



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Gabriel Loureiro Medeiros

**Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento de Energia
Aplicados a Sistemas Híbridos de Geração de Energia**

Campina Grande – PB

Maio de 2024

Gabriel Loureiro Medeiros

**Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento de Energia
Aplicados a Sistemas Híbridos de Geração de Energia**

Dissertação de Mestrado apresentada à coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Energia

Benemar Alencar de Souza, Dr.

Orientador

Campina Grande – PB

Maio de 2024

M488d

Medeiros, Gabriel Loureiro.

Dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia aplicados a sistemas híbridos de geração de energia / Gabriel Loureiro Medeiros. – Campina Grande, 2024.

134 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2024.

"Orientação: Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza".

Referências.

1. Processamento de Energia. 2. Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAEB) – Dimensionamento Ótimo. 3. Sistemas Híbridos de Geração de Energia (SHGE). 4. Geração Eólica. 5. Geração Fotovoltaica. 6. Otimização por Enxame de Partículas (PSO). 7. Fluxo de Potência. I. Souza, Benemar Alencar de. II. Título.

CDU 621.311(043)

Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento de Energia Aplicados a Sistemas Híbridos de Geração de Energia

GABRIEL LOUREIRO MEDEIROS

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 28/05/2024

**BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc. , UFCG
Orientador(a)**

**NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG
Examinador(a)**

**MANOEL FIRMINO DE MEDEIROS JÚNIOR, Dr., UFRN
Examinador(a)**

CAMPINA GRANDE - PB



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
POS-GRADUACAO EM ENGENHARIA ELETRICA
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

REGISTRO DE PRESENÇA E ASSINATURAS

1 - ATA DA DEFESA PARA CONCESSÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA, REALIZADA EM
28 DE MAIO DE 2024

(Nº 763)

CANDIDATO(A): **GABRIEL LOUREIRO MEDEIROS**. COMISSÃO EXAMINADORA: NÚBIA SILVA DANTAS BRITO, D.SC., UFCG, Presidente da Comissão, MANOEL FIRMINO DE MEDEIROS JÚNIOR, D.SC., UFRN, BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.SC., UFCG, Orientador. TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento de Energia Aplicados a Sistemas Híbridos de Geração de Energia. ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: Processamento da Energia. HORA DE INÍCIO: **14h00** – LOCAL: **Sala Virtual, conforme Art. 5º da PORTARIA SEI Nº 01/PRPG/UFCG/GPR, DE 09 DE MAIO DE 2022**. Em sessão pública, após exposição de cerca de 45 minutos, o(a) candidato(a) foi arguido(a) oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo demonstrado suficiência de conhecimento e capacidade de sistematização, no tema de sua dissertação, obtendo o conceito APROVADO. Face à aprovação, declara o(a) presidente da Comissão, achar-se o examinado, legalmente habilitado a receber o Grau de Mestre em Engenharia Elétrica, cabendo a Universidade Federal de Campina Grande, como de direito, providenciar a expedição do Diploma, a que o(a) mesmo(a) faz jus. Na forma regulamentar, foi lavrada a presente ata, que é assinada por mim, LEANDRO FERREIRA DE LIMA, e os membros da Comissão Examinadora. Campina Grande, 28 de maio de 2024.

LEANDRO FERREIRA DE LIMA

Secretário

NÚBIA SILVA DANTAS BRITO, D.SC., UFCG

Presidente da Comissão e Examinador Interno

BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.SC., UFCG

Orientador

MANOEL FIRMINO DE MEDEIROS JÚNIOR, D.SC., UFRN

Examinador Externo

GABRIEL LOUREIRO MEDEIROS

Candidato

2 - APROVAÇÃO

2.1. Segue a presente Ata de Defesa de Dissertação de Mestrado da candidato **GABRIEL LOUREIRO MEDEIROS**, assinada eletronicamente pela Comissão Examinadora acima identificada.

2.2. No caso de examinadores externos que não possuam credenciamento de usuário externo ativo no SEI, para igual assinatura eletrônica, os examinadores internos signatários **certificam** que os examinadores externos acima identificados participaram da defesa da tese e tomaram conhecimento do teor deste documento.



Documento assinado eletronicamente por **LEANDRO FERREIRA DE LIMA, SECRETÁRIO (A)**, em 29/05/2024, às 08:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **NUBIA SILVA DANTAS BRITO, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 29/05/2024, às 09:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 05/06/2024, às 15:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **GABRIEL LOUREIRO MEDEIROS, Usuário Externo**, em 05/06/2024, às 17:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **4470012** e o código CRC **422F3163**.

AGRADECIMENTOS

A minha eterna gratidão aos meus pais, Fábio da Costa Medeiros e Angélica Cristina Loureiro Medeiros. Seu esforço e dedicação em fomentar minha curiosidade através da educação, amor e exemplo foram fundamentais para minha formação.

Agradeço também aos meus avós, Milton Medeiros (in memoriam), Malfisa da Costa Medeiros e Socorro Ramos Loureiro, além da minha irmã Marina Loureiro Medeiros, por criarem um ambiente propício ao meu desenvolvimento.

Um agradecimento especial à Amanda, por seu carinho, amor, paciência e compreensão, elementos essenciais que me ajudaram a me tornar quem sou hoje.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica, agradeço pelo conhecimento transmitido, que foi vital para o meu crescimento intelectual.

Ao professor Dr. Benemar A. de Souza, meu orientador, sou grato pelas valiosas colaborações, ensinamentos, oportunidade e pelo entusiasmo, proporcionando motivação incessante para o desenvolvimento desta pesquisa.

Estendo meus agradecimentos ao Projeto de P&D OSERAAD e a todos os colaboradores, pela oportunidade de aprender e aplicar os conhecimentos consonantes a esta pesquisa.

Aos meus amigos de curso, minha sincera gratidão. A jornada teria sido muito mais árdua sem o apoio e a camaradagem de cada um de vocês. Agradeço especialmente a Robson, por sua orientação no aprendizado de Python, e a Pollyanne, pelas inestimáveis orientações e contribuições.

Aos meus amigos Herbert, Giu e Daniel Perazzo, agradeço por estarem sempre ao meu lado, apoiando-me em todos os momentos.

Por fim, exponho meu reconhecimento a dedicação de todos os funcionários da Universidade Federal de Campina Grande, pela excelência no dever de promover pesquisa e ensino públicos e de qualidade.

A todos aqueles, que diretamente ou indiretamente passaram em minha vida, e me permitiram evoluir para uma pessoa melhor.

*“Cada um que passa em nossa vida,
passa sozinho, mas não vai só, nem nos
deixa só; leva um pouco de nós
mesmos, deixa um pouco de si mesmo. ”*

Antoine Saint-Exupéry

Ao meu querido avô, Milton Medeiros (in memoriam)

RESUMO

Uma metodologia é apresentada para o dimensionamento ótimo de múltiplos Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAEB) aplicados a Sistemas Híbridos de Geração de Energia (SHGE) com despacho centralizado, em sistemas interligados, com a avaliação de diferentes tecnologias de baterias. O objetivo principal consistiu em avaliar o dimensionamento ótimo, levando em conta o impacto na: flexibilidade operacional, prevenção do corte de geração (*curtailment*), dinâmica de fluxos de potência e intercâmbio de energia. Busca-se encontrar a capacidade de armazenamento que trará o máximo benefício marginal ao sistema. Para isso, é desenvolvido um algoritmo, que leva em conta as características da rede existente e suas cargas, os padrões de geração das fontes de energia e a operação dos SAEB. Para encontrar as soluções ótimas, são aplicados a heurística de Otimização por Enxame de Partículas (PSO) e para avaliação do sistema, o método de fluxo de carga por Newton-Raphson. Junto a isso, explora-se a integração de fontes intermitentes, tais como eólica e fotovoltaica, considerando as características específicas de cada uma dessas fontes, para determinar o dimensionamento dos SAEB. É empregado séries históricas horárias, com dados de irradiância solar e à velocidade do vento, para a modelagem da geração, como também de demanda, com a aplicação dos dados do sistema Nordeste. Na análise dos estudos de casos, foram utilizados locais de geração na Bahia, Rio Grande do Norte e Ceará. Para a validação da metodologia proposta e os impactos do SAEB, foram criados três estudos de caso, utilizando os sistemas IEEE 14 e 30 barras. Foi possível realizar a avaliação, da aplicação dos diferentes indicadores nos resultados, da complementaridade entre SHGE em diferentes localidades e até mesmo indicar melhores pontos para a localização elétrica dos parques de geração e seus SAEB. A implementação da metodologia possibilitou uma análise detalhada da eficácia do SAEB na integração de redes, evidenciando uma significativa redução na flutuação de energia e um efeito de suavização notável, contribuindo para a estabilidade e eficiência operacional do sistema elétrico. Dentre as tecnologias avaliadas, a que se destaca, dentre as avaliadas, mostrou-se com melhor relação custo-benefício e permitindo a obtenção de benefícios marginais com capacidades superiores, sem necessariamente resultar em custos totais mais elevados. A estrutura, que leva em conta a flexibilidade operacional, além de evitar o *curtailment* e a dinâmica do sistema interconectado, oferece uma abordagem holística. Ademais, a metodologia apresentada se destaca como um importante recurso de análises, tanto de planejamento quanto de operação de sistemas, para enfrentar os desafios da integração de recursos de energias renováveis em sistemas de despacho centralizados.

Palavras-chave: SAEB, Otimização, SHGE, PSO, Geração Eólica, Geração Fotovoltaica, Fluxo de Potência, Dimensionamento.

ABSTRACT

A methodology is presented for the optimal sizing of multiple Battery Energy Storage Systems (BESS) applied to Hybrid Energy Generation Systems (HEGS) with centralized dispatch in interconnected systems, evaluating different battery technologies. The primary objective is to assess the optimal sizing considering the impact on operational flexibility, curtailment prevention, power flow dynamics, and energy exchange. The goal is to determine the storage capacity that will bring the maximum marginal benefit to the system. To achieve this, an algorithm is developed that accounts for the characteristics of the existing network and its loads, the generation patterns of energy sources, and the operation of BESS. Particle Swarm Optimization (PSO) is applied to find optimal solutions, and the Newton-Raphson load flow method is used for system evaluation. The integration of intermittent sources, such as wind and photovoltaic, is explored, considering their specific characteristics to determine the sizing of BESS. Hourly historical data, including solar irradiance and wind speed, are used for generation modeling, as well as demand data from the Northeast system. In the case studies analysis, generation sites in Bahia, Rio Grande do Norte, and Ceará were utilized. To validate the proposed methodology and the impacts of BESS, three case studies were created using the IEEE 14-bus and 30-bus systems. The evaluation included the application of different indicators in the results, the complementarity between HPGS in different locations, and the identification of optimal points for the electrical location of generation parks and their BESS. The implementation of the methodology allowed a detailed analysis of the effectiveness of BESS in network integration, showing a significant reduction in energy fluctuations and a notable smoothing effect, contributing to the stability and operational efficiency of the power system. Among the evaluated technologies, the one with the best cost-benefit ratio demonstrated superior capacity benefits without necessarily resulting in higher total costs. The structure, which considers operational flexibility, curtailment prevention, and the dynamics of the interconnected system, offers a holistic approach. Furthermore, the presented methodology stands out as a significant resource for both planning and operation analyses of systems, addressing the challenges of integrating renewable energy resources in centralized dispatch systems.

Keywords: BESS, Optimization, HEGS, PSO, Wind Power, Photovoltaic, Power Flow, Sizing.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Irradiância solar versus tempo em Santa Luzia, PB	41
Figura 2 – Perfis da intensidade de vento pelo tempo em Santa Luzia, PB	43
Figura 3 – Perfil de velocidade do vento típico do litoral do Rio Grande do Norte.	44
Figura 4 – Perfil de velocidade do vento típico no interior norte da Bahia.	45
Figura 5 – Correlação entre potência de saída e velocidade do vento.	46
Figura 6 – Complementariedade entre Solar e Eólica no localidade de Serra do Mel, RN.	49
Figura 7 – Complementariedade entre Solar e Eólica no localidade de Casa Nova, BA	50
Figura 8 – Curva de demanda líquida em estudo com aplicação de SAEB na Califórnia	54
Figura 9 – Fluxograma de execução do algoritmo canônico do PSO	63
Figura 10 – Consideração da UP e EP para FMEP _f	70
Figura 11 – Consideração da UP e EP para FMEP _c	71
Figura 12 – Consideração da UP e EP para FMEP _{sb}	72
Figura 13 – Geração renovável e uma demanda num período de 24 horas.	74
Figura 14 – Variação da Barra de Balanço em um período de 24 horas.	76
Figura 15 – Demanda do sistema analisado em um período de 24 horas.	76
Figura 16 – Variação da FMEP com o aumento da capacidade do SAEB.	77
Figura 17 – Derivada da Variação da FMEP com o aumento da capacidade do SAEB.	78
Figura 18 – Processo de busca do ponto ótimo.	78
Figura 19 – Fluxograma do dimensionamento ótimo do SAEB	81
Figura 20 – Valores típicos da irradiância e velocidade do vento, durante o dia em Serra do Mel, RN.	84
Figura 21 – Valores típicos de demanda, durante o dia, no sistema Nordeste.	84
Figura 22 – Curva P-V de todas as barras no sistema IEEE 14 Barras.	85
Figura 23 – Curva P-V das barras de geração no sistema IEEE 14 Barras.	86
Figura 24 – Sistema-Teste 1, baseado no IEEE 14 Barras com SHGE alocada na Barra 8.	87
Figura 25 – Valores típicos de carga dentro do Sistema-Teste 1.	89
Figura 26 – Valores da geração típica do SHGE do Sistema-Teste 1 em comparação com a referência de FMEP _f e FMEP _c	90
Figura 27 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 1 em comparação com a referência de FMEP _{sb}	91
Figura 28 – Valores de geração típica do SHGE do Sistema-Teste 1 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	93
Figura 29 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 1 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	94
Figura 30 – Valores típicos da irradiância e velocidade do vento, durante o dia em Aracati, CE.	98

Figura 31 – Sistema-Teste 2, baseado no IEEE 14 Barras com SHGE alocada na Barra 3 e 8.	99
Figura 32 – Valores da geração típica do SHGE em Aracati, CE, em comparação com FMEPF e FMEPC.	100
Figura 33 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 2 em comparação com FMEPSb	100
Figura 34 – Valores de geração típica do SHGE A do Sistema-Teste 2 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	103
Figura 35 – Valores de geração típica do SHGE B do Sistema-Teste 2 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	104
Figura 36 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 2 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	105
Figura 37 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 2a em comparação com FMEPSb	106
Figura 38 – Valores de geração típica do SHGE A e B do Sistema-Teste 2a com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	108
Figura 39 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 2a com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	109
Figura 40 – Valores típicos da irradiância e velocidade do vento, durante o dia em Casa Nova, BA.	110
Figura 41 – Valores da geração típica do SHGE em Casa Nova, BA, em comparação com FMEPF e FMEPC.	111
Figura 42 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 2b em comparação com FMEPSb	112
Figura 43 – Valores de geração típica do SHGE A do Sistema-Teste 2b com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	114
Figura 44 – Valores de geração típica do SHGE B do Sistema-Teste 2b com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	115
Figura 45 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 2 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	115
Figura 46 – Curva P-V das Barras de geração do IEEE 30 Barras.	117
Figura 47 – Sistema-Teste 3, baseado no IEEE 30 Barras com SHGE alocada na Barra 8 e 11.	118
Figura 48 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 3 em comparação com FMEPSb	121
Figura 49 – Valores de geração típica do SHGE A do Sistema-Teste 3 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	124
Figura 50 – Valores de geração típica do SHGE B do Sistema-Teste 3 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	124

Figura 51 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 3 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	125
Figura 52 – Sistema-Teste 3a, baseado no IEEE 30 Barras com SHGE alocada na Barra 2 e 5.	126
Figura 53 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 3a em comparação com FMEPs e o Sistema-Teste 3.	127
Figura 54 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 3a, com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Síntese Bibliográfica	37
Tabela 2 – Tecnologias de Baterias	53
Tabela 3 – Parâmetros do aerogerador.	66
Tabela 4 – Parâmetros do módulo fotovoltaico.	66
Tabela 5 – Parâmetros para as diferentes tecnologias de SAEB.	66
Tabela 6 – Tabela síntese dos casos avaliados	83
Tabela 7 – Dados de Barras para o Sistema IEEE 14 Barras	88
Tabela 8 – Dados de linha para o sistema IEEE 14 Barras.	89
Tabela 9 – Dados do SHGE do Sistema-Teste 1	90
Tabela 10 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, sem SAEB.	91
Tabela 11 – Parametros da simulação para o Sistema-Teste 1	92
Tabela 12 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 1.	92
Tabela 13 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, com os SAEB.	92
Tabela 14 – Dimensionamento SAEB para o Sistema-Teste 1, considerando um preço total fixo para cada tecnologia.	95
Tabela 15 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 1, considerando apenas o FMEP _f	95
Tabela 16 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, com os SAEB, considerando apenas o FMEP _f	95
Tabela 17 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 1, considerando apenas o FMEP _c	96
Tabela 18 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, com os SAEB, considerando apenas o FMEP _c	96
Tabela 19 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 1, considerando apenas o FMEP _{sb}	97
Tabela 20 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, com os SAEB, considerando apenas o FMEP _{sb}	97
Tabela 21 – Dados do SHGE do Sistema-Teste 2 para Aracati, CE	99
Tabela 22 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2, sem SAEB	101
Tabela 23 – Parametros da Simulação para o Sistema-Teste 2	102
Tabela 24 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 2.	102
Tabela 25 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2, com os SAEB.	102
Tabela 26 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2a, sem os SAEB.	106
Tabela 27 – Parametros da Simulação para o Sistema-Teste 2a	107
Tabela 28 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 2a.	107
Tabela 29 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2a, com os SAEB.	108
Tabela 30 – Dados do SHGE do Sistema-Teste 2b para Casa Nova, BA	111

Tabela 31 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2b, sem os SAEB.	111
Tabela 32 – Parametros da Simulação para o Sistema-Teste 2b	113
Tabela 33 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2b, com os SAEB.	113
Tabela 34 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2b, com os SAEB, ajustado.	114
Tabela 35 – Dados de FMEP com BESS	114
Tabela 36 – Dados de Barras para o Sistema IEEE 30 Barras	119
Tabela 37 – Dados de Linha para o Sistema IEEE 30 Barras	120
Tabela 38 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 3, sem os SAEB.	122
Tabela 39 – Parametros da Simulação para o Sistema-Teste 3	122
Tabela 40 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 3	122
Tabela 41 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 3, com os SAEB.	123
Tabela 42 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 3a, sem os SAEB.	126
Tabela 43 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 3a.	127
Tabela 44 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 3a, com os SAEB.	128

