétrico brasileiro no Plexos foi detalhada em relatório específico. Em linhas gerais, o sistema de referência foi obtido a partir da otimização da expansão da configuração final do PEN 2024-2028 para o ano de 2032. Os projetos candidatos à expansão e seus custos foram baseados no PDE 2034, sem a oferta de BESS como alternativa de expansão. As simulações foram analisadas com base na ENS, no CMO e nos balanços de energia e potência do sistema.

No modelo de longo prazo, a expansão foi calculada com uma cronologia por amostragem. Assim, um dia de cada mês é simulado de forma cronológica e horária e utilizado para representar a carga e a geração do mês, incluindo um perfil horário representativo da geração renovável.

A expansão de recursos voltados ao atendimento de energia foi relativamente pequena em relação à configuração do PEN em 2028, que se encontrava

superdimensionada nesse aspecto. A expansão incluiu cerca de 4 GW de geração eólica e um crescimento da MMGD solar que alcança 70 GW no horizonte analisado. Observa-se que não houve expansão adicional de geração solar centralizada em relação ao previsto no PEN para 2028. Tendo em vista que o armazenamento não foi oferecido como opção de expansão, o modelo adicionou 11 GW de novas UTEs flexíveis com perfil de geração de ponta.

Em seguida, a solução foi refinada com modelos encadeados de médio e curto prazo, utilizando 40 séries históricas de hidrologia e vento. Foram ajustadas as interligações entre subsistemas para reduzir divergências excessivas de CMO observadas nas simulações de curto prazo e não aparentes no modelo de expansão. Os ajustes incluíram um reforço de 2 GW na interligação NE-N e uma nova interligação N-S de 2 GW.

Outro ajuste foi retirar 2 GW de UTEs de ponta da configuração do sistema de testes, com o objetivo de assegurar que o caso base apresentasse um volume suficiente de ENS para mensurar a contribuição marginal dos recursos adicionados, sem caracterizar um déficit estrutural de energia. Desse modo, o sistema de referência foi posicionado em uma condição de estresse compatível com a comparação das métricas de capacidade firme em casos que adicionam capacidade instalada extra em relação ao caso base.

Definido o caso base, foram realizadas simulações cronológicas e horárias para 2032 com três cenários de armazenamento de 1 GW no subsistema SE-CO: BESS de 4 h, BESS de 6 h e expansão da capacidade de uma hidrelétrica por meio de 1 GW de turbinas reversíveis, associadas a um reservatório com capacidade de regularização semanal ou superior. A Tabela 2 resume os cenários analisados.

Tabela 2: Cenários simulados

Nome	Descrição
Caso base	Expansão do SIN simulada no Plexos para 2032 a partir da configuração do PEN 2024-2028 e dos custos de expansão do PDE 2034. Inclui ajustes nas interligações e retirada de 2 GW de UTEs de ponta em relação ao caso de expansão.
BESS 1 GW SE-CO 4 h	Caso base + 1 GW de baterias com duração de 4 h no subsistema SE-CO.
BESS 1 GW SE-CO 6 h	Caso base + 1 GW de baterias com duração de 6 h no subsistema SE-CO.
UHR Barreto (Estreito) 1 GW	Caso base + 1 GW de UHR implementada na usina de Barreto, no Rio Grande, subsistema SE-CO.

Fonte: Elaboração própria.

A partir da estruturação dos modelos, foi executado o procedimento de cálculo da capacidade firme dos três projetos de armazenamento, iniciando-se pela EFC. Para cada caso, o projeto de armazenamento foi substituído por uma UTE flexível de referência, cuja potência foi ajustada iterativamente até que a ENS diferisse em menos de 0,1% daquela obtida no cenário com armazenamento. A UTE de referência escolhida foi uma termelétrica a gás com CVU de R\$ 682/MWh.

Na etapa seguinte, calculou-se a ELCC aumentando a carga nos três cenários com armazenamento até que a ENS se igualasse à do caso base, com tolerância inferior a 0,1%. Para fins de comparação, foram realizadas três simulações adicionais com as UTEs de referência nas potências obtidas pelo método EFC. Essa abordagem permite comparar custos e atendimento de carga entre os projetos de armazenamento e suas UTEs de referência sob o método ELCC.

Por fim, aplicou-se o método baseado no conjunto de horas críticas, derivado da DLOL, para comparar a contribuição dos diferentes recursos em uma base temporal de horas críticas comum. O conjunto de análise corresponde à união das horas em que houve déficit em qualquer dos cenários. Assim, se determinada hora apresentar déficit na simulação de um recurso e não em outra, ela ainda será considerada crítica para a avaliação de ambos.

5 Resultados

A aplicação dos métodos EFC e ELCC exige múltiplas simulações para alcançar os respectivos critérios de convergência. Os resultados apresentados nesta seção decorrem de mais de 70 rodadas, utilizadas tanto para a calibração do caso base quanto para a convergência dos cenários avaliados.

A comparação das simulações utiliza principalmente três indicadores, ENS, CMO e custo de geração, definido como o custo variável total associado à operação do parque termelétrico. A Tabela 3 apresenta os resultados dos cenários de armazenamento.

Tabela 3: Comparação dos resultados dos cenários de armazenamento

Cenários	ENS (MWh)	CMO (R\$/MWh)	Custo de geração (R\$ milhões)
Caso base	3.657,07	112,76	9 551
BESS 1 GW SE-CO 4 h	2.069,06	102,57	9 551
BESS 1 GW SE-CO 6 h	1.967,14	102,97	9 221
UHR Barreto (Estreito) 1 GW	1.820,40	102,36	9 218

Fonte: Elaboração própria.

A adição dos recursos de armazenamento melhorou os indicadores do sistema em relação ao caso base. O caso base apresentou ENS de 3,657 GWh, CMO de R\$ 112,76/MWh e custo de geração de aproximadamente R\$ 9,55 bilhões.

O cenário com BESS de 1 GW e 4 h reduziu a ENS para 2,069 GWh e o CMO para R\$ 102,57/MWh, sem alteração relevante do custo de geração, que permaneceu em, aproximadamente, R\$ 9,55 bilhões.

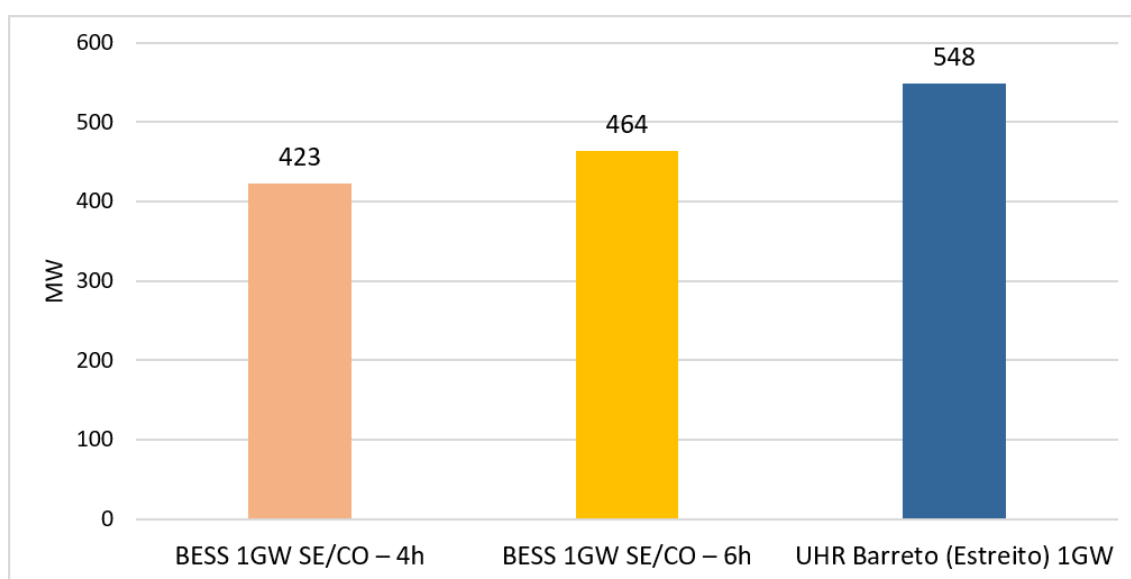
O BESS de 1 GW e 6 h reduziu a ENS para 1,967 GWh, o CMO atingiu R\$ 102,97/MWh, ligeiramente acima do observado no cenário de 4 h, enquanto o custo de geração caiu para, aproximadamente, R\$ 9,22 bilhões.

O cenário com a UHR Barreto (Estreito), de 1 GW, apresentou ENS de 1,820 GWh, CMO de R\$ 102,36/MWh e custo de geração de, aproximadamente, R\$ 9,22 bilhões. Entre os três cenários avaliados, este último apresentou a menor ENS e o menor CMO, conforme demonstrado na Tabela 3, acima.

5.1 EFC

Na aplicação da EFC, cada projeto de armazenamento foi substituído por uma UTE de referência cuja potência foi ajustada iterativamente até reproduzir a ENS do cenário correspondente. A potência da UTE no ponto de convergência é utilizada como medida da potência firme equivalente do projeto avaliado. A Figura 1 apresenta os resultados. A potência firme equivalente aumenta com a redução de ENS proporcionada por cada recurso, embora a relação não seja unitária.

Figura 1: Potência firme obtida para cada cenário pelo método EFC

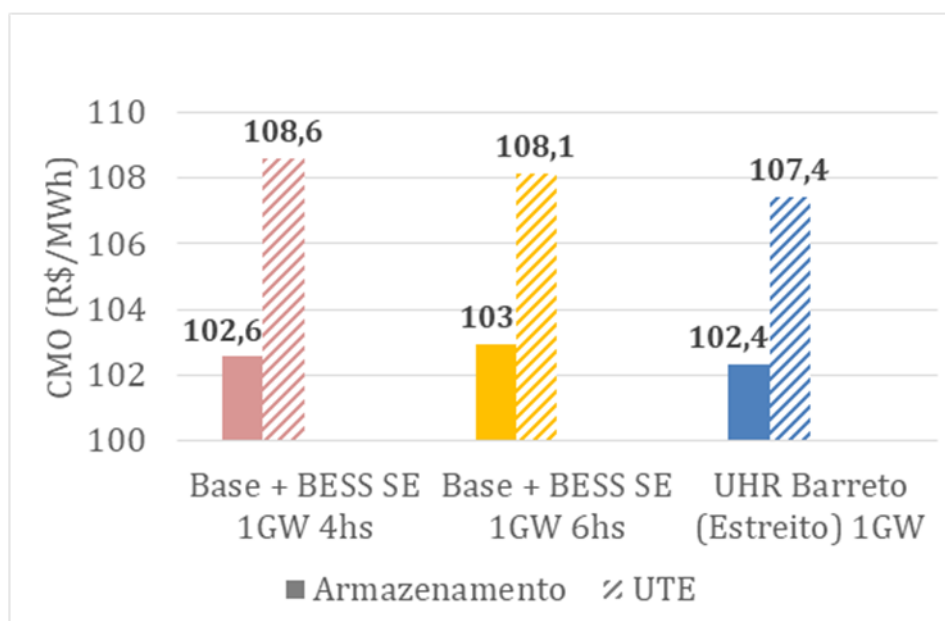


Fonte: Elaboração própria.

As simulações com as UTEs de referência convergiram quanto à ENS, mas apresentaram CMO (Figura 2) e custo de geração (Figura 3) iguais ou superiores aos observados nos cenários com armazenamento. O resultado indica que recursos com potência firme equivalente podem produzir efeitos sistêmicos distintos no que diz respeito à operação e aos custos.