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BMS	<i>Battery Management System</i>
COE	<i>Cost of Energy</i>
CSI	<i>Contingency Sensitivity Index</i>
DA	<i>Division Algorithm</i>
ELF	<i>Equivalent Loss Factor</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Energia Renovável
FMEP	Falha em Atender a Potência Esperada
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
HPSO TVAC	Algoritmo de Otimização de Enxame de Partículas Hierárquico Auto-organizável com Coeficientes de Aceleração Variáveis no Tempo
HRES	Sistemas Híbridos de Energia Renovável e Armazenamento
IHG	Irradiação horizontal global
KiBaM	<i>Kinetic Battery Model</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
Li-Íon	Íon de Lítio
LLR	<i>Loss of Load Risk</i>
LOEE	<i>Loss of Expected Energy</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expected</i>
LPSP	<i>Loss of Supply Probability</i>
MFO	<i>Moth Flame Optimization</i>
MOPSO	<i>Multiple Objective Particle Swarm Optimization</i>
Na-Íon	Íon de Sódio
NAR	Modelo autorregressivos não lineares

NARX	Modelo autorregressivos não lineares com entradas exógenas
NASA POWER	<i>National aeronautics and space administration Prediction Of Worldwide Energy Resources</i>
NR	Newton-Raphson
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OCV	<i>Open Circuit Voltage</i>
PbA	Chumbo-Ácido
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PSOGSA	<i>Particle Swarm Optimization with Gravitational Search Algorithm</i>
PSOMCS	<i>Particle Swarm Optimization with Monte-Carlos Simulation</i>
RCR	<i>Renewable Curtailment Risk</i>
RF	Recursos Flexíveis
ROA	<i>Real Options Analysis</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias
SAL	Nível de acomodação de cenários
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SHGE	Sistemas Híbridos de Geração de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	Estado de Carga
TLCC	Custo Total do Ciclo de Vida
WOA	<i>Whale Optimization Algorithm</i>
WCA	<i>Water-Cycle Algorithm</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Y_{PV}	capacidade nominal do painel fotovoltaico em W
f_{PV}	fator de redução do painel fotovoltaico
$\overline{G_T}$	radiação solar incidente no painel fotovoltaico em W/m^2
$\overline{G_{T,STC}}$	radiação incidente em condições de teste padrão em W/m^2
α_P	coeficiente de temperatura da potência em $\%/^{\circ}C$
T_C	temperatura do painel no passo da análise em $^{\circ}C$
$T_{C,STC}$	temperatura de teste padrão do painel em $^{\circ}C$
η_{PV}	fator de conversão fotovoltaica
A_{PV}	área do painel solar em m^2 ;
N_{PV}	número de painéis;
V_0	velocidade do vento na altura de medição em m/s
H	altura da nacela do aerogerador em m/s
H_0	altura de medição em m
n	fator de rugosidade
ρ	densidade do ar em kg/m^3
V	velocidade do vento em m/s
A	área varrida pelas pás do rotor em m^2
P_{GE}	potência de geração eólica em W
V	velocidade do vento em m/s
V_{min}	velocidade mínima do vento para geração em m/s
V_n	velocidade nominal do vento para geração, cuja geração é máxima em m/s
V_{max}	velocidade máxima do vento para geração m/s
$S(t)$	estado de carga em relação a Capacidade C_i
S_{min}	estado de carga mínimo que a bateria pode atingir

S_{max}	estado de carga máximo que a bateria pode atingir
$LPS(t)$	representa a perda de fornecimento de energia à carga em W
P_{carga}	potência demandada pela carga no tempo em t
T	tempo de análise;
Δt	passo de cálculo.
$E(t)$	energia armazenada no momento em Wh
E_{min}	energia máxima que a bateria pode atingir Wh
E_{max}	energia mínima que a bateria pode atingir em Wh
C_i	capacidade da i -ésima bateria em Wh
$P_{SAEB}(t)$	potência injetada ou absorvida pela bateria a cada unidade de tempo em W ;
$P_{BESS,max}$	máxima potência injetada ou absorvida permitida pela bateria em W ;
Δt	passo de análise em unidade de tempo em h
$\eta_{battery}$	eficiência de conversão de energia da bateria
ω	fator de inercia
$c1$	hiperparâmetro relativo a memória individual da partícula
$c2$	hiperparâmetro relativo a memória social da partícula
$random1$ e $random2$	variáveis aleatórias uniformemente distribuídos entre 0 e 1
P_{best}	melhor posição de partícula na iteração atual
G_{best}	melhor posição de partícula desde o início até agora.
$UP(t)$	potência não atendida W
$EP(t)$	potência esperada definida W
$FMEP_F(C_i)$	FMEP para flexibilidade, para a capacidade C_i
$FMEP_C(C_i)$	FMEP para possibilidade de <i>curtailment</i> , para a capacidade C_i
$FMEP_{SB}(C_i)$	FMEP para fluxo de potência do barramento de balanço, para a capacidade C_i
k_n	constante de normalização para a avaliação da capacidade do SAEB
k_t	constante de normalização para a avaliação do preço da tecnologia

SUMÁRIO

1	Introdução	22
1.1	Motivação para o Estudo	24
1.2	Objetivos	25
1.3	Contribuições	25
1.4	Publicações	26
1.5	Organização do Texto	26
2	Revisão Bibliográfica	28
2.1	Artigos Relevantes	29
2.2	Síntese Bibliográfica	36
3	Fundamentação Teórica	40
3.1	Sistemas Fotovoltaicos	40
3.2	Sistemas Eólicos	43
3.3	Sistema Híbrido de Geração de Energia	47
3.3.1	Importância da Complementaridade	48
3.3.2	Estratégias de Despacho e Operação	50
3.4	Sistemas de Armazenamento por Baterias	51
3.4.1	Parâmetros Relevantes	51
3.4.2	Principais Componentes	52
3.4.3	Tecnologias	52
3.4.4	Aplicações	54
3.4.4.1	Atendimento a Cargas Emergenciais e de Ponta	54
3.4.4.2	Associação com Unidades Geradoras	54
3.4.4.3	Arbitragem de Energia	55
3.4.4.4	Alternativa à Expansão do Sistema de Transmissão	55
3.4.4.5	Prestação de Serviços Ancilares	55
3.4.5	Modelagem da Bateria	55
3.4.6	Dimensionamento da Bateria	57
3.5	Estabilidade e Confiabilidade	58
3.5.1	Inércia Sintética em Aerogerador e Baterias	59
3.5.2	Fatores de Confiabilidade	60
3.6	Otimização por PSO	61
4	Metodologia	64
4.1	Modelos de Geração e Carga	65
4.1.1	Parametrização do Aerogerador	65
4.1.2	Parametrização dos Módulos Fotovoltaicos	66
4.1.3	Parametrização dos SAEB	66
4.1.4	Modelagem da Carga	66

4.2	Estratégia de Operação do SAEB	67
4.2.1	Índices para Avaliação do Impacto do Armazenamento	68
4.2.1.1	FMEP para Flexibilidade	69
4.2.1.2	FMEP para Possibilidade de <i>Curtailment</i>	69
4.2.1.3	FMEP para Barra de Balanço	70
4.2.2	Modelo de Despacho	71
4.2.3	Operação da Bateria em Conjunto com o Despacho	73
4.3	Fluxo de Potência para Avaliação Sistema de Armazenamento	74
4.4	Dimensionamento Ótimo do SAEB	75
4.4.1	Variação dos Indicadores de FMEP com a Capacidade	76
4.4.2	Função Objetivo	77
5	Estudo de Casos e Análise dos Resultados	82
5.1	Sistema Teste IEEE de 14 Barras com Uma SHGE (Caso 1)	83
5.1.1	Características do Sistema e da Geração	83
5.1.2	Sistema-Teste 1	90
5.1.3	Dimensionamento Ótimo de SAEB para o Caso 1	91
5.1.4	Aplicação dos Resultados Ótimos e Impactos no Sistema	93
5.1.5	Análises Específicas para o Caso 1	95
5.1.5.1	Apenas FMEPf	95
5.1.5.2	Apenas FMEPc	96
5.1.5.3	Apenas FMEPsb	97
5.2	Sistema teste IEEE de 14 Barras com Dois SHGE (Caso 2)	97
5.2.1	Características do Sistema e da Geração Local	98
5.2.2	Sistema-Teste 2	99
5.2.3	Dimensionamento Ótimo de SAEB para o Caso 2	101
5.2.4	Aplicação dos Resultados Ótimos e Impactos no Sistema	103
5.2.5	Análises específicas para o Caso 2	105
5.2.5.1	Sítio A e B em Serra do Mel (Caso 2a)	105
5.2.5.2	Sítio A e B em Serra do Mel e Sítio B em Casa Nova (Caso 2b)	109
5.3	Sistema Teste IEEE de 30 Barras com Dois SHGE (Caso 3)	116
5.3.1	Características do Sistema e da Geração Local	116
5.3.2	Sistema-Teste 3	121
5.3.3	Dimensionamento Ótimo de SAEB para o Caso 3	122
5.3.4	Aplicação dos Resultados Ótimos e Impactos no Sistema	123
5.3.5	Análises específicas para o Caso 3	125
5.3.5.1	Sítio A e B na Barra 2 e 5 (Caso 3a)	125
5.4	Avaliação Geral dos Casos Analisados	129
6	CONCLUSÕES	131

REFERÊNCIAS 133

Capítulo 1

Introdução

Impulsionadas por considerações ambientais, políticas e redução de custos, as gerações de energia elétrica a partir de fontes renováveis, tais como a eólica e solar, têm aumentado suas participações na matriz energética global. Essas fontes, apesar de atualmente ter seu menor custo por MWh, devido às suas variabilidade e intermitência, introduzem desafios significativos para o planejamento e operação do sistema elétrico (AL-SHAHRI et al., 2021; GUTIERREZ; VALLE, 2020; DYKES et al., 2019). As gerações baseadas em grandes máquinas síncronas, em comparação, destacam-se por sua previsibilidade e controle de despacho, contribuindo significativamente para a confiabilidade do sistema elétrico e oferecendo, naturalmente, diversos serviços ancilares, como resposta a frequência, inércia e controle de reativo (KING et al., 2020). Essas características promoveram, até então, a criação de um paradigma de fornecimento despachável, com flexibilidade na demanda e sem um aumento substancial nos custos.

A instalação desses novos parques geradores de fontes renováveis, que, muitas vezes, ocorre em ritmo superior ao da expansão da rede, provocar gargalos no sistema de transmissão de energia elétrica, causando dificuldades para o escoamento da potência gerada em determinadas regiões. Há apreensão relacionada a períodos de geração excessiva, os quais podem resultar em possíveis sobrecargas no sistema de transmissão ou desbalanço entre a geração e a carga. Tais fatos podem exigir ações de restrição da geração ou, do inglês, *curtailment*, com o fim de preservar a integridade operacional do sistema elétrico interligado (KING et al., 2020; IMPRAM; NESE; ORAL, 2020). Assim, o rápido crescimento das fontes intermitentes baseadas em inversores mostra-se como um desafio para os sistemas elétricos, especialmente aqueles com alta penetração de renováveis (AL-SHAHRI et al., 2021). Faz-se essencial adotar soluções complementares que assegurem a operação segura e eficiente da rede elétrica.

Um exemplo desse fenômeno ocorre no nordeste do Brasil. A expressiva inserção de fontes renováveis fotovoltaicas e eólicas tem pressionado o sistema de transmissão da região. Embora contribuam para aumentar a capacidade de geração do ponto de vista energético, essas fontes, frequentemente baseadas em inversores seguidores de rede, ou seja aqueles que necessitam de uma referência de tensão e frequência para funcionar, não agregam inércia de forma nativa ao Sistema Elétrico Brasileiro e sofrem *curtailment* (ONS, 2023). Isso compromete a estabilidade do sistema em relação a perturbações, e criam riscos para a regulação de potência e controle de tensão (KING et al., 2020; IMPRAM; NESE; ORAL, 2020).

Nesse contexto, o episódio de desabastecimento ocorrido no Sistema Interligado Naci-

onal (SIN) em 15 de agosto de 2023 ilustra as dificuldades associadas a um sistema com alta penetração de geração renovável. Antes do incidente, a geração eólica e solar correspondia a aproximadamente 33% da geração total no SIN. No entanto, naquela época do ano, o sistema Nordeste já operava como exportador de energia, com as fontes baseadas em inversores representando 87% da geração total, exportando cerca de 12,8 GW (ONS, 2023). A falha na proteção da linha de transmissão Quixadá - Fortaleza 2, de 500kV, localizada na área norte do sistema Nordeste, desencadeou instabilidades eletromecânicas. Como resposta, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estabeleceu novos limites de intercâmbio e medidas operativas na região, conforme documentado em RT ONS DPL 0470/2023 e RT ONS DPL 0519/2023, levando à redução da participação de fontes renováveis através do corte de geração (ONS, 2023).

Considerando a expansão contínua de fontes baseadas em inversores sistema elétrico, a utilização de usinas híbridas aliadas a sistemas de armazenamento para o fornecimento à rede constitui uma das soluções para a produção de energia de forma mais previsível e controlável (KING et al., 2020; LABORATORY, 2021; NREL, 2020). Usinas híbridas combinam diferentes fontes durante a produção, podendo resultar em um perfil linear de geração. A complementaridade entre a geração solar diurna e a geração eólica noturna contribui para uma menor variabilidade na disponibilidade de energia (KING et al., 2020; LABORATORY, 2021; NREL, 2020).

Em países com expansão significativa de Energia Renovável (ER), como China, Estados Unidos, Índia e Austrália, a demanda por geração controlável e constante tem impulsionado a investigação de soluções que integram fontes renováveis variáveis (solar ou eólica) com sistemas de armazenamento de energia (KING et al., 2020; IMPRAM; NESE; ORAL, 2020; LABORATORY, 2021; NREL, 2020). A integração de Sistemas de Armazenamento de Energia por Bateria (SAEB) e Sistemas Híbridos de Geração de Energia (SHGE) surge como uma abordagem promissora para enfrentar esses desafios, apesar dos altos custos associados (EPE, 2019). O dimensionamento ótimo de SAEB é importante para equilibrar custo e benefício.

A combinação de fontes renováveis com sistemas de armazenamento permite um gerenciamento mais eficiente do despacho de energia, evitando restrições na injeção de potência. Usinas híbridas, apoiadas por baterias, podem contribuir significativamente para a estabilidade de tensão e frequência da rede, reforçando a confiabilidade do sistema.

Ao explorar a integração de diferentes tipos de geração de energia com sistemas de armazenamento, é fundamental avaliar a influência das potenciais localidades, considerando suas características específicas de geração eólica e solar, para determinar o dimensionamento dos sistemas de armazenamento. Nesta dissertação é proposto uma abordagem inovadora para o dimensionamento ótimo de múltiplos SAEB dentro de SHGE conectados à rede, contemplando geração eólica e fotovoltaica sob controle centralizado. É levado em conta o impacto na estabilidade de tensão do sistema, flexibilidade operacional, intercâmbio do sistema e na prevenção do corte de geração, considerando também a programação e características de despacho. Entende-se, desde já, que o custo atual da forma tradicional de armazenamento químico, através de baterias

de lítio-íon (Li-Íon), é elevado demais para sua aplicação em larga escala. Nessa perspectiva, também será realizada uma análise com outras tecnologias, como de sódio-íon (Na-Íon) e chumbo-ácido (PbA). O desenvolvimento dessa pesquisa, que ocorre em um momento em que o preço das baterias ainda é bastante elevado, exigirá uma valoração apropriada dos benefícios oferecidos para o sistema. Entretanto, há a expectativa de redução de custos impulsionada pela adoção massiva de veículos elétricos (RMI, 2022).

1.1 MOTIVAÇÃO PARA O ESTUDO

Diante da crescente participação das fontes intermitentes na matriz energética, torna-se necessário explorar estratégias para mitigar seus impactos na operacionalidade e confiabilidade da rede elétrica. Neste contexto, a utilização de SHGE aliada a SAEB, apresenta-se como uma abordagem promissora. A motivação principal deste estudo é desenvolver uma metodologia para o dimensionamento ótimo de SAEB integrados a sistemas de geração eólica e fotovoltaica, visando melhorar a confiabilidade do sistema.

Espera-se, como resultado desta pesquisa, o desenvolvimento de uma metodologia que permita o dimensionamento do SAEB, contemplando várias perspectivas, incluindo a integração ao sistema elétrico. O objetivo é alcançar melhorias nos índices de confiabilidade e na suavização da potência injetada. Isso facilitará a integração efetiva dos sistemas de armazenamento no Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Embora existam metodologias para dimensionar sistemas de armazenamento, muitas focam em aplicações em redes isoladas, microrredes ou geração distribuída. Estas abordagens tendem a se concentrar em análises de custo e arbitragem de energia, frequentemente negligenciando aspectos cruciais da interconexão com a rede elétrica. Apesar de oferecerem uma base sólida, essas abordagens carecem de uma análise mais holística sobre a utilização de baterias e seu impacto sistêmico, especialmente em usinas de geração de grande porte com despacho centralizado.

Portanto, existem lacunas significativas na literatura no que se refere ao dimensionamento de SAEB para usinas de grande escala com despacho centralizado, análise de fluxo de potência na rede, mitigação de cortes de energia, flexibilidade de despacho e intercâmbio de energia entre subsistemas. Esta dissertação propõe preencher essas lacunas, introduzindo uma metodologia que facilita o dimensionamento e a análise de múltiplas unidades de SAEB em grandes SHGE integrados à rede, considerando diversas tecnologias de baterias.

Em vista do exposto, a pesquisa sobre o dimensionamento ótimo de SAEB em sistemas híbridos emerge como um tema de grande atualidade e relevância. Os sistemas elétricos futuros serão fortemente influenciados pela interação dentro uma matriz energética com alta penetração de fontes renováveis. Esta área ainda carece de modelagem e estudo aprofundados, de modo que a pesquisa desenvolvida visa contribuir nesse campo, avaliando o impacto eletroenergético

desses sistemas. Assim, o objetivo é desenvolver metodologias para o dimensionamento e a integração de sistemas, aplicando técnicas avançadas de otimização.

1.2 OBJETIVOS

Esta dissertação tem como finalidade principal realizar o dimensionamento ótimo de SAEB aplicados em parques híbridos de geração renovável. Este objetivo abrange a análise das implicações elétricas e energéticas do dimensionamento de múltiplas unidades na rede, bem como a exploração de diferentes tecnologias de baterias. Para alcançar estes objetivos, foi elaborado um algoritmo para o dimensionamento ótimo, que considera as características da rede existente, os padrões de geração local das fontes de energia e a operação do SAEB. O algoritmo proposto foi programado em linguagem Python, o qual aplica a heurística de Otimização por Enxame de Partículas (PSO) e o método de fluxo de carga Newton-Raphson(NR) para avaliação da rede.

O objetivo geral é o dimensionamento ótimo de um sistema de armazenamento de baterias em um parque de geração híbrida, considerando a rede inserida, a tecnologia utilizada e a interação com outras baterias. Os objetivos específicos são elencados a seguir:

1. **Elaboração de um algoritmo de dimensionamento de baterias:** Uma rotina computacional para dimensionar baterias de tecnologia específica, considerando a rede, as características de geração e o despacho de energia.
2. **Análise de confiabilidade:** Definir métodos para analisar a confiabilidade do parque de geração, levando em conta as características de geração, a flexibilidade e estratégias para evitar cortes de geração.
3. **Avaliação de impactos sistêmicos:** Examinar os impactos sistêmicos da integração de baterias, incluindo as implicações para o algoritmo de otimização e propondo ajustes conforme necessário.
4. **Implementação do método de NR:** Desenvolver a programação deste método para análises específicas de sistemas interligados.
5. **Implementação da metaheurística PSO:** Programar a metaheurística PSO para determinar a solução ótima do problema de dimensionamento de SAEB.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Esta dissertação visa proporcionar uma metodologia para avaliação técnica dos impactos da inserção de sistemas de armazenamento na geração híbrida, especialmente em regiões com significativa penetração de fontes fotovoltaicas e eólicas. Infere-se como principal contribuição o

desenvolvimento de um método para realizar o dimensionamento ótimo de soluções SAEB em SHGE e como contribuições secundárias:

1. Análise da confiabilidade via múltiplos indicadores: A metodologia integra múltiplos indicadores para avaliar a confiabilidade, incluindo a flexibilidade operacional, potencial para corte de geração (*curtailment*) e impactos na rede adjacente, pelas análises de fluxo de potência.
2. Dimensionamento de SAEB em SHGE de nível de transmissão: O estudo realizado fornece uma análise detalhada do dimensionamento de SAEB em SHGE, em nível de transmissão.
3. Abordagem Inovadora: Até aonde vai o conhecimento do autor, esta pesquisa mostra-se como pioneira no dimensionamento ótimo de SAEB para SHGE em redes interconectadas de nível de transmissão, abrangendo análises de fluxo de potência, métricas de confiabilidade, corte de energia e índices de flexibilidade.
4. Guia para Planejadores e Operadores de Sistemas: A metodologia desenvolvida fornece importantes perspectivas para o dimensionamento de SAEB em SHGE conectadas a redes. Considerando a flexibilidade operacional, os impactos do corte de energia e os efeitos na rede, juntamente com uma avaliação comparativa de diversas tecnologias de SAEB, a pesquisa oferece uma solução holística para a integração de fontes de ER em sistemas de despacho centralizado.

1.4 PUBLICAÇÕES

Os estudos realizados durante a elaboração desta dissertação resultaram nas seguintes contribuições publicadas:

MEDEIROS, G. L.; SOUZA B. A.; MALAQUIAS, P. de O. Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento de Energia por Bateria para Parque de Geração Híbrido em Rede. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2023. Manaus – Brasil, de 15 a 18 de outubro de 2023.

MEDEIROS, G. L.; SOUZA B. A.; MALAQUIAS, P. de O.; SOUZA A. C. M.; LOPES, F. V. Optimal Sizing of Different BESS Technologies in Grid-Connected Hybrid Generation Power Plant. IEEE Workshop on Communication Networks and Power Systems 2023. Brasília – Brasil, de 30 de novembro a 1 de dezembro de 2023.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos, sendo este dedicado à introdução e os subsequentes abordando os seguintes temas:

- Capítulo 2, de análise do estado da arte e lacunas existentes, tem como propósito examinar o estado atual da pesquisa relacionada ao dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia por bateria em parques de geração híbrida. Lacunas existentes na literatura e áreas que requerem aprofundamento são identificadas.
- Capítulo 3, de fundamentação teórica abrangente e suficiente para a compreensão dos aspectos relacionados ao dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia por bateria em parques de geração híbrida. Conceitos-chave, teorias relevantes e modelos existentes são discutidos.
- Capítulo 4 em que a metodologia proposta para o dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia por bateria em parques híbridos é apresentada. Serão detalhados os métodos, fluxogramas, ferramentas computacionais e os aspectos de análise considerados.
- Capítulo 5, dos casos estudados e resultados obtidos para validar a metodologia proposta. As contribuições específicas para o campo de estudo são destacadas.
- Capítulo 6, das conclusões e direcionamentos para trabalhos futuros derivadas desta pesquisa, incluindo a síntese dos resultados, implicações práticas e sugestões para trabalhos futuros que possam aprofundar e expandir as contribuições apresentadas nesta dissertação.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

As usinas híbridas destacam-se como uma abordagem contemporânea para aumentar a participação das energias renováveis no sistema elétrico. Projeções indicam uma possível contribuição dessas fontes na ordem de 30% do total da geração energética mundial até 2050 (KING et al., 2020).

Com os avanços na implementação de fontes eólicas e fotovoltaicas, surgem desafios significativos para os sistemas de transmissão de energia. Em algumas regiões, a dificuldade de escoamento da energia gerada ocasionalmente demanda cortes na geração para manter a rede dentro dos limites estabelecidos (GESEL, 2021). Nesse contexto, estudos têm explorado a integração de SAEB com o intuito de superar esses desafios e facilitar a adoção de fontes renováveis intermitentes, motivados por preocupações ambientais.

O foco atual em pesquisa e desenvolvimento visa assegurar um fornecimento de energia mais previsível e controlável, com elevadas capacidades, além de prover serviços auxiliares ao sistema elétrico. Nesse contexto, King et al. (2020) publicaram um relatório técnico enfatizando as oportunidades de pesquisa e desenvolvimento na área de geração híbrida, com ênfase no suporte de SAEB. Observa-se uma transformação no paradigma operacional das energias renováveis, evoluindo de uma meta de máxima injeção de potência para uma abordagem semelhante à geração convencional. As usinas híbridas, nessa nova perspectiva, buscam atuar como fontes despacháveis, visando a confiabilidade e a estabilidade da rede e simulando inércia. Esse novo paradigma suscita reflexões sobre o projeto e a operação das usinas, destacando o papel dos sistemas de armazenamento na consecução desse novo princípio.

Em 1996, Borowy e Salameh (1996) apresentaram uma das primeiras metodologias para o dimensionamento ótimo de usinas de geração híbrida, empregando tecnologia de armazenamento de baterias para eliminar a necessidade de geradores a diesel. A proposta introduziu o conceito de complementaridade de energia, combinando várias fontes para reduzir a capacidade das baterias sem comprometer a segurança no fornecimento de carga. As análises basearam-se na coleta de dados meteorológicos da Universidade de Massachusetts Lowell, permitindo o cálculo da média horária de geração eólica e solar em um dia típico. A análise gráfica facilitou a determinação da melhor relação entre células fotovoltaicas e baterias para uma determinada geração eólica.

Embora diversas metodologias para dimensionar sistemas de armazenamento existam, muitas focam em configurações *off-grid*, microrredes ou geração distribuída, com ênfase em análises de custo e arbitragem de energia. Contudo, essas abordagens muitas vezes não consideram

uma análise integrada do uso das baterias e seu impacto no sistema, especialmente em usinas com despacho centralizado.

Alguns estudos destacam-se ao utilizar índices como a Probabilidade de Perda de Fornecimento de Energia (LPSP) e a Perda de Energia Esperada (LOEE), para avaliar a confiabilidade de sistemas autônomos. Por exemplo, Diab et al. (2019), Parizad e Hatziaioniu (2019), Cen et al. (2020), aplicaram algoritmos de otimização para dimensionar sistemas de geração híbridos, incluindo energia eólica, solar, diesel e SAEB. Parizad e Hatziaioniu (2019) e Cen et al. (2020) aplicaram otimização multiobjetivo para dimensionar microrredes. Um aspecto a ser considerado é o corte de energia em usinas de ER. Nesse contexto, Cen et al. (2020) aborda o dimensionamento de SAEB quantificando o corte de energia por meio de penalidades, além de outros índices previamente mencionados. Adaptações desses índices para sistemas interconectados podem avaliar o despacho centralizado e seu impacto na rede.

Estudos com foco no dimensionamento ótimo de sistemas conectados à rede e o impacto dos SAEB são limitados. Ahmad e Singh (2020) exploraram a otimização de sistemas de armazenamento com foco na estabilidade de tensão da rede. Naidji et al. (2019) propuseram o dimensionamento de múltiplas unidades de SAEB, buscando minimizar os custos totais e considerando fatores como desvios de tensão em barramentos e perdas na rede, utilizando como base os casos de estudo IEEE 14 Barras e IEEE 30 Barras, respectivamente.

Uma comparação entre as tecnologias de armazenamento de energia de íon de lítio e chumbo-ácido foi apresentada por Moncecchi et al. (2018), com foco em microrredes. O estudo analisou o desempenho de ambas as tecnologias sob diferentes condições operacionais.

Apresenta-se a seguir uma análise dos trabalhos mais relevantes, obtidos de uma revisão bibliográfica rigorosa, que embasaram o desenvolvimento da pesquisa apresentada nesta dissertação.

2.1 ARTIGOS RELEVANTES

No artigo de Diab et al. (2019), foi abordado o dimensionamento ótimo de um sistema de microrrede híbrida composto por módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas, gerador a diesel e Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (SAEB). Os autores exploraram quatro algoritmos de otimização: *Whale Optimization Algorithm* (WOA), *Water-Cycle Algorithm* (WCA), *Moth Flame Optimization* (MFO) e Otimização por Enxame de Partículas com Algoritmo de Busca Gravitacional (PSOGSA). O objetivo foi minimizar o custo da energia e a probabilidade de perda de fornecimento de energia, garantindo simultaneamente a confiabilidade e eficiência do sistema. O estudo de caso foi aplicado na vila de Abu-Monqar, no Deserto Ocidental do Egito, uma área remota que carece de eletrificação. Os resultados destacaram que o WOA apresentou os melhores resultados em termos de dimensionamento ótimo, Custo de Energia (COE) e LPSP. Além disso, o artigo descreveu a modelagem do sistema de microrrede híbrida, incluindo seus

componentes, estratégia de gerenciamento de energia e formulação do problema de otimização. Há contribuição para a literatura na perspectiva que foi aplicado algoritmos de otimização não convencionais, introduzido uma nova função objetivo e realizado a otimização do sistema com base em dados meteorológicos em tempo real da área de estudo.

No estudo de Parizad e Hatziadoniu (2019), foi explorado o dimensionamento ótimo de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico com um sistema de armazenamento de energia para uma microrrede autônoma. Os autores empregaram a Otimização Multiobjetivo por Enxame de Partículas (MOPSO) para encontrar a melhor configuração de componentes do sistema que minimizasse o custo e maximizasse a confiabilidade do sistema. O custo englobou investimento inicial, operação e manutenção, bem como custos de substituição dos componentes. A confiabilidade foi avaliada por meio de três índices: LOEE, Perda de Carga Esperada (LOLE) e Fator de Perda Equivalente (ELF). O artigo apresentou modelos matemáticos detalhados dos componentes do sistema, incluindo turbina eólica, matriz fotovoltaica, SAEB, eletrólise, tanque de hidrogênio e célula de combustível. Esses modelos consideraram a saída de energia, eficiência, capacidade e limitações de cada componente. Os perfis anuais de carga, vento e radiação solar foram derivados dos dados da NREL. A formulação do problema de otimização foi tratada como uma função multiobjetivo com restrições no equilíbrio de potência, limites dos componentes e índices de confiabilidade. A ferramenta MOPSO foi empregada para obter soluções ótimas de Pareto, utilizando o conceito de dominância de Pareto e uma métrica de distância para manter a diversidade na população. O artigo analisou os resultados da otimização para três cenários operacionais distintos: (1) a energia gerada por fontes renováveis foi consumida na carga, (2) o excesso de energia foi armazenado no sistema de armazenamento de energia, seja como hidrogênio ou SAEB, e (3) o sistema de armazenamento forneceu energia em caso de escassez. Comparando o custo e a confiabilidade das soluções ótimas para cada cenário, o artigo destacou os compromissos e benefícios de cada tipo de sistema de armazenamento. A análise de sensibilidade na taxa de juros e no número de substituições foi realizada, fornecendo uma análise crítica sobre os custos e benefícios de diferentes tipos de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) para um sistema híbrido. Concluiu-se que o sistema híbrido com armazenamento de energia por bateria foi economicamente mais vantajoso do que aquele com célula de combustível. O artigo sugeriu que, com melhorias na eficiência do FC/eletrolisador, o sistema híbrido poderia se tornar economicamente competitivo em breve.

O artigo apresentado por Cen et al. (2020) propôs um método para o dimensionamento ótimo de recursos flexíveis (RF), como microturbinas a gás e SAEB, em microrredes isoladas que incorporavam fontes de energia renovável e cargas. Os autores destacaram a subjetividade e o conservadorismo dos modelos de programação baseados em penalidades existentes para o dimensionamento dos RF, fundamentados em uma análise pura de restrições no LPSP. Em contraposição, eles propuseram um método baseado em ajuste de penalidades que buscou equilibrar o desempenho operacional e a configuração econômica da microrrede. O método

consistiu em um sistema de avaliação de tamanho para os RF, utilizando quatro indicadores: Risco de Perda de Carga (LLR), Risco de Corte de Energia Renovável (RCR), Nível de Acomodação de Cenários (SAL) e benefício marginal. Integra um método de dimensionamento de compensação que obtém o tamanho do RF com o benefício marginal máximo em diferentes níveis de SAL, além de um algoritmo baseado em ajuste de penalidades que resolveu o coeficiente de penalidade ótimo e o tamanho do RF usando um modelo de programação inteira mista. Os autores aplicaram seu método a um caso típico de microrrede isolada e o compararam com dois métodos existentes: o método geral de programação inteira mista e o método de dimensionamento de compensação. Demonstraram que seu método reduziu o custo do sistema, dobrando o benefício marginal, ao evitar a configuração subjetiva do coeficiente de penalidade e melhorar a configuração conservadora. Além disso, analisaram o impacto do coeficiente de penalidade no benefício marginal e no tamanho do RF, confirmando a otimalidade da penalidade obtida por seu método.

O artigo apresentado por Garmabdari et al. (2020) introduziu um inovador método para otimização do dimensionamento e potência de SAEB em microrredes conectadas à rede, que incorporavam fontes de energia renovável, geradores despacháveis e cargas controláveis. Este método abrangeu diversos objetivos, incluindo aspectos econômicos, técnicos e de confiabilidade, bem como a consideração da incerteza na geração de energia pelos componentes da microrrede. O modelo proposto foi um problema de otimização quadrática mista multiobjetivo, no qual diversos parâmetros foram incorporados no algoritmo de otimização de capacidade do SAEB. Esses parâmetros incluíram o grau de confiabilidade, degradação do SAEB, restrições operacionais dos geradores despacháveis, custo de pico, custo de vale e tarifa de uso horário da rede de utilidade. O método empregou uma abordagem de otimização híbrida, combinando simulação de Monte Carlo, modelo de cadeia de Markov e programação quadrática mista inteira para gerar e resolver diversos cenários de operação da microrrede. A simulação de Monte Carlo foi utilizada para modelar o comportamento estocástico da geração de energia, enquanto o modelo de cadeia de Markov foi empregado para capturar as probabilidades de transição da volatilidade da rede. A programação quadrática mista inteira foi então aplicada para encontrar a solução ótima. O método foi aplicado a um estudo de caso em uma microrrede que compreendeu um módulo fotovoltaico de 100 kW, uma turbina eólica de 10 kW, uma turbina a gás, um gerador a diesel e um banco de baterias. Os resultados demonstraram a eficácia do método em determinar a capacidade e potência ótimas do SAEB, minimizando os custos operacionais e de investimento da microrrede, ao mesmo tempo em que atenderam aos requisitos técnicos e de confiabilidade. Adicionalmente, foram analisadas a sensibilidade da solução ótima a diferentes fatores, como degradação do SAEB, volatilidade da rede e índices de confiabilidade. O artigo forneceu, assim, uma análise abrangente e informativa do desafiador problema de otimização de capacidade do SAEB em sistemas de microrrede.

O estudo conduzido por Kiehbad et al. (2021) se dedicou ao dimensionamento ótimo de um SHGE destinado a fornecer eletricidade para uma usina de osmose reversa de água do

mar na Ilha de Larak, Irã. Os autores adotaram o Algoritmo de Divisão (DA), fundamentado no conceito de decompor um problema em subproblemas menores para encontrar soluções ótimas individuais. Comparativamente, o DA foi destacado como uma abordagem mais simples, precisa, rápida e flexível em comparação com o Algoritmo Genético (GA), comumente utilizado em otimizações para dimensionamento de SHGE. O estudo avaliou três configurações diferentes de Sistemas Híbridos de Energia Renovável e Armazenamento (HRES) autônomos: (1) com turbina eólica, módulos fotovoltaicos e SAEB; (2) composto por módulos fotovoltaicos e SAEB; (3) contendo turbina eólica e SAEB. As soluções foram avaliadas considerando o Custo Total do Ciclo de Vida (TLCC), o LPSP e o estado de carga médio anual da bateria. O TLCC englobou os custos de capital, operação e manutenção, substituição e resgate dos componentes do HRES. Para modelar o SHGE e a usina de osmose reversa, os autores utilizaram dados horários de velocidade do vento, irradiância solar e demanda de carga ao longo de um ano. Ambos os algoritmos DA e GA foram empregados na otimização do SHGE, e os resultados obtidos foram comparados. Concluiu-se que a configuração 1 foi a opção mais econômica e confiável, apresentando o menor TLCC (\$243.763), o LPSP mais baixo (0%) e o mais alto estado de carga médio anual (93,86%). Essa configuração também utilizou menos SAEB como unidade de backup e possuiu uma vida útil da bateria mais longa em comparação com as outras configurações. Os autores destacaram a configuração 1 como a escolha ideal para áreas remotas com alto potencial de energia eólica e solar, enquanto enfatizaram a eficácia e aplicabilidade do algoritmo DA na otimização de SHGE.

O trabalho realizado por Ahmad e Singh (2020) se concentrou em um sistema de energia híbrido eólico-diesel em um ambiente interligado, propondo um método para calcular o tamanho e a localização ótimos de sistemas de armazenamento de energia. Os autores utilizaram modelos Autorregressivos Não Lineares (NAR) e Autorregressivos Não Lineares com Entradas Exógenas (NARX) para realizar as previsões necessárias. Para determinar o tamanho ótimo do sistema de armazenamento, os autores começaram ajustando uma distribuição Weibull aos dados horários de velocidade do vento de um ano em Alberta, Canadá. Essa distribuição foi utilizada para modelar a variabilidade e incerteza associadas à velocidade e potência do vento. A discretização da potência eólica em cinco níveis foi então realizada com base nos parâmetros da distribuição Weibull, e a probabilidade de cada nível de potência eólica foi calculada. Além disso, os autores empregaram séries temporais históricas de demanda de carga e geração de energia a diesel. Modelos NAR e NARX, que são redes neurais artificiais capazes de capturar relações não lineares e dinâmicas entre variáveis de entrada e saída, foram utilizados para prever a geração líquida dos geradores a diesel. Comparando os modelos NAR e NARX com modelos de persistência e média móvel, os autores demonstraram que o modelo NARX teve o menor erro de previsão, resultando em um tamanho de armazenamento menor. A alocação do sistema de armazenamento foi abordada considerando a sensibilidade à tensão nos barramentos do sistema IEEE 14 barras. Utilizando curvas de potência-tensão, os autores identificaram os barramentos mais sensíveis para a instalação do sistema de armazenamento, levando em consideração a inclinação das curvas para medir a sensibilidade à tensão. Os resultados indicaram que o método proposto foi tanto

simples quanto dinâmico, permitindo a redução dos custos de capital e a melhoria da estabilidade de tensão em sistemas de energia com penetração de energias renováveis. Os autores sugeriram que a abordagem poderia ser estendida para incorporar outras fontes renováveis, como solar e maremotriz.