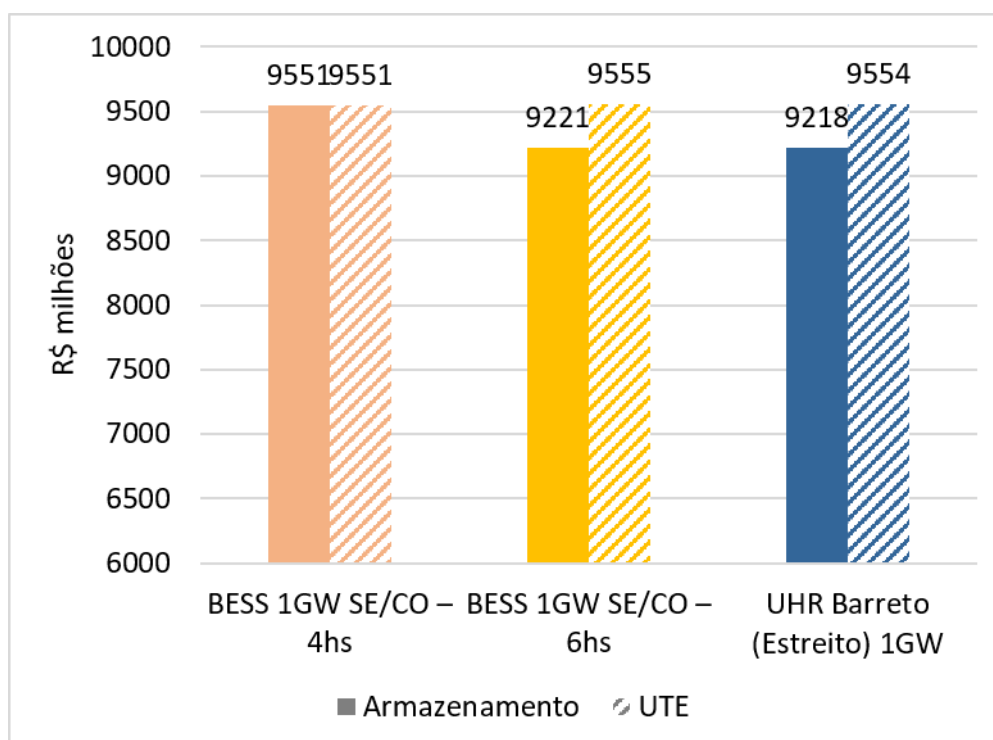
Em média, os três casos com UTE de referência apresentaram CMO R\$ 5,32/MWh superior ao dos respectivos cenários com armazenamento. Aplicada à carga média do sistema, essa diferença corresponde a, aproximadamente, R\$ 4,9 bilhões por ano e deve ser considerada na comparação entre alternativas de expansão.

Figura 2: Comparação do CMO nos cenários com armazenamento e UTE de referência pelo método EFC



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3: Comparação dos custos de geração nos cenários com armazenamento e UTE de referência pelo método EFC



Fonte: Elaboração própria.

5.2 ELCC

O mesmo caso base e os mesmos cenários com armazenamento foram utilizados na aplicação da ELCC. Além desses cenários, também foram simuladas as três UTEs de referência obtidas pelo método EFC. A análise contemplou, portanto, seis cenários alternativos: três com armazenamento e três com UTEs de referência.

Diferentemente da EFC, a ELCC busca a convergência pelo aumento da carga, mantendo a confiabilidade equivalente à do caso base. A contribuição do recurso é expressa como o incremento de carga que pode ser atendido sem alterar a métrica de confiabilidade adotada.

A Tabela 4 apresenta os desvios de ENS e a quantidade de horas com déficit nos casos convergidos.

Tabela 4: ENS e quantidade de horas com déficit nos casos convergidos pelo método ELCC

Cenários	ENS (MWh)	Desvio da ENS	Quantidade de horas com déficit	Desvio do número de horas com déficit
Caso base	3.657,07	-	45	-
BESS 1 GW SE-CO 4 h	3.658,33	0,03%	40	-11,11%
BESS 1 GW SE-CO 6 h	3.660,43	0,09%	39	-13,33%
UHR Barreto (Estreito) 1 GW	3.655,51	-0,04%	39	-13,33%
UTE GNCS 423 SE-CO	3.656,81	-0,01%	46	2,22%
UTE GNCS 464 SE-CO	3.653,97	-0,08%	46	2,22%
UTE GNCS 548 SE-CO	3.658,53	0,04%	45	0,00%

Fonte: Elaboração própria.

A seguir, a Tabela 5 apresenta os resultados consolidados da ELCC. A UHR apresentou o maior incremento de carga, de 353 MWmédio, seguida pelo BESS de 6 h, com 307 MWmédio, e pelo BESS de 4 h, com 261 MWmédio.

Tabela 5: Resultados da aplicação do método ELCC⁵

Cenários	Carga (MW médio)	Ponta da carga líquida (MW)	Ponta da carga global (MW)	CMO (R\$/MWh)
Caso base	104.501	124.876	135.437	112,76
BESS 1 GW SE-CO 4 h	+261	+311	+338	111,29
BESS 1 GW SE-CO 6 h	+307	+367	+398	110,80
UHR Barreto (Estreito) 1 GW	+353	+422	+458	111,27

Fonte: Elaboração própria.

A ELCC estima o incremento de carga que pode ser atendido mantendo-se a confiabilidade do sistema. Por isso, a contribuição dos projetos em termos de potência precisa ser avaliada indiretamente, a partir da variação da ponta da carga global ou da ponta da carga líquida, como na Tabela 5. A carga líquida corresponde à carga global descontada da geração não despachável considerada no modelo, incluindo eólica, solar, biomassa, PCH e MMGD. A ponta da carga líquida produz valores menores do que a ponta da carga global, porque ocorre em condição distinta da máxima carga anual e desconta a geração não despachável.

Em ambas as referências, a contribuição aumenta com a duração do armazenamento: o BESS de 4 h apresenta os menores valores, seguido pelo BESS de 6 h e pela UHR Barreto. Esse comportamento é consistente com o incremento de carga obtido na convergência da ELCC.