O artigo proposto por Kelly e Leahy (2020) apresentou uma metodologia inovadora para aplicar a Análise de Opções Reais (ROA) ao projeto de um SAEB do ponto de vista de investidores privados. A ROA é um método de orçamento de capital que levou em consideração os elementos dinâmicos e estocásticos de um investimento, como a flexibilidade para alterar ou adiar o investimento, e a incerteza dos preços futuros de eletricidade, custos de SAEB e degradação. A metodologia foi composta por dois modelos: operacional e de planejamento. O modelo operacional determinou a estratégia ótima de despacho do SAEB e a receita diária esperada usando um algoritmo de aprendizado por reforço chamado *Deterministic Policy Gradient* (DPG). O DPG é um algoritmo baseado em políticas que aprendeu uma função de política determinística mapeando o estado do sistema para a ação ótima. O estado do sistema incluiu o estado de carga, o nível de degradação e o limite de retenção de energia do SAEB, bem como o preço da eletricidade para o dia seguinte. A ação foi a saída de potência do SAEB, que poderia ser positiva (descarga), negativa (carregamento) ou zero (ociosa). O algoritmo maximizou o Valor Presente Líquido (NPV) esperado da receita diária ao longo de um horizonte finito, levando em consideração o custo de degradação do SAEB e o fator de desconto. O modelo de planejamento realizou a otimização das decisões de ajuste temporal e dimensionamento do investimento em SAEB usando um otimizador global do Matlab®. A função objetivo foi o NPV esperado do projeto SAEB ao longo de um horizonte infinito, calculado simulando o modelo operacional para diferentes tamanhos de SAEB e tempos de investimento. O otimizador também considerou restrições no tamanho do SAEB, como capacidades mínima e máxima de potência e energia, e o tempo de investimento, como as datas mais antigas e mais recentes possíveis. A metodologia foi demonstrada para um SAEB de 100 MW conectado à rede irlandesa e negociando exclusivamente no mercado de antecipação. Três realizações futuras diferentes de custos para a instalação do SAEB e três garantias de degradação de fabricantes de SAEB diferentes foram analisadas para mostrar o efeito de cada uma nas decisões de investimento ótimo. Os resultados indicaram que o preço do SAEB teve influência mínima no ajuste temporal do investimento, mas teve um efeito significativo no tamanho do SAEB. O artigo forneceu um quadro abrangente para investidores privados avaliarem a lucratividade e viabilidade de um projeto SAEB.

O artigo proposto por Naidji et al. (2019) apresentou uma nova metodologia para a localização de sistemas de armazenamento de energia em redes elétricas, considerando os impactos de contingências no que diz respeito à confiabilidade e estabilidade. Os autores propuseram um procedimento em três etapas que consistiu em uma heurística baseada em sensibilidade a contingências, um critério baseado em limiar e um problema de Fluxo de Potência Ótimo (OPF) AC multiperíodo. A heurística classificou os barramentos de acordo com sua Vulnerabilidade a

Contingências (CSI), calculada como o produto da sensibilidade de tensão do barramento e da gravidade da contingência. A sensibilidade de tensão foi a razão da variação de tensão para a injeção de potência no barramento, e a gravidade da contingência foi a razão da perda de potência para a demanda total de carga após a contingência. A heurística selecionou os barramentos com os maiores valores de CSI como os locais potenciais para suporte de sistemas de armazenamento. O critério determinou o número ótimo de sistemas de armazenamento com base em um limiar predefinido, que foi o valor máximo aceitável do índice CSI. O critério parou de adicionar sistemas de armazenamento quando o índice CSI de todos os barramentos esteve abaixo do limiar. O problema OPF minimizou o custo total de sistemas de armazenamento de energia, incluindo investimento, custos de variação de voltagem e perda de potência, e foi resolvido por um algoritmo de Otimização de Enxame de Partículas Hierárquico Auto-organizável com Coeficientes de Aceleração Variáveis no Tempo (HPSO TVAC). Os autores aplicaram sua metodologia ao sistema IEEE 30 barras modificado e à rede tunisiana, comparando seus resultados com outros métodos existentes. Eles mostraram que sua metodologia melhorou a confiabilidade e estabilidade da rede elétrica em contingências, reduzindo o ônus computacional e o custo total de sistemas de armazenamento. O artigo contribuiu para a literatura ao introduzir o CSI para avaliar os impactos de contingências nos barramentos da rede e selecionar os locais mais eficazes para o suporte de armazenamento. O artigo também demonstrou a eficácia do algoritmo HPSO TVAC para resolver o problema de dimensionamento de armazenamento, fornecendo uma solução inovadora para o problema de alocação em redes elétricas.

O artigo proposto por Moncecchi et al. (2018) visou fornecer uma análise abrangente de diferentes tecnologias de bateria e abordagens de modelagem para o projeto de microrredes. Os autores utilizaram uma ferramenta de software chamada Poli.NRG, desenvolvida no Politecnico di Milano, para simular a operação e dimensionamento de um sistema fotovoltaico com SAEB para uma escola rural na Tanzânia. Eles compararam três modelos diferentes para o comportamento da bateria: empírico, elétrico e simplificado. Também compararam duas tecnologias diferentes de bateria: íon de lítio e chumbo-ácido. O modelo empírico baseou-se nos dados do fabricante e utilizou uma função polinomial para relacionar o Estado de Carga (SoC) e a Tensão de Circuito Aberto (OCV) da bateria. O modelo elétrico baseou-se no circuito equivalente da bateria e utilizou um algoritmo de otimização não linear para estimar os parâmetros a partir de dados experimentais. O modelo simplificado baseou-se em um OCV constante e uma relação linear entre SoC e a resistência interna da bateria. O estudo de caso foi uma escola rural em Ngaranyuki, Tanzânia, onde um sistema fotovoltaico-SAEB foi instalado para fornecer eletricidade para iluminação, computadores e uma bomba d'água. Os autores utilizaram dados medidos de carga e irradiação solar para simular o desempenho do sistema e encontrar o dimensionamento ideal para cada modelo e tecnologia de bateria. Os resultados mostraram que o modelo elétrico foi mais preciso e robusto do que os modelos empíricos, mas também requereu mais recursos computacionais. O modelo simplificado tendia a superdimensionar o sistema e superestimar os custos. Os resultados também mostraram que as baterias de íon de lítio e chumbo-ácido tiveram

LCOE semelhante, mas as baterias de íon de lítio apresentaram uma vida útil mais longa e uma eficiência maior. O artigo concluiu que uma modelagem adequada de bateria foi essencial para o projeto ótimo de microrredes e que os modelos propostos poderiam ser aplicados a diferentes tecnologias de bateria.

No artigo apresentado por Malaquias (2020), foi proposta uma metodologia de dimensionamento ótimo para sistemas híbridos de geração de energia fotovoltaico/eólico/bateria, considerando a opção de conexão ou não à rede de distribuição. A abordagem combinou a simulação de Monte Carlo e o PSO, aplicados ao dimensionamento ótimo de modelos levando em conta restrições tecnoeconômicas e estratégias de operação. A validação da metodologia envolveu comparações com métodos convencionais, outras meta-heurísticas e avaliação de melhorias no modelo. A Simulação de Monte Carlo por Algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas (PSOMCS) foi aplicada a sistemas isolados e conectados à rede. Utilizando dados do estado da Paraíba, a metodologia buscou generalizar os resultados considerando diferentes estações do ano. O modelo de energia foi construído com base nos custos do SHGE usando a função de NPV, e estratégias como o LPSP para sistemas isolados, SoC para baterias, porcentagem de demanda anual e controle de créditos para sistemas conectados à rede. Os resultados destacaram a viabilidade econômica dos sistemas SHGE nos cenários estudados, ressaltando a importância de definir corretamente os objetivos do projeto e considerar as características estocásticas envolvidas.

No artigo de Li, Yao e Hui (2016), foi avaliado o controle e gerenciamento ótimo de um SAEB em grande escala para mitigar a flutuação e a intermitência da geração de energias renováveis. Para isso, um SAEB de 16 MWh foi empregado em uma usina de geração híbrida, composta por 100 MW de potência eólica e 40 MW de potência fotovoltaica, todos conectados à rede de transmissão. Os benefícios técnicos do SAEB de alta capacidade em lidar com flutuações de energia e problemas de intermitência resultantes da conexão à rede foram avaliados, e a relação de compromisso entre atender à demanda de energia em tempo real, os limites de fornecimento de potência e o estado de carga da bateria foi explorada. Propôs-se uma arquitetura de controle em dois níveis, sendo a primeira camada responsável pelo controle dos transformadores e a segunda pelas unidades de conversão de potência na camada local de controle. As variáveis de coleta de cada subsistema foram especificadas e a operação deles de acordo com as necessidades, seja na perspectiva de suavização de potência, controle de reativo ou melhoria da despachabilidade da energia, foi explicada. A metodologia proposta foi testada em vários casos para demonstrar a robustez da arquitetura em diversas aplicações. No entanto, como o alto custo do SAEB não pôde ser ignorado, foi considerado necessário continuar os estudos para reduzir os preços do sistema de armazenamento e avaliar adequadamente o desempenho desses sistemas.

No artigo de Rakib et al. (2020), foi realizada a avaliação de uma usina híbrida eólica-fotovoltaica com suporte de SAEB, o qual foi utilizado para fornecer potência de saída constante do painel fotovoltaico, especialmente em situações de irradiância flutuante. O foco da avaliação

esteve na estabilidade do sistema e nos impactos de diferentes condições de falha. As estabilidades transitória e dinâmica do sistema foram avaliadas em diversas condições de temperatura, radiação solar e velocidades do vento, sem a utilização de dispositivos FACTS. A técnica de condutância incremental foi aplicada para extrair a potência de pico das matrizes fotovoltaicas, enquanto o SAEB foi empregado para superar a intermitência fotovoltaica, atuando como uma fonte de alimentação de curto prazo. Uma falta trifásica para a terra, utilizando um valor típico de eliminação de 0,2 segundos, foi abordada. Os resultados indicaram que o tempo crítico de eliminação da falta foi de 0,26 segundos, assegurando confiabilidade no atendimento à carga pelo sistema proposto. Dessa forma, o artigo demonstrou a execução suave e estável da usina híbrida sob diferentes condições de operação, evidenciando que o SAEB contribuiu para obter uma potência de saída quase constante, mesmo diante de variações nas condições ambientais e a ocorrência de faltas.

Pozo e Pozo (2017) trataram de SAEB incorporado a um sistema de geração fotovoltaico e eólico para atendimento de uma carga específica no Equador, com 1MW e 2 MW de potência instalada, respectivamente. O programa de controle para fornecimento de energia foi baseado no princípio de arbitragem de energia. Na estrutura de controle, foi aplicada a lógica fuzzy combinada com controladores integrais proporcionais, garantindo robustez ao sistema. O estudo visou avaliar a utilização do sistema de armazenamento para fornecer energia à carga, juntamente com o sistema externo e a geração eólica e solar. Durante os momentos de maior demanda, o sistema forneceu energia adicional, e nos períodos de menor demanda, utilizou a própria geração híbrida para recarregar a bateria. Os resultados foram apresentados e discutidos para dois modos de operação principais: carregamento e descarregamento de baterias. O objetivo foi testar a confiabilidade e robustez do sistema proposto sob um perfil de carga, considerando os piores cenários meteorológicos para geração e demanda de carga. Nas condições meteorológicas adversas, a produção não foi inferior a 0,3 pu durante os períodos de carregamento das baterias, permitindo armazenar energia suficiente para evitar estados de descarga profunda. Os resultados indicaram que a técnica fuzzy aplicada no sistema funcionou adequadamente para os requisitos de carga e distúrbios de geração. Um SAEB consideravelmente maior que o comum, com capacidade de 5 MWh, foi empregado, enquanto o consumo de pico da carga foi de cerca de 8 MW.

2.2 SÍNTESE BIBLIOGRÁFICA

Uma síntese dos trabalhos mostrados na seção 2.1 é apresentada na Tabela 1, no qual destacam-se os trabalhos que se referem a SAEB instalados em parques de geração conectados a rede.

Tabela 1 – Síntese Bibliográfica

Referência	Sistema	Parâmetros	Método	Comentários
(DIAB et al., 2019)	Microrredes das	Isola- COE, LPSP e indicadores estatísticos	WOA, WCA MFO e PSOGSA	Dimensionamento ótimo de sistemas de geração em microrredes de solar, eólica, diesel e bateria com a comparação dos métodos de otimização
(PARIZAD; HATZI-ADONI, 2019)	Microrredes das	Isola- LOEE, LOLE e ELF	MOPSO	Dimensionamento ótimo de sistemas de geração em microrredes de solar, eólica e sistema de armazenamento. Analisa tanto bateria e hidrogênio. Função multiobjetivo.
(CEN et al., 2020)	Microrredes das	Isola- LLR, RCR e SAL	MIP	Dimensionamento ótimo de microturbinas e SAEB para microrrede que possui fonte de geração renováveis e cargas. Tenta evitar soluções demasiadamente conservadoras e ajustar os parâmetros de penalidade.
(GARMABDARI et al., 2020)	Microrredes das	Isola- Custo, Tarifas de Uso, LOLE	Modelagem multi-objetivo quadrática inteira mista.	Dimensionamento de SAEB aplicado a microrredes, que possuem geradores despacháveis, recursos renováveis e cargas controláveis.
(KIEHBAD et al., 2021)	Microrredes das	Isola- TLCC, LPSP e SoC	DA e GA	Dimensionamento de sistema híbrido de geração com armazenamento para aplicação em uma usina de osmose reversa de água do mar. Avaliação qual é a melhor combinação de tecnologias, sendo a vencedora a que conta com solar, eólica e baterias.
(AHMAD; SINGH, 2020)	Sistema Interligado de Despacho Centralizado	Diferença entre a geração e a carga	NAR e NARX	Dimensionamento e localização de sistema de armazenamento considerando a geração, previsão e carga. Utiliza curva P-V para localizar barras candidatas. Sistema analisado IEEE-14 Barras
(KELLY; LEAHY, 2020)	Sistema Interligado de Despacho Centralizado	NPV, ROA e CA-PEX	DPG	Dimensionamento de SAEB do ponto de vista de investidores privados. Objetivo de maximizar o lucro e indicar o tempo para investimento. Sistema da Irlanda.
(NAIDJI et al., 2019)	Sistema Interligado de Despacho Centralizado	CSI	HPSO TVAC	Alocação ótima em sistemas de armazenamento de energia utilizado fluxo de potência ótimo e sensibilidade a contingências. Foi utilizado o sistema IEEE 30 barras.

Referência	Sistema	Parâmetros	Método	Comentários
(MONCECCHI et al., 2018)	Isoladas das Microrredes	Custo e LPSP	Algoritmo de Otimização Não-Linear (não especificado)	Dimensionamento e análise comparativa entre Li-Íon e PbA para aplicação em microrredes com apenas solar.
(MALAQUIAS, 2020)	Microrredes das ou Não	NPC e LPSP	PSOMCS	Dimensionamento ótimo de sistemas híbridos de geração de energia, solar, eólico e SAEB. Utiliza o método de montecarlo acoplado ao PSO para realizar uma análise estocásticas dos cenários e realizar o dimensionamento ótimo.
(LI; YAO; HUI, 2016)	Sistema Interligado de Despacho Centralizado	-	-	Avaliar o controle e gerenciamento ótimo de um SAEB em grande escala para mitigar a flutuação e a intermitência da geração de energias renováveis
(RAKIB et al., 2020)	Sistema Interligado de Despacho Centralizado	-	-	Avaliação de estabilidade e diferentes condições de falha de uma usina híbrida eólica-fotovoltaica com suporte de SAEB. Análises de estabilidade transitória e dinâmica, sem a utilização de dispositivos FACTS.
Pozo & POZO, 2017)	Aplicado a Carga	-	-	Avaliação da utilização do sistema de armazenamento para fornecer energia à carga, juntamente com o sistema externo e a geração eólica e solar, utilizando logica fuzzy.
Proposto	Sistema Interligado de Despacho Centralizado	FMEPI, FMEPsb, FMEPc, PSO		Dimensionamento ótimo de múltiplos SAEB em SHGE conectados a rede, com a consideração de índices de confiabilidade e diferentes tecnologias de baterias

Dentro da bibliografia, as obras avaliadas mostraram-se importantes para a compreensão de como avaliar os SHGE e o SAEB. No entanto, algumas tiveram maior influência para o desenvolvimento desta pesquisa, entre elas: Diab et al. (2019), Cen et al. (2020), Ahmad e Singh (2020), Naidji et al. (2019), Moncecchi et al. (2018) e Malaquias (2020).

A pesquisa de Diab et al. (2019) mostrou-se importante ao abordar a modelagem dos sistemas de geração eólica e solar de um SHGE, a partir de séries temporais, mesmo em contextos de microrredes isoladas.

O estudo de Cen et al. (2020) destacou-se por evidenciar a importância do uso do máximo benefício marginal no dimensionamento ótimo de SHGE, mesmo em microrredes isoladas, para evitar soluções excessivamente conservadoras.

Ahmad e Singh (2020) empregou a curva P-V para identificar as barras candidatas à instalação de um SAEB em um sistema IEEE-14 Barras.

Naidji et al. (2019) ampliou essa abordagem ao realizar a localização em um sistema IEEE-30 Barras, oferecendo uma avaliação mais abrangente da integração de SAEB em sistemas interligados.

A pesquisa de Moncecchi et al. (2018) destacou-se ao comparar as tecnologias de baterias de Lí-Íon e PbA para aplicações em microrredes isoladas, mas que facilmente poderiam ser aplicadas em sistemas interligados.

Por fim, Malaquias (2020) contribuiu significativamente ao descrever o modelo de estado de carga para a modelagem dos SAEB, além de sua participação no dimensionamento ótimo de SHGE com SAEB.

Capítulo 3

Fundamentação Teórica

A despeito da elevada variabilidade e intermitência, tem se intensificado em todo o mundo, a adoção das fontes de ER, no sistema, o que requer maiores cuidados na operação (GUTIERREZ; VALLE, 2020).

A energia gerada em máquinas síncronas, por sua vez, é previsível e gerenciável, contribuindo para a confiabilidade da rede e fornecendo serviços auxiliares (KING et al., 2020), o que oferece maior flexibilidade de demanda sem a escalada desproporcional de custos. Por outro lado, a geração solar e eólica, embora econômica, é de elevada variabilidade e imprevisibilidade e tratar com essas características adversas implica desafios significativos (DYKES et al., 2019; AL-SHAHRI et al., 2021). Soluções complementares, para garantir uma operação da rede segura e econômica em um ambiente de alta penetração de ER, são necessárias. Assim, os SHGE surgem como uma solução para fortalecer a participação de mercado de ER no setor de energia, melhorando a flexibilidade de despacho. Estima-se que, até 2050, os SHGE possam contribuir com cerca de 30% da capacidade global de geração (KING et al., 2020).

A rápida implementação de usinas de geração de RE sem a expansão simultânea da rede pode levar à congestionamento na transmissão de energia, potencialmente exigindo a redução da geração para manter a rede dentro dos limites operacionais. Para enfrentar esse desafio, a integração de SAEB com SHGE tem recebido atenção (KING et al., 2020; IMPRAM; NESE; ORAL, 2020). Apesar dos custos associados, a implantação de SAEB demonstrou melhorias significativas na confiabilidade do sistema e é fundamental para gerenciar altos níveis de penetração de RE (EPE, 2019).

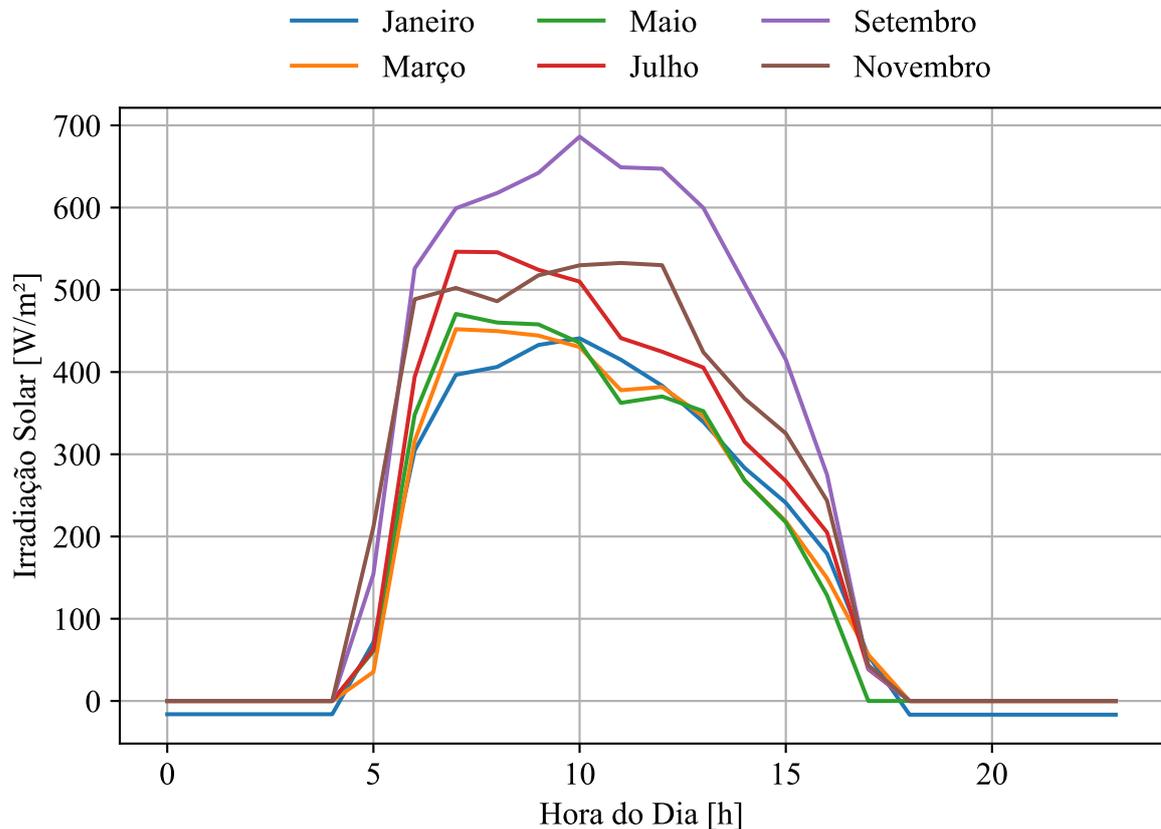
Nessa seção, são apresentados alguns conceitos e elementos fundamentais do tema da dissertação.

3.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um aspecto característico da geração solar é sua vinculação ao ciclo diurno, sendo ditado, de maneira pronunciada, pela época do ano e pela latitude do local. As tendências climáticas regionais exercem uma influência significativa na geração, e quanto menor a escala de tempo, menor é a previsibilidade (KING et al., 2020). Contudo, no que concerne às influências associadas à época do ano/latitude, observa-se uma notável previsibilidade na variabilidade sazonal do recurso. A Figura 1 ilustra os perfis temporais (diurnos e sazonais) da energia solar na

cidade de Santa Luzia, PB. É esperado que, durante os meses de verão, verifique-se uma máxima irradiação potencial. Entretanto, as avaliações de nebulosidade na região de estudo não devem ser desconsideradas.

Figura 1 – Irradiância solar versus tempo em Santa Luzia, PB



Fonte: Própria do Autor, Dados do NASA POWER.

A geração fotovoltaica consiste na conversão da energia luminosa em energia elétrica. Os menores componentes do sistema fotovoltaico, compostos por materiais semicondutores e denominados células fotovoltaicas, geram uma pequena tensão quando expostas à luz. Essas células são conectadas umas às outras para formar módulos, os quais, são agrupados para formar os chamados arranjos fotovoltaicos, visando obter uma geração com a tensão e corrente desejadas. Os arranjos fotovoltaicos interligados, formam os sistemas, conectados à rede elétrica por meio de inversores, que recebem a corrente contínua do arranjo fotovoltaico e fornece corrente alternada que alimenta um barramento (KING et al., 2020). A variação de temperatura afeta significativamente a eficiência das células fotovoltaicas. A geração é inversamente proporcional ao aumento de temperatura das células, de modo que operando em altas temperaturas, os painéis fotovoltaicos têm sua eficiência diminuída, contraditoriamente à sua geração, que requer uma alta taxa de incidência de raios solares (KING et al., 2020).

Diversas metodologias são empregadas para determinar a potência de saída e estimar os custos de um sistema fotovoltaico. Um sistema fotovoltaico comercial é dimensionado para

atender as demandas com base nas horas de sol pleno disponíveis na região. Um parâmetro nos cálculos é a Irradiação Horizontal Global (IHG) o qual expressa a saída do painel fotovoltaico no plano horizontal a partir da soma da radiação de feixe, irradiância difusa e radiação refletida no solo. A localização, expressa em latitude e longitude, é essencial no cálculo da energia fotovoltaica (GRAHAM; HOLLANDS, 1990). Dados básicos para avaliações incluem séries temporais de um ano que representam a radiação solar global média na superfície horizontal, expressa em kWh/m², para cada intervalo de tempo do ano.

Dentre os vários modos para se estimar a geração solar, destaca-se aqui a Equação 1, que fornece um meio de cálculo da potência do painel fotovoltaico (UL, 2021):

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\overline{G_T}}{\overline{G_{T,STC}}} \right) [1 + \alpha_P (T_C - T_{C,STC})], \quad (3.1)$$

no qual:

Y_{PV} é a capacidade nominal do painel fotovoltaico [W];

f_{PV} é o fator de redução do painel fotovoltaico [%];

$\overline{G_T}$ é a radiação solar incidente no painel fotovoltaico [W/m^2];

$\overline{G_{T,STC}}$ é a radiação incidente em condições de teste padrão [W/m^2];

α_P é o coeficiente de temperatura da potência [%/°C];

T_C é o temperatura do painel no passo da análise [°C];

$T_{C,STC}$ é a temperatura de teste padrão do painel [25°C].

No entanto, é possível adotar uma versão modificada da proposta de Parizad e Hatziaioniu (2019), complementada pelas referências Diab et al. (2019) e Malaquias (2020), para o cálculo da potência de saída de forma mais simples, sem perdas significativas da precisão dos resultados. A fórmula utilizada para o cálculo de potência, nesse trabalho, é expressa da seguinte forma:

$$P_{PV} = \overline{G_T} \eta_{PV} \eta_{conv} A_{PV} N_{PV} \quad (3.2)$$

no qual:

$\overline{G_T}$ é a radiação solar incidente no painel fotovoltaico [W/m^2];

η_{PV} é o fator de conversão fotovoltaica;

A_{PV} é a área do painel solar [m^2];

N_{PV} é o número de painéis;

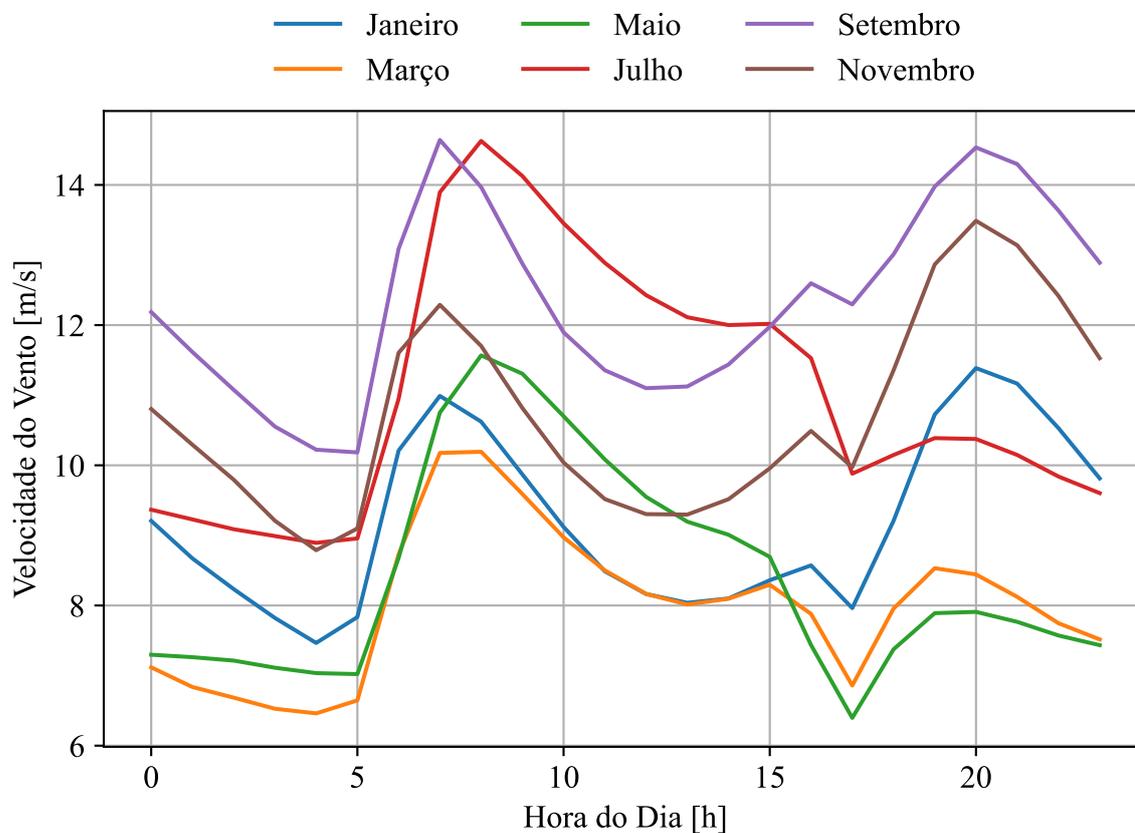
η_{conv} é o fator de conversão de energia pelo conversor CC-CA, tipicamente em torno de 90%, conforme observado em (MALAQUIAS, 2020).

3.2 SISTEMAS EÓLICOS

A avaliação do potencial eólico de uma região não é uma tarefa trivial. Há grande variabilidade a depender da posição geográfica, topografia, rugosidade do terreno, proximidade ao mar, entre outros. (ACKERMANN, 2012). A complexidade vem do fato que o vento resulta de diversas fontes de condução da energia eólica, como forças de pressão devido ao aquecimento desigual de regiões, forças de Coriolis devido à rotação da Terra, forças de inércia do próprio vento devido a movimentos circulares em grande escala e forças de atrito interagindo com a superfície da Terra. Essa diversidade torna desafiador avaliar e prever as variações nos recursos eólicos (ACKERMANN, 2012).

Embora ocorram algumas tendências relacionadas a características específicas, como o "efeito brisa do mar" em usinas eólicas próximas à costa, a correlação geral durante as horas do dia é fraca. Há também alguma previsibilidade sazonal, embora menos pronunciada do que a solar (KING et al., 2020). A Figura 2 ilustra um exemplo de variação diurna e sazonal na produção de energia eólica em Santa Luzia, PB. Comparando com o perfil solar, observa-se maior variabilidade com uma leve tendência de menor produção durante o dia, quando há sol, e maior à noite, além de uma produção geralmente maior no inverno em comparação ao verão.

Figura 2 – Perfis da intensidade de vento pelo tempo em Santa Luzia, PB

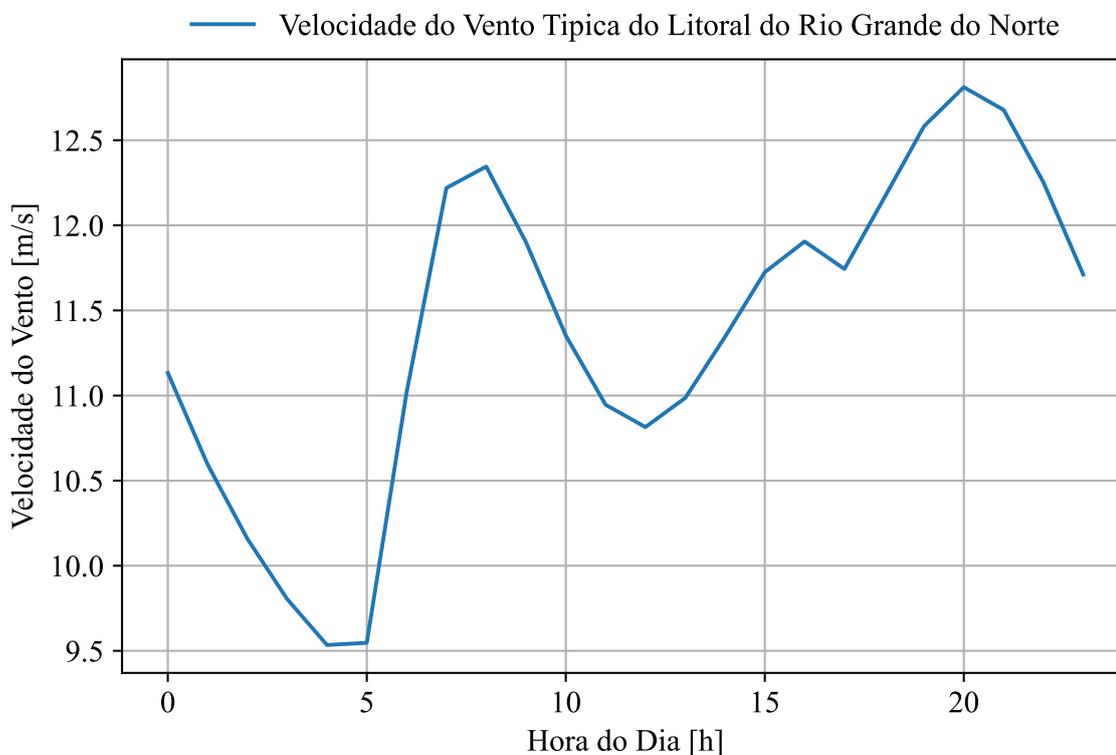


Fonte: Própria do Autor, Dados do NASA POWER.

No contexto brasileiro, o potencial eólico se destaca na região Nordeste, onde as características dos ventos são relativamente constantes, com velocidades estáveis e mudanças de direção menos frequentes em comparação com várias regiões globais (EÓLICA, 2022). Essa região experimentou um crescimento substancial na capacidade instalada de geração eólica, tornando-se um importante ambiente de estudo para a tecnologia. A energia eólica representa o terceiro lugar na matriz nacional de geração, respondendo por aproximadamente 14% da capacidade instalada no país. Durante os meses de maior geração, comumente denominado de meses da "safra dos ventos", entre junho e setembro, a energia provida pela geração eólica chega a ser 25% de toda a energia gerada no SIN(ONS, 2023).

Uma característica do perfil de vento do Nordeste brasileiro é a possibilidade de explorar a complementaridade entre as gerações de diferentes regiões. É possível identificar características distintas de disponibilidade de geração durante o dia, dividindo-as em dois grupos: geração com características litorâneas e geração com características interioranas. A primeira é evidente no estado do Rio Grande do Norte, onde a concentração de unidades geradoras está no litoral. A Figura 3 ilustra a geração típica do Rio Grande do Norte. A geração com características interioranas pode ser observada na Bahia, conforme ilustrada na Figura 4, onde a maioria das unidades se concentra no interior, próximo ao sertão do estado de Pernambuco.

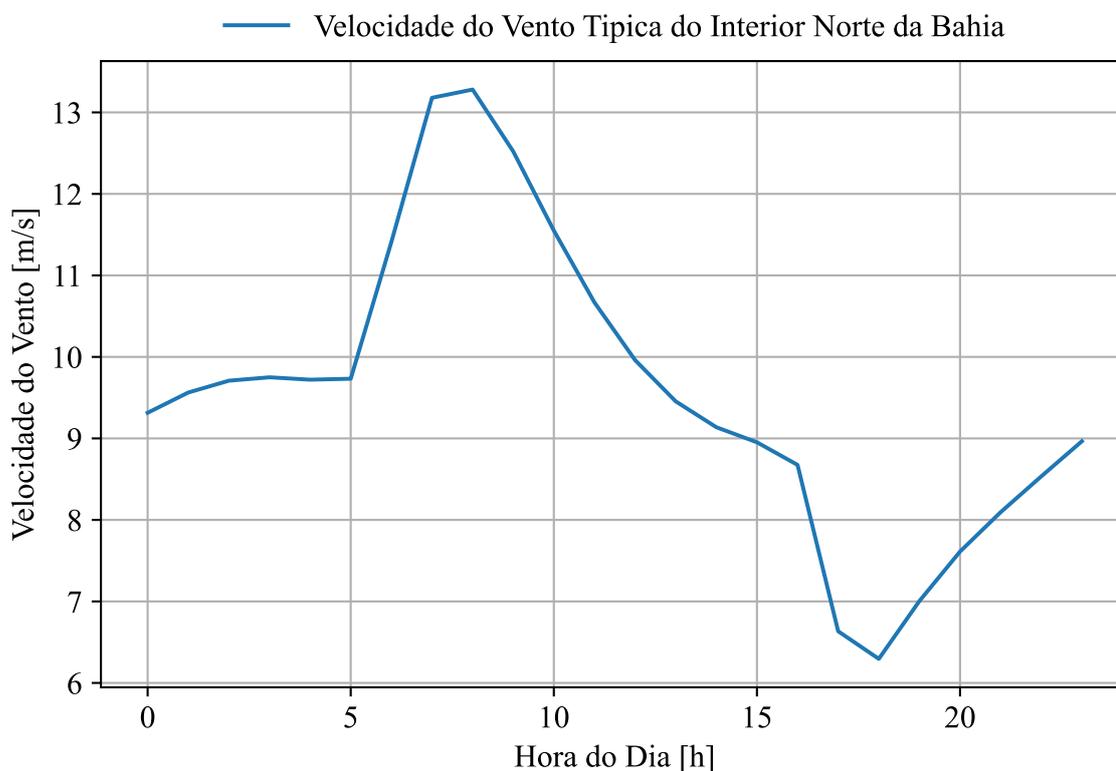
Figura 3 – Perfil de velocidade do vento típico do litoral do Rio Grande do Norte.