A comparação do CMO na ELCC exige cautela, pois os cenários convergidos atendem cargas diferentes, tanto em energia quanto em potência máxima. Ainda assim, em todos os cenários com armazenamento, o CMO permaneceu inferior ao do caso base, apesar do atendimento a uma carga superior. Por outro lado, o aumento iterativo da carga altera o despacho do sistema e pode deslocar as horas de déficit e a geração hidrelétrica, tornando a comparação mais sensível às condições do caso base.

Há, também, uma limitação conceitual na aplicação da ELCC a recursos de armazenamento, tendo em vista que o procedimento aumenta a carga sem adicionar uma fonte líquida de energia, embora o armazenamento seja consumidor líquido ao

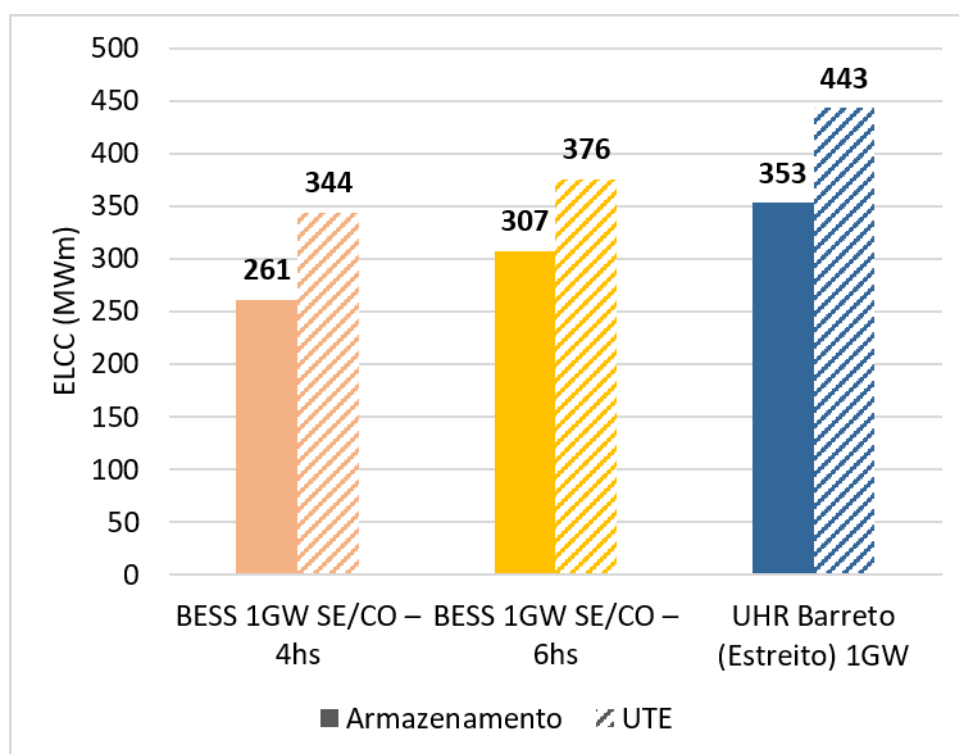
⁵ Os parâmetros de carga e ponta de carga (líquida e global) apresentam resultados dos cenários de forma incremental ao caso base.

longo do ciclo. Para explorar esse efeito, os projetos de armazenamento são comparados, a seguir, às UTEs de referência definidas pelo método EFC.

5.2.1 ELCC com UTEs equivalentes aos projetos de armazenamento

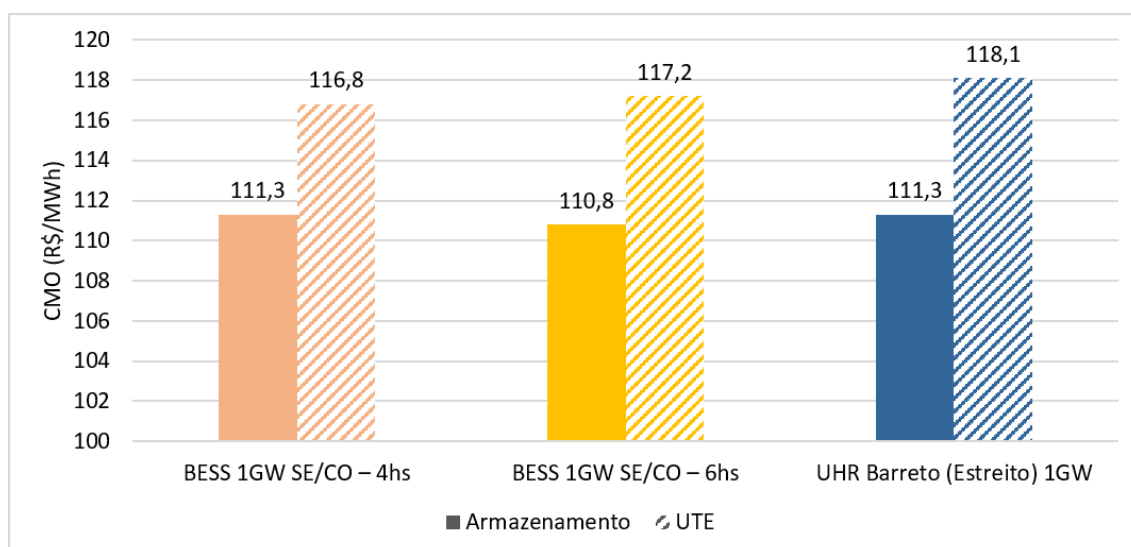
A Figura 4 compara o incremento de carga proporcionado pelas tecnologias de armazenamento e pelas UTEs de referência, mantendo níveis semelhantes de confiabilidade. As UTEs possibilitam um maior aumento de carga, porque adicionam energia líquida ao sistema, enquanto o armazenamento melhora a gestão temporal da energia já disponível. A Figura 5 apresenta a comparação correspondente do CMO.

Figura 4: Carga adicional possibilitada pelas tecnologias de armazenamento e pelas UTEs de referência na ELCC



Fonte: Elaboração própria.