Fonte: Própria do Autor, Dados do NASA POWER.

O aproveitamento da energia eólica ocorre pela transformação da energia mecânica em energia elétrica, por meio do movimento que a força dos ventos imprime nas pás dos

Figura 4 – Perfil de velocidade do vento típico no interior norte da Bahia.



Fonte: Própria do Autor, Dados do NASA POWER.

aerogeradores. Assim, o posicionamento adequado do rotor em relação à altura é fundamental, pois, com a variação da altura, ocorre também a variação da velocidade do vento, descrita matematicamente pelas leis logarítmica e de potência (ACKERMANN, 2012).

Nessa perspectiva, é necessário determinar a velocidade efetiva do vento para o cálculo da geração de energia por meio da seguinte expressão:

$$V = V_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^n, \quad (3.3)$$

sendo: V_0 , a velocidade do vento na altura de medição [m/s];

H , a altura da nacele do aerogerador [m];

H_0 , a altura de medição [m];

n , o fator de rugosidade.

A potência da massa de vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento e se expressa do seguinte modo:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3, \quad (3.4)$$

sendo,

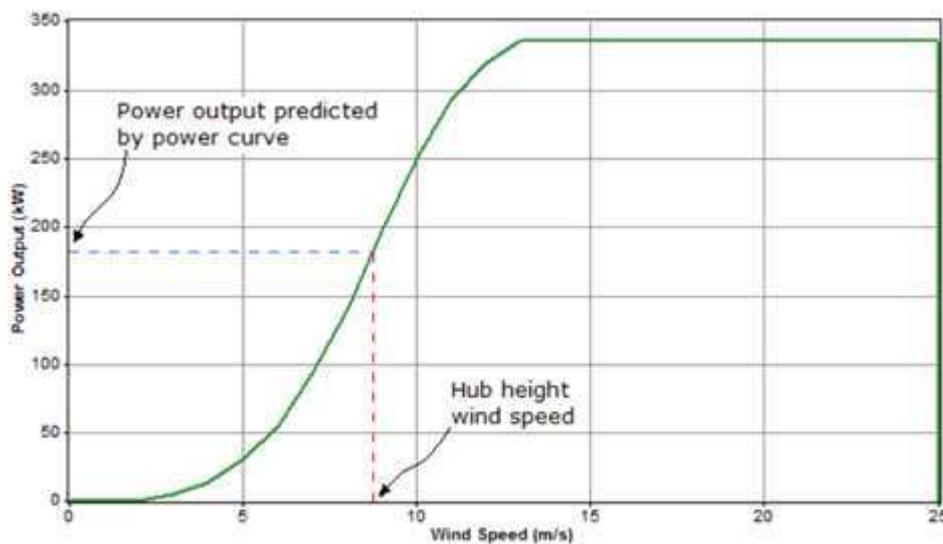
ρ a densidade do ar [kg/m^3]

V a velocidade do vento [m/s]

A a área varrida pelas pás do rotor [m^2]

Nem toda a energia do vento é extraída devido às perdas no processo de conversão mecânico-rotacional. Para levar isso em conta, se emprega um coeficiente de perdas C que, multiplicado pela potência dada pela equação (2) resulta a potência absorvida pelo rotor. Dadas essas considerações, a utilização de curvas para a estimação da potência de saída de aerogeradores é comum (HOMER, 2023). Uma curva típica é apresentada na Figura 5.

Figura 5 – Correlação entre potência de saída e velocidade do vento.



Fonte: (HOMER PRO, 2022b).

Para aplicações computacionais, uma forma simplificada da curva de potência, conforme utilizada por Naidji et al. (2019), complementada pelas referências Diab et al. (2019), Parizad e Hatziadoniu (2019), e El-Bidairi et al. (2018), é adotada aqui. Essa abordagem se baseia na simplificação da curva de potência e resulta nas seguintes condições de potência:

$$P_{GE} = \begin{cases} 0 & V < V_{min} \cup V > V_{max} \\ P_{GEmax} \left(\frac{V - V_{min}}{V_n - V_{min}} \right) & V_{min} < V < V_n \\ P_{GEmax} & V_n \leq V \leq V_{max}, \end{cases} \quad (3.5)$$

em que: P_{GE} é a potência de geração eólica [W];

V é a velocidade do vento [m/s];

V_{min} é a velocidade mínima do vento para geração [m/s];

V_n é a velocidade nominal do vento para geração, cuja geração é máxima [m/s];

V_{max} é a velocidade máxima do vento para geração [m/s].

3.3 SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA

No estudo de (KING et al., 2020), SHGE é definido como plantas que integram duas ou mais tecnologias, podendo incluir turbinas eólicas, energia solar fotovoltaica, armazenamento, energia geotérmica, energia hidrelétrica, biomassa, gás natural, petróleo, carvão ou energia nuclear. Esses sistemas operam de maneira colaborativa para atender a demandas específicas. Os primeiros SHGE surgiram na década de 1970, em resposta à crise do petróleo de 1973. Embora não haja dados oficiais sobre o número de sistemas ou datas de instalação do primeiro sistema, a motivação por trás desse tipo de arranjo foi a busca por alternativas energéticas diante da dependência de recursos fósseis (PINHO et al., 2008). Tecnologias de armazenamento, como baterias, embora não gerem energia por si só, oferecem despachabilidade, proporcionando uma geração mais previsível e controlável, além de serviços para sustentar a confiabilidade do sistema de rede.

Quando se busca uma operação de baixo custo, segura, estável e confiável a curto e longo prazo, é essencial considerar as características específicas de cada tecnologia (KROPOSKI et al., 2017). Em 2017, Kroposki et al. (2017) avaliaram as diversas necessidades do sistema de rede elétrica para operação confiável e de baixo custo, classificando as tecnologias de geração elétrica de acordo com diferentes serviços de estabilidade da rede.

A geração síncrona convencional destaca-se por fornecer alta capacidade, energia previsível e controlável, e diversos serviços de rede, como inércia, essenciais para garantir a estabilidade e confiabilidade da operação da rede elétrica (KING et al., 2020). O paradigma de fornecimento despachável e prontamente disponível proporcionou flexibilidade considerável para o lado da demanda do sistema elétrico, sem aumentar substancialmente os custos. No entanto, a geração de energia solar e eólica, embora atualmente mais econômica do que muitas fontes tradicionais, possui uma limitação significativa: a energia é mais variável e menos controlável em comparação com a demanda de eletricidade (DYKES et al., 2019). O crescimento quase exponencial dessas fontes sugere que sistemas com alta penetração de fontes renováveis serão um grande desafio. Com uma participação significativamente menor da geração síncrona do que no passado, uma mudança de paradigma será necessária para permitir planejamento e operação confiáveis e econômicos desses sistemas, predominantemente controlados por conversores. Nessa perspectiva, as usinas híbridas, que combinam várias formas de geração e tecnologias de armazenamento, têm o potencial de uma oferta mais elástica para atender a uma demanda menos elástica. Isso é particularmente evidente quando há uma correlação complementar entre as fontes de energia, melhorando a previsibilidade e a controlabilidade do fornecimento da usina. A combinação estratégica desses ativos permitiria que uma usina híbrida fornecesse capacidade, energia e serviços de maneira mais semelhante às usinas convencionais. A escolha ideal de tecnologias para uma determinada usina dependerá, no entanto, das características ambientais específicas do local. Diante disso, a utilização de fontes renováveis, como energia solar e eólica, para a produção de energia surge como uma opção mais viável tecnicamente. No entanto, essas fontes são

intermitentes, produzindo conforme as condições climáticas diárias e a localização, resultando em interrupções na produção de energia. Ao incorporar SAEB em sistemas híbridos de energia, a confiabilidade, a qualidade e a estabilidade na entrega de energia à carga final são melhoradas.

3.3.1 Importância da Complementaridade

A concepção de uma SHGE em uma localidade específica demanda uma análise minuciosa, incorporando a caracterização do potencial dos diversos recursos de energia e as fontes de receita viáveis, considerando as condições de mercado locais. No contexto dos recursos, é imperativo examinar conjuntamente a disponibilidade temporal das energias solar e eólica em uma localização específica, levando em consideração a temporalidade entre elas.

Trabalhos de relevância foram conduzidos na caracterização dos recursos de energia solar e eólica globalmente, gerando dados estatísticos e fornecendo séries temporais históricas e sintéticas para avaliação dos recursos locais (TUD, 2023; POWER, 2023). Para o projeto de SHGE de grande escala, que integra energia eólica, solar fotovoltaica e potencialmente sistemas de armazenamento, é essencial realizar uma análise harmonizada entre todas as fontes. Isso pode ser efetuado por meio da agregação de séries temporais, uma vez que a disponibilidade temporal dos recursos é de suma importância. Como alternativa, para otimizar a eficiência computacional das análises, fatias temporais representativas poderiam ser empregadas para abranger casos exemplares de desempenho, subdivididas, se necessário, por estação do ano (KING et al., 2020).

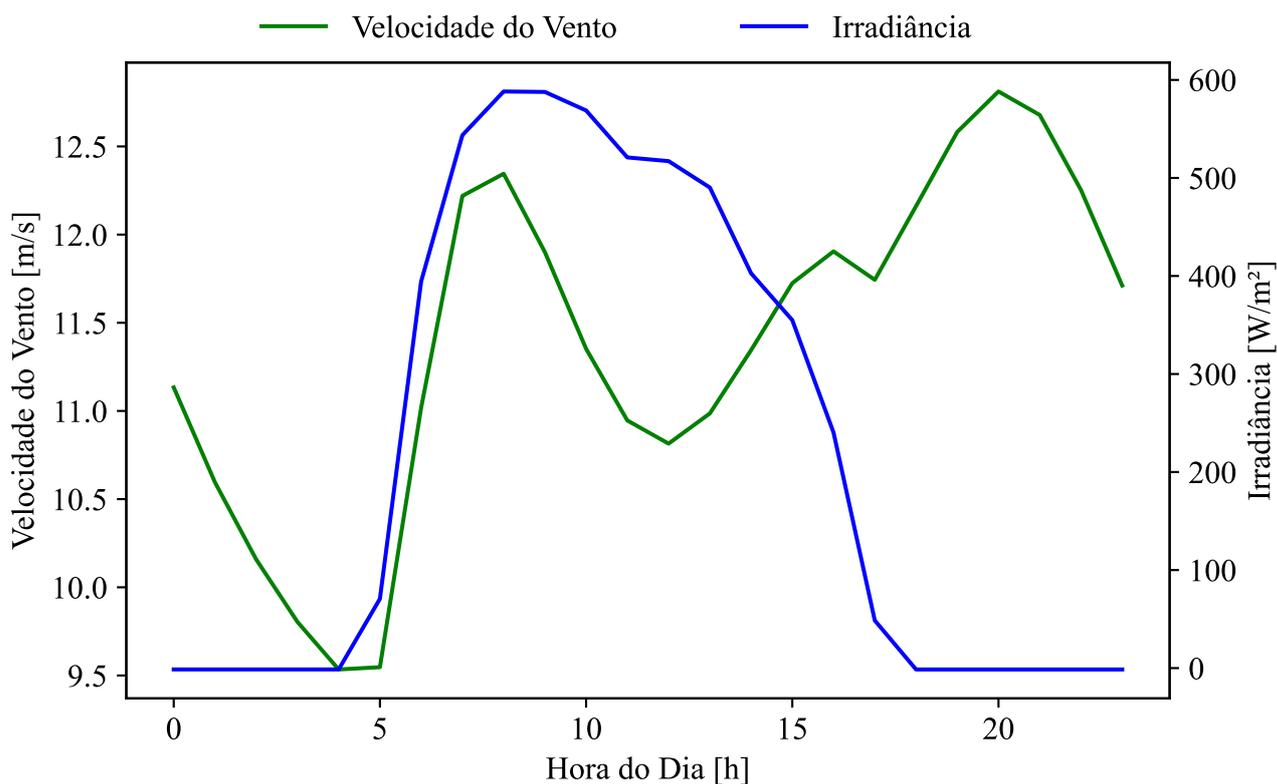
A dependência temporal da disponibilidade de recursos é importante para o potencial de receita da planta. Abordagens como as utilizadas nas ferramentas de dimensionamento de SHGE desenvolvidas pela NREL, como o REopt® para geração distribuída, empregam dados reais de séries temporais para a capacidade disponível, energia e fontes de receita de serviço na arbitragem de energia (KING et al., 2020). Já para energia solar e eólica em grande escala, o NREL System Advisor Model® adota uma abordagem análoga à da geração distribuída, incorporando contratos de compra de energia e prestação de serviços ancilares que englobam receitas adicionais relacionadas a fatores de entrega no tempo (KING et al., 2020). No entanto, para o projeto de SHGE com SAEB, a utilização de séries temporais pode tornar o processo substancialmente complexo. A análise pura do LCOE é, por outro lado, excessivamente simplificada e não conduziria ao design ótimo do ponto de vista da rentabilidade global. Abordagens estatísticas abrangentes, baseadas em funções conjuntas de densidade de probabilidade aplicadas a uma miríade de parâmetros relacionados à energia eólica, solar, oportunidades de receita e sistema, revelam-se extremamente complexas e envolvem uma extensa análise de dados, além do desenvolvimento de diferentes tipos e correlações para uma compreensão abrangente. Dessa forma, a construção e a aplicação isolada dessas abordagens tornam-se desafiadoras, especialmente dentro do contexto de otimização do projeto de plantas híbridas, principalmente aquelas conectadas à rede (KING et al., 2020).

Para observar a complementaridade potencial de diferentes ativos de energia renovável,

é necessário examinar sua correlação em diferentes escalas temporais. Apesar da disponibilidade global anual de recursos, as fontes renováveis, como eólica e solar, podem apresentar diferentes níveis de correlação. Assim, a combinação desses recursos em uma usina híbrida em um local específico pode impactar positivamente a previsibilidade e a controlabilidade do fornecimento de energia. Em algumas regiões do mundo, os recursos eólicos e solares manifestam correlações inversas, tornando a produção combinada mais previsível e controlável.

Exemplificando essa correlação inversa diurna entre os perfis de vento e solar em Serra do Mel, RN, nota-se uma elevação na energia solar durante o dia e uma maior produção de energia eólica à noite, conforme representado na Figura 6. Contudo, tal cenário não é universal; perfis com forte correlação entre os dois recursos podem não proporcionar os benefícios esperados da complementaridade e suavização da variabilidade. Isso é evidenciado em uma localização de Casa Nova, BA, onde o pico de energia eólica coincide aproximadamente com o horário da geração solar, conforme indicado na Figura 7.

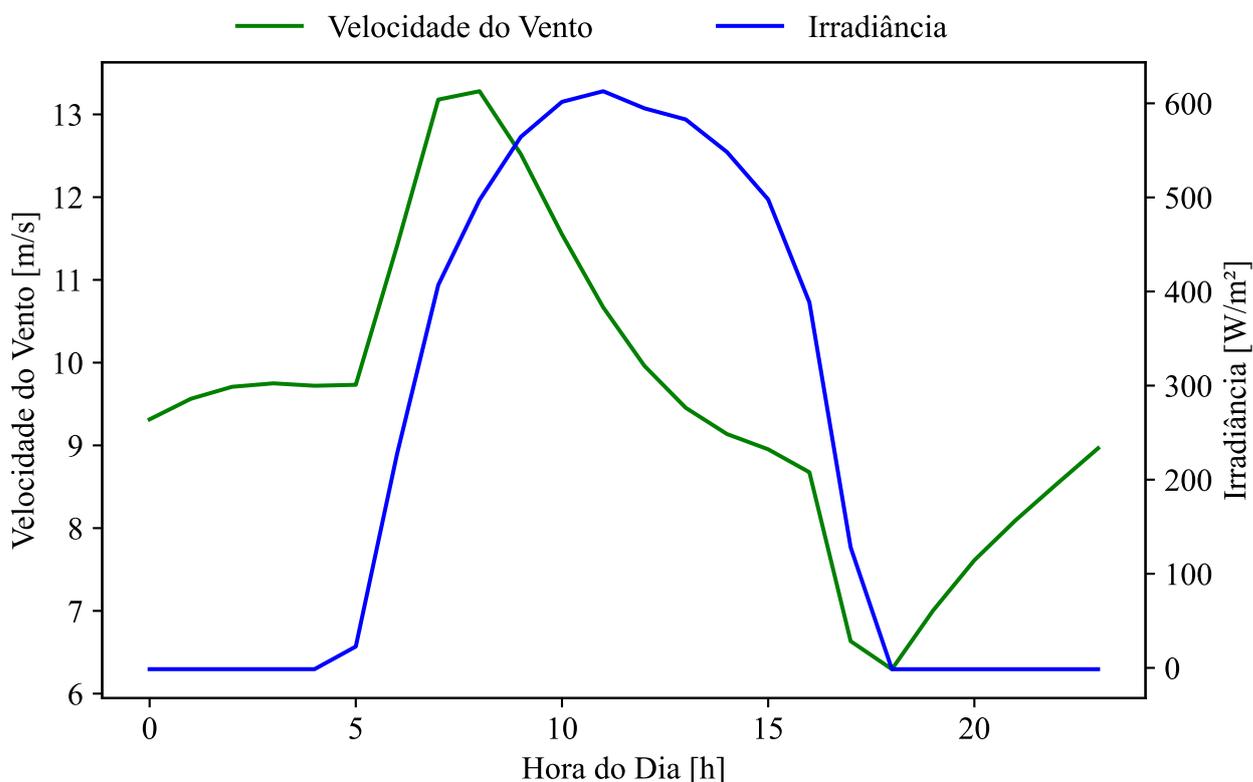
Figura 6 – Complementariedade entre Solar e Eólica no localidade de Serra do Mel, RN.



Fonte: Própria do Autor, Dados do NASA POWER.

Para compreender plenamente o potencial em grande escala de usinas híbridas no Brasil, são necessárias pesquisas adicionais para entender o potencial de diferentes recursos (eólico, solar, hidrelétrico) para se complementarem, reduzindo a variabilidade geral do recurso de energia combinado e, como resultado, aumentando a previsibilidade e controlabilidade dos ativos combinados. As distribuições conjuntas de probabilidade de diferentes recursos renováveis em

Figura 7 – Complementaridade entre Solar e Eólica no localidade de Casa Nova, BA



Fonte: Própria do Autor, Dados do NASA POWER.

escalas geoespaciais e temporais diversas (incluindo a autocorrelação dentro e entre recursos) são essenciais para entender o potencial de usinas híbridas em um único local (se co-localizadas) ou virtualmente conectadas (se fisicamente separadas).

3.3.2 Estratégias de Despacho e Operação

Um dos aspectos importantes do SHGE reside na definição da estratégia de despacho. Essa estratégia consiste, fundamentalmente, no algoritmo de controle que orienta os diversos componentes do sistema, conforme previamente delineado em estudos anteriores (LI; YAO; HUI, 2016; RAKIB et al., 2020; POZO; POZO, 2017). O propósito primordial é a minimização de custos, atendendo a condições de contorno predefinidas, como vida útil dos componentes, restrições operacionais e aprimoramento da confiabilidade do sistema. Algumas dessas estratégias serão detalhadas na seção dedicada às baterias.

É pertinente observar que, na atualidade, o despacho de parques geradores, tanto eólicos quanto fotovoltaicos, é efetuado com a injeção total da produção de energia na rede, baseando-se na perspectiva de que os contratos de geração são estabelecidos com base na energia anual prevista, e não em termos de potência assegurada. Assim, a interrupção da geração de energia ocorre apenas em situações de fatores externos, como restrições nas margens de escoamento ou desequilíbrio entre geração e consumo (ONS, 2023).

3.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS

Apesar da existência de diversas tecnologias de armazenamento de energia, como o hidrogênio, armazenamento hidrelétrico bombeado e volantes de inércia, avanços tecnológicos e reduções de custos tem elevado o SAEB para um lugar de destaque entre as soluções existentes. Os SAEB são altamente valorizados por sua versatilidade e eficácia em operar em uma ampla variedade de escalas temporais. Eles desempenham uma variedade de serviços, incluindo arbitragem de energia, suavização, fornecimento de reserva operacional, controle de frequência, regulação de tensão e correção do fator de potência (GUTIERREZ; VALLE, 2020; SOUZA et al., 2022; EPE, 2019).

A norma IEC 62933-1:2018 (IEC, 2018) define SAEB como uma instalação com limites elétricos específicos, composta por pelo menos um armazenador capaz de absorver energia da rede ou de outra fonte de geração, armazená-la por um período determinado e liberá-la durante momentos de demanda do usuário.

Devido às recentes alterações implementadas no SIN, que resultaram na redução da energia armazenada nas usinas hidrelétricas devido ao remanejamento dos recursos hídricos para atendimento prioritário à população, existe a possibilidade de degradação da segurança eletroenergética. Nesse contexto, os SAE se destacam como ferramentas essenciais para garantir a capacidade e a flexibilidade operacional do sistema (SOUZA et al., 2022).

3.4.1 Parâmetros Relevantes

A análise do desempenho da bateria em um sistema requer conhecimento acerca dos principais parâmetros, conforme destacado por Noguera (2017):

- Capacidade nominal (Ah): Definida como a quantidade de corrente que uma bateria pode fornecer ao longo de uma hora.
- Estado de carga (SOC): Refere-se à proporção entre a carga disponível em um intervalo de tempo e a capacidade máxima da bateria.
- Profundidade de Descarga: Indica o percentual da capacidade nominal retirado desde o estado de plena carga até o momento presente.
- Capacidade útil (Wh): Representa a capacidade real que a bateria pode fornecer, respeitando as restrições de tensão estabelecidas.
- Densidade de potência útil (W/Wh): Esta métrica avalia a capacidade da bateria em fornecer potência, considerando o seu tamanho.
- Vida útil: Definida como o número de ciclos de carga e descarga que uma bateria pode suportar antes de perder 20% de sua capacidade nominal.

- Autodescarga: Refere-se ao processo pelo qual a bateria perde parte de sua capacidade quando não está conectada a nenhuma carga externa.
- Efeito da temperatura: Este parâmetro destaca o impacto no qual as perdas por autodescarga aumentam com o aumento da temperatura ambiente.

3.4.2 Principais Componentes

Para o funcionamento adequado da bateria, são necessários processos de conversão de energia, gerenciamento do sistema, sensoriamento, sistemas auxiliares, entre outros componentes essenciais, como destacado por (SOUZA et al., 2022):

- Baterias: Estas desempenham o papel fundamental de armazenar energia elétrica na forma química. Existem diversas tecnologias disponíveis para esse propósito.
- *Power conversion system*: Este sistema é responsável pela conversão de corrente contínua em corrente alternada e vice-versa. Pode se apresentar na forma de um conversor seguidor de rede ou formador de rede (*grid-following* e *grid-forming*).
- *Battery management system* (BMS): O BMS é encarregado de medir parâmetros como temperatura, corrente e tensão das baterias. Além disso, ele estima o SOC e controla os parâmetros medidos dentro da faixa aceitável de operação.
- *Energy management system* (EMS): Responsável pelo gerenciamento abrangente do sistema, o EMS conduz rotinas de despacho de energia em conformidade com as aplicações específicas, coordenando tanto a carga quanto a descarga das baterias.

3.4.3 Tecnologias

Conforme destacado por Souza et al. (2022), o componente central dos SAEB são as células de baterias, que podem derivar de diversas tecnologias, incluindo Li-Íon, LFP (Li-Fe-PO₄), PbA, entre outras. As tecnologias baseadas em lítio, em geral, são conhecidas por seu custo relativamente baixo, estabilidade térmica, alta densidade de energia, ciclo de vida elevado e capacidade de carga e descarga rápidas. No entanto, é importante considerar desafios significativos relacionados à segurança operacional, especialmente em situações de sobrecarga, danos físicos e aumento de temperatura, considerando a propensão dessas células para a autocombustão.

O armazenamento de energia eletroquímica abrange diversas tecnologias, tais como baterias de Li-Íon, PbA, de fluxo e de sódio-enxofre fundido (ABDALLA et al., 2021). Duas das soluções mais comuns são as baterias de Li-Íon e PbA. As baterias de Li-Íon têm ganhado destaque devido à redução recente de custos, sua adoção em veículos elétricos e sua alta densidade de energia. Já as baterias de PbA são conhecidas por sua relação custo-eficácia, embora apresentem densidades de energia e potência comparativamente mais baixas (MONCECCHI

et al., 2018). Investigações recentes em tecnologias baseadas em Na-Íon mostram resultados promissores para aplicações de SAEB (PU et al., 2019). As baterias de PbA possuem uma eficiência de conversão de energia entre 70-80% e são adequadas para aplicações de fornecimento de energia ininterrupta (CHAUDHARY et al., 2021; SOUZA et al., 2022). Sua popularidade também é atribuída à facilidade de manuseio e à infraestrutura de reciclagem bem estabelecida (ABDALLA et al., 2021). No entanto, essas baterias geralmente têm um ciclo de vida mais curto, variando entre 500 e 2000 ciclos, menor densidade de energia e necessidade de manutenção periódica. Apesar de serem recicláveis, o chumbo é um metal tóxico que apresenta riscos ambientais (CHAUDHARY et al., 2021; HANNAN et al., 2021; TORO et al., 2023).

As baterias de Li-Íon apresentam alta eficiência, acima de 90%, maior densidade de energia e um alto ciclo de vida, variando entre 2000 e 10000 ciclos (HANNAN et al., 2021). Essas características as tornam ideais para uma variedade de aplicações. Entre as variantes de Li-Íon, as baterias de LFP têm se destacado no setor de energia devido à sua vida útil relativamente longa. Entretanto, desafios incluem a dependência de materiais de alto custo, como o lítio, e a susceptibilidade a vazamentos térmicos em situações de abuso físico, elétrico ou térmico (HANNAN et al., 2021). Isso torna o processo de reciclagem de baterias de Li-Íon desafiador (CHAUDHARY et al., 2021; GARMABDARI et al., 2020; TORO et al., 2023).

As baterias de Na-Íon são uma tecnologia emergente, de desempenho comparável às baterias de Li-Íon, mas a um custo menor, devido à abundância de sódio (SKUNDIN; KULOVA; YAROSLAVTSEV, 2018). Essas baterias são tão eficientes quanto as de Li-Íon, com densidade de energia comparável às de PbA e Li-Íon, e um alto ciclo de vida, variando entre 1000 e 5000 ciclos. A estabilidade química superior as torna mais seguras para uso (PU et al., 2019). Para aplicações estacionárias, a densidade de energia é menos crítica. No entanto, a adoção da tecnologia Na-Íon está em estágios iniciais e precisa de mais consolidação para se beneficiar de economias de escala (PU et al., 2019; SKUNDIN; KULOVA; YAROSLAVTSEV, 2018). A Tabela 2 apresenta características elétricas essenciais para determinar a solução ótima, com destaque para a projeção de preços para 2025, sendo que o preço de Na-Íon é interpolado de (RUIZ et al., 2023; IRENA, 2019).

Tabela 2 – Tecnologias de Baterias

	Tecnologias de Bateria		
	Li-Íon	PbA	Na-Íon
Densidade de Potência	2 W/Wh	0,25 W/Wh	0,67 W/Wh
SOC Permitido	90%-10%	90%-40%	90%-10%
Preço por kWh	315 \$	94 \$	220 \$
Eficiência	>90%	70-80%	>90%
Ciclos de Vida	2000-10000	500-2000	1000-5000

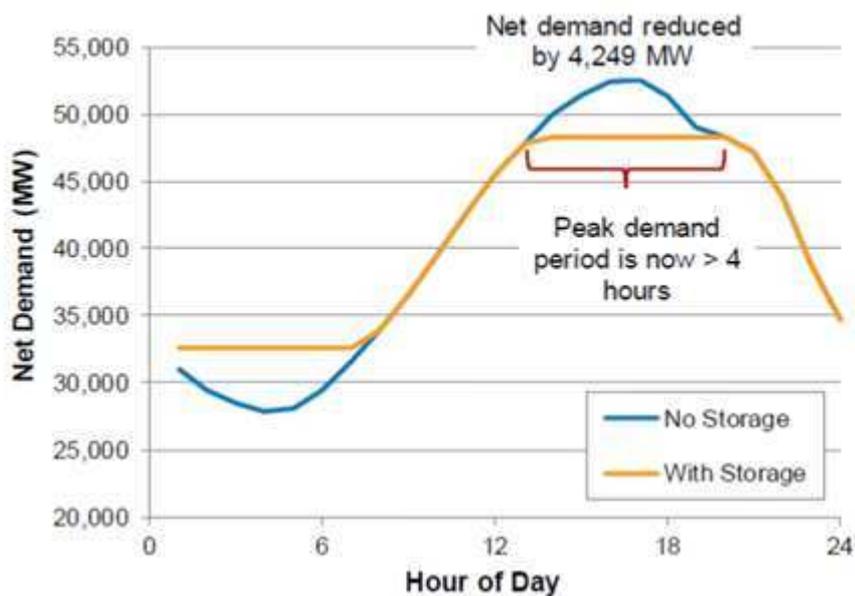
3.4.4 Aplicações

Os SAE oferecem uma ampla variedade de aplicações no sistema elétrico de potência (SEP), que podem ser combinadas para aprimorar a viabilidade dessa solução, atendendo a diferentes necessidades em momentos específicos (EPE, 2019). Abaixo estão algumas dessas aplicações:

3.4.4.1 Atendimento a Cargas Emergenciais e de Ponta

Em certos momentos, é indispensável realizar um despacho emergencial de energia na ponta, seja por restrições na geração ou na transmissão. Conforme (KING et al., 2020), a redução nos custos das baterias representa uma oportunidade, como evidenciado em um estudo na Califórnia, onde a sinergia entre a geração fotovoltaica e os SAE conseguiu alterar a curva de demanda líquida. A Figura 8 ilustra esse fenômeno.

Figura 8 – Curva de demanda líquida em estudo com aplicação de SAEB na Califórnia



Fonte: (KING et al., 2020).

3.4.4.2 Associação com Unidades Geradoras

A utilização de sistemas de armazenamento facilita a integração de fontes renováveis, oferecendo benefícios na estabilização da geração a curto prazo. Isso possibilita atender à demanda por ofertas controláveis e ter uma produção mais constante (EPE, 2019). Em locais como o Havaí, essa abordagem permitiu operar um sistema com alta penetração de renováveis, suavizando as rampas de geração renovável (EPE, 2019). Adicionalmente, as baterias podem ser empregadas para armazenar o excedente de geração que seria perdido devido à falta de capacidade de escoamento em relação à potência total do sistema.

3.4.4.3 Arbitragem de Energia

Este serviço utiliza o sistema de armazenamento para comprar energia quando os preços estão mais baixos e vendê-la quando a demanda está alta. Essa operação requer sistemas com maior capacidade de armazenamento para aproveitar as oscilações de preço. No entanto, no mercado brasileiro atual, a viabilidade econômica desse serviço é questionada (SOUZA et al., 2022).

3.4.4.4 Alternativa à Expansão do Sistema de Transmissão

As baterias podem ser aplicadas para aliviar sobrecargas em sistemas de transmissão durante picos esporádicos de carga, quando não é tecnicamente viável expandir essa capacidade. Além disso, essa tecnologia pode ser empregada para aumentar a confiabilidade em sistemas interligados por redes consideradas pouco confiáveis, onde falhas e interrupções no suprimento de energia são comuns (EPE, 2019).

3.4.4.5 Prestação de Serviços Ancilares

As baterias podem oferecer serviços ancilares ao operador do sistema elétrico, garantindo o funcionamento do sistema com qualidade, segurança e confiabilidade. A resposta rápida das baterias é benéfica para serviços relacionados ao controle de frequência, mesmo que não sejam equipamentos rotativos (EPE, 2019). Os SAE podem fornecer inércia sintética ao sistema, oferecendo tempo suficiente para a atuação adequada do controle primário de frequência, especialmente em sistemas com alta penetração de renováveis.

Nessa perspectiva, a tecnologia também pode ser utilizada como reserva operativa, auxiliando na recuperação do equilíbrio entre carga e geração, principalmente após a ocorrência de eventos no sistema, promovendo assim maior confiabilidade e evitando cortes de carga ou geração devido a restrições elétricas (EPE, 2019).

3.4.5 Modelagem da Bateria

Na modelagem computacional de sistemas de armazenamento de energia, é comum a utilização do modelo Kinetic Battery Model (KiBaM), desenvolvido por Manwell e McGowan (1993). Este modelo empírico, inicialmente concebido para baterias de chumbo-ácido em sistemas híbridos de energia, demonstra flexibilidade ao se aplicar a diversas tecnologias de armazenamento químico. Ele descreve o processo químico da bateria por meio de uma abordagem cinética, permitindo análises da quantidade de energia absorvida ou liberada durante intervalos de tempo, a degradação ao longo do tempo e as tensões nas células. Contudo, para análises energéticas e de potência de baterias em diferentes tecnologias, a utilização do modelo KiBaM pode se tornar computacionalmente custosa (MANWELL; MCGOWAN, 1993).

Em contextos de integração de armazenamento em sistemas de geração, uma abordagem simplificada, baseada em restrições de Estado de Carga (SOC), encontra aplicação na análise de operação de SAEB (MALAQUIAS, 2020; NAIDJI et al., 2019; AHMAD; SINGH, 2020; EL-BIDAIRI et al., 2018). Essa metodologia envolve o cálculo das quantidades de energia necessárias para armazenamento dentro de parâmetros de projeto específicos.

A estratégia consiste em simular a operação de um SAEB dentro de limites seguros de armazenamento de energia, abrangendo SOC máximo e mínimo permitidos e a potência máxima permitida. A carga do SAEB em cada intervalo de tempo, denotada como $E(t)$, é condicionada à potência instantânea e ao armazenamento de energia. O estado de carga, SOC, é utilizado como referência para calcular a energia que ser armazenada ou descarregada das baterias. O SOC é modelado pelas Equações 1, 2, 3 e 4 para os processos de carga e descarga, respectivamente.

$$E(t+1) = E(t) \pm P_{SAEB}(t)\eta_{bateria}\Delta t, \quad (3.6)$$

sendo:

$$E(t) = S(t)C_i, \quad (3.7)$$

$$E_{min} = S_{min}C_i, \quad (3.8)$$

$$E_{max} = S_{max}C_i, \quad (3.9)$$

considerada as restrições:

$$E_{min} \leq E \leq E_{max}, \quad (3.10)$$

$$P_{SAEB}(t) \leq P_{SAEB,max}, \quad (3.11)$$

no qual,

$S(t)$ representa o estado de carga em relação a Capacidade C_i [%];

S_{min} é a o estado de carga mínimo que a bateria pode atingir [%];

S_{max} é a o estado de carga máximo que a bateria pode atingir [%];

$E(t)$ $E(t)$ é a energia armazenada no momento [MWh];

E_{min} é a energia máxima que a bateria pode atingir [MWh];

E_{max} é a energia mínima que a bateria pode atingir [MWh];

C_i é a capacidade da i -ésima bateria [MWh];

$P_{SAEB}(t)$ é a potência injetada ou absorvida pela bateria a cada unidade de tempo [MW];

$P_{SAEB,max}$ é a máxima potência injetada ou absorvida permitida pela bateria [MW];

Δt é o passo de análise em unidade de tempo [h];

$\eta_{battery}$ é a eficiência de conversão de energia da bateria.

t é o período de análise [h].

O SoC atual é avaliado em cada intervalo de tempo, considerando diferentes cenários operacionais de restrição:

- SoC atual entre máximo e mínimo: nenhuma restrição é acionada, aceitando-se o estado atual.
- SoC atual superior ao máximo: o SoC atual não é aceito, sendo substituído pelo SoC máximo.
- SoC atual inferior ao mínimo: o SoC atual não é aceito, sendo substituído pelo SoC mínimo.

Essas equações e restrições possibilitam o controle da energia armazenada ao longo do tempo, permitindo a análise da operação do SAEB em conformidade com o modelo de despacho especificado.

3.4.6 Dimensionamento da Bateria

Com base na revisão bibliográfica, pode-se observar que o dimensionamento SAEB envolve considerações complexas e diversas abordagens, dependendo das características específicas do sistema e dos objetivos. No entanto, ao considerar o uso de geração híbrida conectada à rede, há um destaque especial para a complementaridade de fontes de energia. Assim, é possível observar, uma descrição geral da forma média de dimensionamento da bateria, considerando as principais tendências e metodologias discutidas nos artigos:

1. Avaliação dos requisitos de energia: inicialmente, realiza-se uma avaliação abrangente dos requisitos de energia do sistema, levando em consideração a natureza intermitente e variável das fontes renováveis, como energia eólica e solar, juntamente com a demanda de carga. Para sistemas conectados à rede, é necessário considerar a complementaridade temporal das fontes de energia disponíveis.
2. Modelagem estocástica e incertezas: A modelagem estocástica é uma ferramenta valiosa para lidar com a variabilidade na geração de energia renovável. No entanto, para sistemas híbridos de geração conectada a rede, é essencial abordar a complementaridade temporal das fontes. A disponibilidade temporal dos recursos deve ser considerada e séries históricas plurianuais podem ser empregadas para incorporar incertezas (NREL, 2020).
3. Consideração de objetivos múltiplos: o dimensionamento da bateria é orientado para a otimização de objetivos múltiplos, como a minimização de custos operacionais e de investimento, a maximização da confiabilidade do sistema e a satisfação de requisitos técnicos.

Na otimização multi-objetivo se trabalha com várias funções objetivo de modo que não se pode atender a todos os objetivos que cada função descreve, sobretudo quando eles são conflitantes, como ocorre na maioria das vezes. Portanto, na otimização multiobjetivo o conceito de solução ótima perde o sentido e dá lugar a soluções dominantes e soluções não dominadas. As soluções dominantes formam a chamada fronteira de Pareto e é desse conjunto de soluções que se tira a solução ótima com base em critérios estabelecidos a posteriori. Alternativamente, é possível converter uma otimização multi objetivo em otimização mono-objetivo mediante soma ponderada das várias funções objetivos.