Figura 5: CMO nos cenários com armazenamento e UTEs de referência na ELCC



Fonte: Elaboração própria.

Pelo método EFC, os cenários com armazenamento apresentaram CMO inferior ao das UTEs de referência de potência equivalente. Como o incremento de carga varia entre 261 e 443 MWmédio, a comparação deve ser normalizada para uma mesma variação de carga.

A Equação 3 apresenta a normalização adotada, enquanto a Tabela 6 mostra a variação do CMO para um incremento padronizado de 100 MWmédio. A diferença entre os casos com armazenamento e as UTEs equivalentes é relevante para a comparação entre alternativas de expansão do SIN.

$$CMO_{100MWm} = \frac{(CMO_i - CMO_{base})}{(Carga_i - Carga_{base})} * 100[MWm]$$

Tabela 6: Variação do CMO para 100 MWmédio

Cenário	(ΔCMO/ΔCARGA) * 100
BESS 1 GW SE-CO 4 h	-0,56
BESS 1 GW SE-CO 6 h	-0,64
UHR Barreto (Estreito) 1 GW	-0,42
UTE GNCS 423 SE-CO	1,17
UTE GNCS 464 SE-CO	1,17
UTE GNCS 548 SE-CO	1,20

Fonte: Elaboração própria.

5.3 Método baseado no conjunto de horas críticas

A ELCC produz diretamente um valor de incremento de carga e sua conversão em potência firme depende da referência utilizada. Para complementar essa análise, o estudo aplica o método baseado no conjunto de horas críticas, que avalia a contribuição dos recursos nos momentos em que o sistema apresenta déficit.

A abordagem considera todas as horas com ocorrência de ENS no conjunto de cenários, em vez de se restringir às horas de máxima carga global ou líquida. Nas simulações, a maior parte das horas de déficit ocorre no período seco ou no início do período úmido, em situações de hidrologia desfavorável e menor disponibilidade de potência hidrelétrica. As pontas anuais de carga global e líquida, por sua vez, ocorrem no período úmido e não coincidem com nenhuma das horas críticas identificadas.

Como a inclusão de recursos distintos altera o despacho, cada cenário pode apresentar horas de déficit diferentes. A Tabela 4 mostra, inclusive, que o número de horas com déficit varia entre os casos convergidos pela ELCC.

Para preservar a comparabilidade, define-se como conjunto de horas críticas a união de todas as horas em que houve déficit em, pelo menos, um dos casos. Assim, todos os recursos são avaliados sobre a mesma base temporal, inclusive nas horas em que um cenário específico conseguiu evitar o déficit.

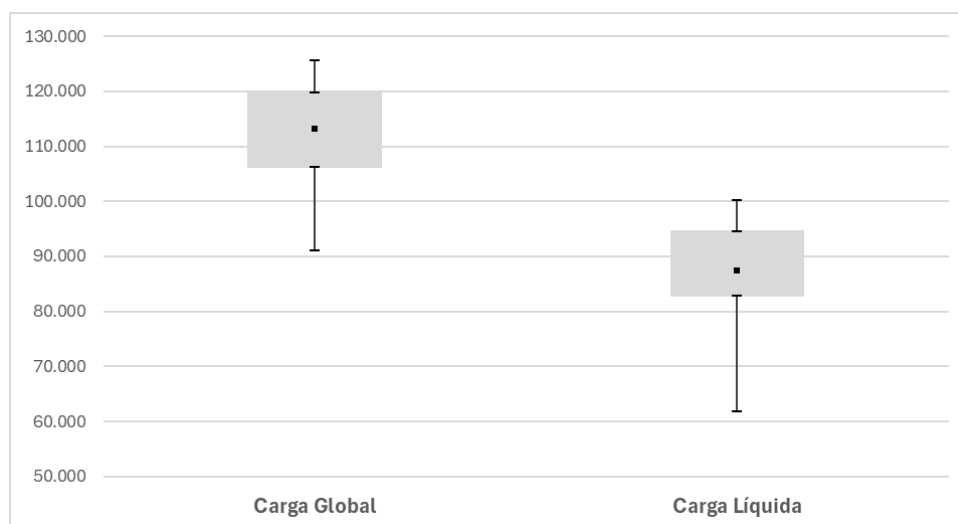
Identificou-se um conjunto de 45 horas críticas, obtido pela união das horas de déficit em sete cenários simulados com a carga do PEN 2024-2028 extrapolada para 2032, sem o ajuste de carga utilizado nas simulações de ELCC. Os cenários são:

- i. Caso base;
- ii. BESS 1 GW SE-CO 4 h;
- iii. BESS 1 GW SE-CO 6 h;
- iv. UHR Barreto (Estreito) 1 GW;
- v. UTE GNCS 423 SE-CO;
- vi. UTE GNCS 464 SE-CO; e
- vii. UTE GNCS 548 SE-CO.

As 45 horas críticas foram utilizadas nas análises comparativas apresentadas na sequência. A carga global média nesse conjunto é de 113.174,62 MW médio e a carga líquida média, obtida descontando-se da carga global a geração não despachável

considerada no modelo, é de 87.386,77 MW médio, conforme apresentado na Figura 6 e na Tabela 7. Observa-se que a maior carga global no conjunto de horas críticas é 125.669,04 MW em 28 de setembro, às 17h, e a maior carga líquida no conjunto de horas críticas ocorre em 22 de outubro, às 18h, com 100.159,12 MW.

Figura 6: *Boxplot* das cargas global e líquida nas 45 horas críticas



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 7: Análise exploratória dos dados de carga nas 45 horas críticas

	<i>Carga global</i>	<i>Carga líquida</i>
<i>Mínimo</i>	91.153,28	61.785,07
<i>1º Quartil</i>	106.313,10	82.869,08
<i>Mediana</i>	116.246,49	90.594,04
<i>3º Quartil</i>	119.787,27	94.592,58
<i>Máximo</i>	125.669,04	100.159,12
<i>Média</i>	113.174,62	87.386,77

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 8 resume os resultados de operação dos seis cenários alternativos — três com armazenamento e três com UTEs de referência — nas 45 horas críticas. A análise considera tanto a contribuição direta dos recursos adicionados quanto os efeitos indiretos sobre os demais recursos do sistema.

Tabela 8: Geração média nas horas críticas, em relação ao caso base, sem aumento de carga (MW_{médio})

Usinas	BESS 1 GW 4 H	BESS 1 GW 6 H	UHR BARRETO 1 GW	UTE 423	UTE 464	UTE 548
Armazenamento*	800	819	1.409			
Termelétricas	1	1	1	423	464	548
Eólicas e solares	0	0	0	0	0	0
Hidrelétricas**	481	539	44	790	841	886
Total	1.283	1.359	1.455	1.213	1.305	1.434

Fonte: Elaboração própria.

* A coluna UHR tem a geração integral de Barreto.

** A coluna UHR apresenta a diferença entre a geração hídrica do caso alternativo sem a geração de Barreto e a geração hídrica total do caso base (com Barreto).

O armazenamento apresenta uma contribuição direta expressiva nas horas críticas. A UHR se destaca, com 1.409 MW_{médio}, porque a geração associada ao projeto combina as duas casas de força da usina de Barreto, que totalizam pouco mais de 2 GW, e é potencializada pelo bombeamento das unidades reversíveis, que viabiliza uma geração expressiva nas unidades convencionais mesmo em condições de seca severa. Entre os BESS, o sistema de 6 h apresenta 819 MW_{médio} nas horas críticas, diante de 800 MW_{médio} do sistema de 4 h. Esses valores são da ordem de duas a três vezes superiores aos obtidos pelos métodos EFC e ELCC. Por medir diretamente a disponibilidade dos recursos no conjunto comum de horas críticas, o método reduz as distorções introduzidas pela escolha de uma UTE de referência na EFC ou pelo aumento fictício da carga na ELCC.

A linha “Hidrelétricas” mostra o aumento da geração hídrica nas horas críticas em todos os cenários alternativos. A presença de armazenamento ou geração térmica fora desses períodos permite preservar água nos reservatórios para uso posterior. No cenário da UHR Barreto, a comparação requer cuidado adicional, uma vez que a geração hídrica do caso alternativo é contabilizada sem a geração da própria UHR, enquanto o caso base inclui a UHE Barreto em sua configuração original.

De acordo com a metodologia apresentada na subseção 3.2.5, a contribuição direta do recurso durante o conjunto de horas críticas corresponde ao indicador de capacidade firme. No cenário da UHR, a contribuição do recurso adicional é obtida

descontando-se a contribuição da UHE em sua configuração original. Assim como na DLOL e na ELCC, o indicador utiliza uma medida média de energia/potência ao longo de um conjunto de horas para representar a contribuição de potência firme.

A contribuição direta constitui o resultado principal da metodologia baseada nas horas críticas. Ainda assim, o comportamento do sistema como um todo é relevante em sistemas hidrelétricos ou com armazenamento, pois recursos que alteram o despacho nas horas não críticas podem preservar água ou energia armazenada para os momentos críticos. A Tabela 8 mostra esse efeito indireto sobre a geração hidrelétrica nas horas críticas.

A linha “Total” da Tabela 8 incorpora as contribuições diretas e indiretas e mostra valores superiores aos obtidos anteriormente por EFC e ELCC. Esses valores, entretanto, não devem ser interpretados como capacidade firme do recurso adicionado, pois os cenários alternativos acrescentam simultaneamente potência e energia sem aumento correspondente da carga.

Por esse motivo, não se recomenda utilizar o valor da linha “Total” como equivalente à capacidade firme e a comparação entre tecnologias deve considerar, separadamente, a contribuição direta do recurso e os efeitos sistêmicos indiretos.

5.4 Discussão dos resultados

Os resultados mostram que a escolha da métrica influencia significativamente a estimativa de potência firme. Em sistemas com forte interação entre geração hidrelétrica, térmica e armazenamento, métricas distintas podem responder de forma diferente às alterações no despacho e nas horas de risco. A sensibilidade à configuração do caso base, portanto, é parte central da comparação entre os métodos.

Foram avaliados três projetos adicionais ao SIN: BESS de 4 h, BESS de 6 h e uma UHR de ciclo aberto associada à UHE Barreto. Nos métodos EFC e ELCC, os cenários foram ajustados segundo os respectivos critérios de convergência e comparados às UTEs de referência. Para níveis semelhantes de confiabilidade, os cenários com armazenamento apresentaram custos operacionais inferiores aos cenários equivalentes com UTEs.

Na EFC, os cenários com UTE de referência apresentaram CMO, em média, R\$ 5,32/MWh superior ao dos cenários com armazenamento, diferença equivalente a, aproximadamente, R\$ 4,9 bilhões por ano quando aplicada à carga média do sistema. Na ELCC, a diferença média de CMO entre as UTEs e os respectivos cenários com armazenamento foi de R\$ 6,22/MWh, equivalente a, aproximadamente, R\$ 5,7 bilhões por ano. Esses efeitos de custo devem ser considerados na comparação entre alternativas que oferecem níveis semelhantes de confiabilidade.

5.4.1 EFC e ELCC

A ELCC elimina o viés associado à escolha de uma UTE de referência, presente na EFC, mas não produz diretamente um valor em MW de potência firme. Além disso, o aumento iterativo da carga modifica o despacho e, em sistemas com hidrelétricas, tende a reduzir a disponibilidade de geração hidrelétrica nas horas críticas. A EFC, por sua vez, produz uma equivalência direta em potência, mas seu resultado depende das características do gerador convencional escolhido como referência. Assim, ambos os métodos apresentam limitações quando aplicados a recursos de armazenamento em um sistema hidrotérmico como o SIN.

Diante dessas limitações, o estudo explora a DLOL, que avalia diretamente a contribuição do recurso nas horas de risco, e propõe uma variante para estabelecer uma base comum de comparação entre cenários.

5.4.2 DLOL e o método baseado no conjunto de horas críticas

A DLOL não preserva a mesma base temporal, pois a introdução de projetos alternativos distintos pode alterar as horas em que ocorre perda de carga. Para permitir a comparação entre cenários, o estudo propõe o método baseado no conjunto de horas críticas, que mantém as etapas essenciais da DLOL, mas utiliza a união das horas críticas observadas em todos os cenários analisados.

Como os cenários alternativos partem do mesmo caso base, com a mesma carga, hidrologia, geração renovável e configuração do sistema, uma hora com ENS em apenas parte dos cenários continua sendo considerada crítica. Nos casos sem ENS naquela hora, o sistema ainda opera próximo ao limite de atendimento. O conjunto

comum permite, assim, comparar o desempenho dos recursos sob as mesmas condições temporais de estresse.

A variante mantém a transparência e o menor custo computacional da DLOL, pois não exige iterações de convergência como a EFC e a ELCC. O resultado permanece sensível à métrica de confiabilidade utilizada, como ENS ou LOLE, porém a sua equivalência em potência é construída apenas a partir do conjunto de horas de maior risco, e não de todo o horizonte da simulação.

5.4.3 Síntese

As metodologias avaliadas permitem mensurar diferentes dimensões da contribuição dos recursos para a confiabilidade. Em sistemas com elevada participação termelétrica, a previsibilidade do despacho tende a simplificar a interpretação das métricas. Em sistemas hidrotérmicos e com armazenamento, a gestão intertemporal de água e energia torna a comparação mais complexa, pois decisões tomadas antes das horas críticas alteram a disponibilidade de potência durante os eventos de estresse.

Métodos baseados na convergência de casos teoricamente equivalentes, como EFC e ELCC, tornam-se mais sensíveis às interações entre recursos no despacho. Na EFC, o recurso de referência pode apresentar comportamento operativo muito diferente do armazenamento, enquanto, na ELCC, o aumento da carga para restabelecer o nível de risco modifica de forma mais ampla o equilíbrio do sistema.

A DLOL evita parte dessas dificuldades ao avaliar diretamente a contribuição do recurso nas horas de perda de carga. Para permitir a comparação entre projetos com características distintas, este estudo propõe o método baseado no conjunto de horas críticas.

Na aplicação realizada, o método baseado no conjunto de horas críticas atribuiu aos recursos de armazenamento valores de contribuição superiores aos obtidos por EFC e ELCC. Por medir diretamente a disponibilidade do recurso nas horas comuns de estresse, o método evita a escolha de uma UTE de referência e não exige o aumento artificial da carga. Os resultados, contudo, permanecem sensíveis à configuração do caso base e à métrica utilizada para identificar o risco. Por essa razão,

nenhuma dessas métricas deve ser utilizada isoladamente para orientar a contratação de novos projetos, de modo que a avaliação econômica deve considerar, também, os efeitos sobre o custo de operação e os preços do sistema.

6 Considerações finais

Este estudo investigou metodologias para mensurar a contribuição de projetos de armazenamento à confiabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Foram avaliadas três abordagens: a EFC, que expressa a contribuição do recurso como a potência de um gerador perfeitamente confiável capaz de reproduzir o mesmo nível de confiabilidade; a ELCC, que mede o incremento de carga que pode ser atendido após a adição do recurso sem alterar a confiabilidade de referência; e o método baseado no conjunto de horas críticas, derivado da DLOL, que utiliza a geração média do recurso nas horas críticas comuns aos cenários comparados.

A aplicação das metodologias exige uma representação detalhada da dinâmica operativa do sistema, sobretudo no curto prazo. Modelos cronológicos e horários permitem capturar as interações entre geração, armazenamento e demanda e incorporar a variabilidade hidrológica e renovável.

As simulações com BESS de 4 h, BESS de 6 h e uma UHR associada à UHE Barreto evidenciaram limitações dos métodos EFC e ELCC quando aplicados a um sistema hidrotérmico com armazenamento. A EFC é sensível às características da UTE de referência, a ELCC altera o despacho ao aumentar iterativamente a carga e a DLOL, em sua formulação direta, não preserva uma base comum de horas críticas entre cenários distintos.

Diante dessas limitações, o método baseado no conjunto de horas críticas surge como alternativa para a avaliação comparativa. Ao utilizar a união das horas de déficit dos casos analisados, o método preserva uma base temporal comum e reduz o custo computacional em relação às abordagens iterativas.

Os resultados indicam que o método pode ser útil em análises exploratórias e estudos regulatórios sobre contribuição de capacidade. Sua eventual aplicação em mecanismos de contratação requer, contudo, critérios claros para a definição das horas críticas, da métrica de risco e dos procedimentos de verificação do desempenho dos recursos.

A utilização do Plexos permitiu realizar simulações cronológicas com resolução horária e representar restrições operacionais relevantes para o SIN. A qualidade dos resultados depende, porém, de dados consistentes de demanda,

geração renovável, hidrologia, parâmetros de armazenamento e restrições de rede. A obtenção, o tratamento e a validação desses dados constituem uma etapa crítica para a replicação e o aperfeiçoamento da metodologia.

A base de dados construída incorporou informações do PEN 2024-2028, com a representação individualizada das usinas despacháveis e a modelagem agregada de fontes renováveis variáveis. Foram considerados parâmetros como CVU, restrições de rampa, limites de vazão, histórico hidrológico, projeções de carga e expansão da geração.

Este estudo reforça a importância de uma abordagem sistêmica para avaliar tecnologias de armazenamento. A contribuição desses recursos não depende apenas de sua capacidade nominal, mas também de sua interação com hidrelétricas, termelétricas, fontes renováveis variáveis, transmissão e perfil de carga.

No contexto brasileiro, a metodologia oferece insumos para o aprimoramento de mecanismos de contratação de lastro de potência e para estudos sobre a integração de armazenamento ao SIN. A aplicação regulatória deve combinar a avaliação da contribuição de capacidade com os impactos sobre os custos de operação e preços.

A aplicação apresentada permitiu mensurar a capacidade firme dos arranjos de armazenamento efetivamente simulados – BESS de 1 GW com 4 h e 6 h de duração e UHR de 1 GW – e avaliar sua interação com os demais recursos do sistema. Os resultados também evidenciam a complementaridade entre armazenamento, geração hidrelétrica e geração térmica nas horas críticas.

A título ilustrativo, também foram simuladas UTEs de referência com diferentes capacidades instaladas, sempre no subsistema SE-CO - não foram realizadas simulações em outras localizações.

Esse cálculo pode subsidiar o desenho de mecanismos de contratação que reconheçam a contribuição dos sistemas de armazenamento para mitigar eventos de déficit em períodos críticos. Além disso, a metodologia fornece elementos para avaliar a contribuição de capacidade do armazenamento em diferentes condições de expansão do sistema.

Destaca-se que, ao propor uma estrutura replicável para o cálculo da capacidade firme de sistemas de armazenamento, o estudo oferece subsídios técnicos

para o aperfeiçoamento do arcabouço regulatório. A estimativa deve considerar características específicas do SIN, como a interdependência entre geração hidrelétrica e renovável, a sazonalidade das afluências, o despacho econômico e as restrições de transmissão, que condicionam a disponibilidade de energia para recarga e a utilidade do armazenamento nos momentos de maior estresse.

7 Referências

BRITO-PEREIRA, P. et al. Adjusting the aim of capacity mechanisms: Future-proof reliability metrics and firm supply calculations. *Energy Policy*, v. 164, artigo 112891, 2022a. DOI: 10.1016/j.enpol.2022.112891.

BRITO-PEREIRA, P. et al. Self-fulfilling or self-destroying prophecy? The relevance of de-rating factors in modern capacity mechanisms. *Applied Energy*, v. 314, artigo 118939, 2022b. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.118939.

CNPE, CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019. Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência. Brasília, 2019.

D'ANNUNZIO, C.; SANTOSO, S. Noniterative method to approximate the effective load carrying capability of a wind plant. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 23, n. 2, p. 544-550, 2008. DOI: 10.1109/TEC.2008.918597.

DENHOLM, P.; CHERNYAKHOVSKIY, I.; STREITMATTER, L. Maintaining Grid Reliability: Lessons from Renewable Integration Studies. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2024. NREL/TP-5C00-89166. DOI: 10.2172/2335796.

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Electricity Market Report 2023. Paris: IEA, 2023.

IRENA, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Power System Flexibility for the Energy Transition. Part 1: Overview for Policy Makers. Abu Dhabi: IRENA, 2018.

JUNG, H. T. et al. Characterizing Capacity Contribution of Renewable Resources Over Time in Renewable-Heavy Transmission System: MISO Case Study. In: 2023 IEEE 50th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE, 2023. DOI: 10.1109/PVSC48320.2023.10359923.

KWON, J. et al. The impact of market design and clean energy incentives on strategic generation investments and resource adequacy in low-carbon electricity markets. *Renewable Energy Focus*, v. 47, artigo 100495, 2023. DOI: 10.1016/j.ref.2023.100495.

LI, W. Expected Energy Not Served (EENS) Study for Vancouver Island Transmission Reinforcement Project. Part V: Monthly Reliability Profile of VITR. British Columbia Transmission Corporation, 2006.

MADAENI, S. H.; SIOSHANSI, R.; DENHOLM, P. Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2012. NREL/TP-6A20-54704. DOI: 10.2172/1046871.

MASTROPIETRO, P.; RODILLA, P.; BATLLE, C. De-rating of wind and solar resources in capacity mechanisms: A review of international experiences. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 112, p. 253-262, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.05.053.

MERTENS, T.; BRUNINX, K.; DUERINCK, J.; DELARUE, E. Capacity credit of storage in long-term planning models and capacity markets. *Electric Power Systems Research*, v. 194, artigo 107070, 2021. DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107070.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Consulta Pública nº 33/2017: Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Brasília, 2017.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019. Institui Grupo de Trabalho para desenvolver propostas de modernização do setor elétrico. Brasília, 2019.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Consulta Pública nº 80/2019: Modernização do Setor Elétrico - Revisão dos Critérios de Garantia de Suprimento. Brasília, 2019.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Consulta Pública nº 88/2019: Modernização do Setor Elétrico - Revisão dos Critérios de Garantia de Suprimento - Proposição de Parâmetros. Brasília, 2019.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 59, de 20 de fevereiro de 2020. Estabelece parâmetros associados às métricas do critério geral de garantia de suprimento. Brasília, 2020.

NALLAINATHAN, S. An optimized design of renewable-rich microgrids at the required reliability. Tese (Doutorado) - Murdoch University, 2023.

NERC, NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning. Princeton, NJ: NERC, 2011.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Plano da Operação Energética 2024/2028 - PEN 2024: Relatório das Condições de Atendimento. NT-ONS DPL 0114/2024. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

PJM INTERCONNECTION. Manual 20: PJM Resource Adequacy Analysis. Revision 14. Audubon, PA: PJM Interconnection, 2023.

SINGH, S.; SAKET, R. K.; KHAN, B. A comprehensive review of reliability assessment methodologies for grid-connected photovoltaic systems. IET Renewable Power Generation, v. 17, n. 7, p. 1859-1880, 2023. DOI: 10.1049/rpg2.12714.

WANG, R.; WANG, S.; GENG, G.; JIANG, Q. Multi-time-scale capacity credit assessment of renewable and energy storage considering complex operational time series. Applied Energy, v. 355, artigo 122382, 2024. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.122382.

WIDDING, M. Quantifying the Capacity Value of Wind Power in Composite Power Systems. Dissertação (Mestrado) - Norwegian University of Science and Technology (NTNU), 2022.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado desde 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-85-7197-041-0

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/
gesel-grupo-de-estudos-do-
setor-eletrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-eletrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia,
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240