4. Uso de algoritmos de otimização: heurísticas, como algoritmos genéticos e algoritmo de enxame de partículas, são aplicados para encontrar soluções eficazes, considerando as restrições do sistema. A escolha do algoritmo pode depender das características específicas do problema e dos objetivos de otimização.
5. Avaliação de tecnologias e compatibilidade: a escolha da tecnologia de armazenamento e a avaliação da compatibilidade com o sistema são fatores críticos no dimensionamento. No caso de SAEB, é importante a consideração de tecnologias como lítio, chumbo-ácido, etc.
6. Análise de sensibilidade: realiza-se uma análise de sensibilidade para avaliar como a solução ótima de dimensionamento responde a variações em parâmetros críticos, tais como custos, confiabilidade e características específicas do sistema.

Ao descrever a forma genérica de dimensionamento da bateria com base nessas tendências, é fundamental enfatizar que a abordagem específica pode variar de acordo com as características e requisitos únicos de cada sistema de energia renovável com armazenamento.

3.5 ESTABILIDADE E CONFIABILIDADE

Com o crescente aumento da penetração de fontes de energia renovável no SEP, é imperativo que a rede adquira maior flexibilidade para acomodar as variações na geração. Apesar dos desafios associados a penetração significativas de energia renovável (KROPOSKI et al., 2017), diversas soluções se destacam ao proporcionar a flexibilidade operacional necessária para lidar com esses desafios, e uma dessas tecnologias é o armazenamento de energia.

O armazenamento de energia desempenha o papel, nas gerações eólicas e solares, de proporcionar um amortecimento ao despacho de potência. Esse amortecimento viabiliza um controle operacional mais eficaz, reduzindo a necessidade de cortes de geração (DATTA; KALAM; SHI, 2017). Nos sistemas de corrente alternada, a estabilidade é mantida pelos geradores síncronos, que, ao se acoplar eletromecanicamente, giram em sincronia durante condições estáveis de operação. Isso garante, por meio da massa rotativa, inércia ao sistema. A inércia é uma medida de quão bem o sistema pode resistir a distúrbios, mantendo a frequência e a tensão estáveis.

A estabilidade no SEP abrange três categorias principais: estabilidade do ângulo do rotor, estabilidade da frequência e estabilidade da tensão, cada uma com subcategorias relacionadas à estabilidade de pequenos sinais e estabilidade transitória.

Os geradores síncronos, majoritários no sistema atual, desempenham diversas funções de serviços ancilares para garantir a operação estável do sistema de energia em condições permanentes e transitórias. Com controle adequado, o SAEB pode contribuir de maneira abrangente, fornecendo serviços ancilares e contribuindo para a estabilidade e confiabilidade do sistema (KROPOSKI et al., 2017; DATTA; KALAM; SHI, 2017).

Dada a imprevisibilidade de condições como níveis de geração e carga, juntamente com a disponibilidade de transmissão, a reserva operacional é fundamental para garantir a estabilidade de frequência do sistema durante desequilíbrios súbitos. O armazenamento de energia fornece reservas adicionais, corrigindo possíveis desequilíbrios decorrentes de erros de previsão (KROPOSKI et al., 2017; DATTA; KALAM; SHI, 2017).

A presença de inversores nas gerações eólica e fotovoltaica, bem como no armazenamento de baterias, permite o controle independente da potência ativa e reativa. Com um controlador bem projetado, é possível fornecer uma resposta semelhante à inércia sintética, conforme indicado por Kroposki et al. (2017) e Kroposki et al. (2017), Datta, Kalam e Shi (2017). Além disso, as gerações baseadas em inversores demonstram desempenho superior na passagem por falhas no sistema quando projetadas adequadamente (KROPOSKI et al., 2017). Essa abordagem possibilita aprimorar a confiabilidade global do sistema, superando falhas de subtensão, sobretensão equilibrada e desequilibrada, bem como excursões de frequência.

3.5.1 Inércia Sintética em Aerogerador e Baterias

À medida que as energias renováveis gradualmente substituem as gerações proveniente de fontes como carvão, gás e petróleo, as redes elétricas enfrentam a redução da inércia. As massas rotativas ajudam na atenuação da variação de frequência da rede. Uma estratégia para enfrentar esse desafio é manter os antigos geradores em sincronia com a rede, mesmo que as turbinas a vapor e a gás que os acionavam anteriormente sejam desativadas, entretanto essa solução nem sempre é possível, devido ao custo de manutenção dessas máquinas síncronas. Uma alternativa emergente é a utilização da inércia sintética. Essa é alcançada pela reprogramação de inversores de energia conectados, simulando o comportamento de massas rotativas sincronizadas. Esse avanço integra uma tendência tecnológica mais ampla que transforma as energias renováveis de potenciais fontes de instabilidade em contribuintes significativos para a estabilidade da rede elétrica.

Enquanto as usinas convencionais respondem de maneira natural e imediata a quedas de frequência, graças à inércia de suas turbinas giratórias sincronizadas, a inércia sintética em turbinas eólicas modernas é concebida para extrair energia cinética armazenada nas massas

rotativas em situações de desequilíbrio entre carga e geração, resultando em variações de frequência. Assim, essas turbinas são capazes de fornecer um degrau de potência de aproximadamente 5% a cima de sua capacidade nominal durante eventos como curto-circuitos ou redução de frequência (ERIKSSON; MODIG; ELKINGTON, 2018). Entretanto, é imperativo analisar os efeitos posteriores a essas quedas de frequência.

Em condições normais, excluindo ventos excepcionalmente fortes, a extração instantânea de potência adicional reduz a velocidade de rotação das pás eólicas. Após o período dedicado à oferta de inércia sintética, ocorre uma condição subótima de velocidade de rotação, impactando a geração de energia. A subsequente reaceleração para a velocidade ideal consome parte da energia eólica que a turbina poderia exportar para a rede. Dados apresentados por (ERIKSSON; MODIG; ELKINGTON, 2018) indicam reduções de potência de até 60% em algumas turbinas. Esse processo de recuperação de energia retarda a restauração da frequência da rede. Em situações extremas, a recuperação pós-inércia possui o potencial de causar um "duplo mergulho" na frequência do sistema, aumentando o risco de acionamento de relés de proteção em subestações e provocando apagões.

Para superar essa limitação, emerge a possibilidade de empregar tecnologia de armazenamento de energia para fornecer potência adicional à rede, substituindo a inércia sintética proveniente das turbinas. Essa abordagem evitaria o período de vulnerabilidade e as perdas associadas à geração de inércia sintética, prevenindo a potencial ocorrência de um duplo mergulho na frequência. Vale destacar que a promoção da inércia sintética por meio de baterias, dada sua natureza de curta duração, teria impacto mínimo no armazenamento de energia e na oferta de outros serviços, recarregando-as quando for conveniente para a operação da usina de geração.

3.5.2 Fatores de Confiabilidade

Ao abordar as restrições de geração em um sistema interconectado, é prática comum incorporar índices de confiabilidade da rede, como destacado em estudos anteriores (DIAB et al., 2019; PARIZAD; HATZIADONIU, 2019; CEN et al., 2020; ÇETINBAŞ; TAMYÜREK; DEMIRTAŞ, 2021; GARMABDARI et al., 2020; KIEHBAD et al., 2021; KHARRICH; SAYOUTI; AKHERRAZ, 2018; NAIDJI et al., 2019).

Um dos principais indicadores frequentemente utilizados é o índice de probabilidade de perda de fornecimento de energia (LPSP, do inglês loss of power supply probability). Esse índice está diretamente relacionado à confiabilidade do sistema, calculando a probabilidade de interrupções no fornecimento de energia em relação à demanda. O nível de confiabilidade do sistema é inversamente proporcional ao valor do LPSP. Por exemplo, um sistema com LPSP = 1% possui um fator de confiabilidade de 99%. A expressão matemática do LPSP é:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=0}^T LPS(t)\Delta t}{\sum_{t=0}^T P_{carga}(t)}, \quad (3.12)$$

sendo:

$LPS(t)$ representa a perda de fornecimento de energia à carga [W];

P_{carga} é a potência demandada pela carga no tempo t ;

T é o intervalo de análise;

Δt é o intervalo de cálculo.

O LPSP é predominantemente empregado em análises e dimensionamento de sistemas isolados, visando quantificar a probabilidade de desatendimento à carga.

3.6 OTIMIZAÇÃO POR PSO

O algoritmo PSO, é uma meta-heurística inspirada no comportamento de insetos, pássaros e peixes. Seu princípio fundamental é a emulação de sociedades presentes na natureza, tais como colônias de cupins e formigas e, principalmente, bandos de aves e cardumes. Nesses sistemas sociais naturais, cada indivíduo desempenha um papel relativamente simples, no entanto, o comportamento coletivo exibe características distintas de inteligência, uma vez que há um grau de comunicação entre os membros do grupo em um determinado ambiente. Isso confere aos enxames propriedades como auto-organização, complexidade e descentralização.

O algoritmo PSO opera com um exame de partículas de tamanho fixo previamente escolhido. As posições das partículas, que representam soluções do problema de otimização a que o PSO se aplica, são inicialmente aleatórias. As partículas se movem de maneira imprevisível no espaço de busca. A melhor posição de cada uma delas é empregada para influenciar o movimento do enxame por completo. Dessa forma, é possível estabelecer um modelo matemático que orienta o enxame na busca pelo mínimo global de uma função de aptidão ou, pelo menos, por uma boa aproximação desse mínimo.

O PSO fundamenta-se na premissa de que as partículas procuram imitar o sucesso de seus vizinhos ao se deslocarem. A aleatoriedade na posição inicial permite que as partículas se direcionem para regiões promissoras, enquanto seus comportamentos sociais facilitam a descoberta de regiões ótimas globais. Portanto, o deslocamento das partículas no espaço de busca é adaptado com base na experiência da própria partícula e do enxame como um todo em cada iteração do algoritmo. O reposicionamento das partículas ocorre mediante ajustes em suas velocidades e posições. Apesar de o algoritmo ser concebido para problemas sem restrições, a incorporação de restrições pode ser introduzida por meio de penalizações na função custo.

As partículas têm dois atributos: posição, $P_{i,j}^k$, e velocidade, $v_{i,j}^k$, os quais são atualizadas em cada iteração k utilizando-se:

$$v_{i,j}^{k+1} = \omega v_{i,j}^k + c_1 r_1 (P_{best} - P_{i,j}^k) + c_2 r_2 (G_{best} - P_{i,j}^k), \quad (3.13)$$

sendo as posições atualizadas da forma:

$$P_{i,j}^{k+1} = v_{i,j}^{k+1} + P_{i,j}^k. \quad (3.14)$$

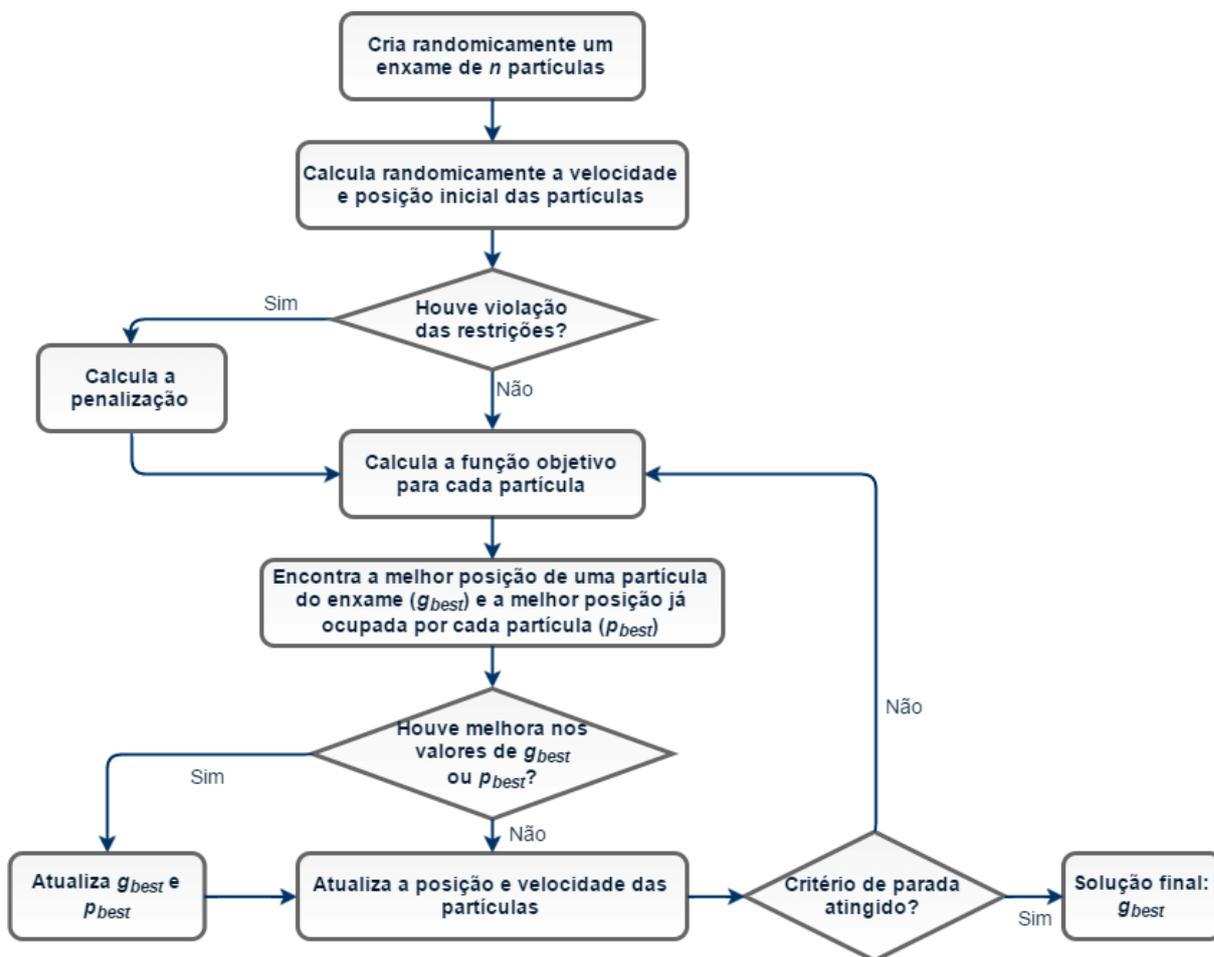
Nas expressões 3.13 e 3.14, *random1* e *random2* são números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1 e ω , $c1$ e $c2$ são os hiperparâmetros da metaheurística. O primeiro deles é o fator de inércia e os outros dois são relativos às memórias individual e social respectivamente. P_{best} é a melhor posição de partícula na iteração atual e G_{best} é a melhor posição de partícula desde o início até a iteração k . O índice i representa a partícula que está sendo analisada e o j a dimensão no qual essa partícula i está sendo analisada. A partir dessas informações é possível descrever o algoritmo básico para resolução.

1. Especificar os hiperparâmetros;
2. Especificar a função custo;
3. Inicializar a população de forma aleatória em suas posições e velocidades;
4. Iniciar contagem das iterações;
5. Enquanto o critério de convergência não for atingido, fazer a avaliação das partículas atuais e salvar a melhor posição pessoal, a melhor solução global e seus custos relacionados;
6. Assim dentro do número determinado de iterações:
 - a) Atualizar as velocidades segundo 3.13;
 - b) Atualizar a posição segundo 3.14;
 - c) Atualizar a melhor posição atual e seu custo caso seja obtida uma posição melhor;
 - d) Atualizar a melhor posição global e seu custo caso seja obtida uma posição melhor globalmente.
7. Retornar a melhor posição global e seu desempenho.

A Figura 9 ilustra, através de um fluxograma, a execução do algoritmo básico de funcionamento do PSO canônico e como ele manipula as melhores soluções individuais e globais.

As metaheurísticas têm sido preferidas para resolver problemas complexos por serem de complexidade algorítmica muito baixa em comparação com métodos de otimização clássicos. Em funções objetivo não convexas, onde não se pode garantir a unicidade de solução, e são dotadas de muitos mínimos locais, e com descontinuidades, as metaheurísticas acabam tendo vantagem na perspectiva que têm compromisso de encontrar a solução ótima global ou uma boa aproximação dela, o que acaba sendo mais difícil com os métodos clássicos (MERCANGÖZ,

Figura 9 – Fluxograma de execução do algoritmo canônico do PSO



Fonte: (MARCHIORI et al., 2017).

2021). Entretanto os métodos clássicos de otimização ainda podem ser utilizados dentro dessas situações para realizar buscas locais, após se achar uma região candidata a solução ótima.

Outras metaheurísticas, como têmpera simulada, busca tabu e algoritmo genético também são muito empregadas para resolver problemas de otimização típicos de sistemas de potência e certamente teriam eficácia no problema tema desta dissertação. Entretanto, O PSO foi escolhido por sua reconhecida eficiência em resolver problemas mais complexos em tempos bem razoáveis. Alguns problemas resolvidos mediante aplicação do PSO são: cálculo de fluxo de potência ótimo, localização e dimensionamento de sistemas híbridos de geração distribuída (JAWAD; KADHUM; MONEER, 2021; MALAQUIAS, 2020; DIAB et al., 2019; PARIZAD; HATZIADONIU, 2019) e projeto ótimo de uma microrrede autônoma, (ÇETINBAŞ; TAMYÜREK; DEMIRTAŞ, 2021). Outra vantagem do PSO é sua facilidade de ser combinado com outros algoritmos, resultando em métodos híbridos melhor desempenho.

Capítulo 4

Metodologia

Neste capítulo apresenta-se a metodologia adotada para o dimensionamento ótimo de SAEB de diversas tecnologias, a serem implementados em SHGE. A flexibilidade operativa, o *curtailment* na geração, as variações de energia na transmissão, entre outros aspectos relevantes do problema de otimização, são levados em consideração.

Inicialmente, são abordados os modelos e os dados utilizados para a geração e para a carga. Apresentam-se também, as estratégias de operação e o modelo de despacho energético adotado, os quais são essenciais para a compreensão da metodologia proposta, incluindo a simulação de SAEB no fluxo de potência.

A fim de melhor compreensão da metodologia adotada para o dimensionamento ótimo de múltiplos SAEB, aplicados a um sistema interligado e conectados a SHGE, apresenta-se um resumo das etapas realizadas, as quais serão detalhadas a seguir.

1. Inicialmente, selecionam-se as localidades para análise e os pontos específicos de conexão no sistema-teste e define-se o perfil de carga que será usado para analisar as restrições na geração. É necessário especificar para os SAEB a densidade de potência, as restrições operacionais do SoC e o custo por Wh de energia de cada tecnologia. Adicionalmente, apresentam-se as especificações de projeto dos SHGE, incluindo o tipo de placa fotovoltaica e o modelo de aerogerador utilizados.
2. O próximo passo consistiu na obtenção das séries históricas dos dados relacionadas às localizações, para a geração, como irradiância e velocidade do vento. Essas informações são transformadas em potência pelos modelos de geração. Os dados de carga são então aplicados às barras de carga, simulando o funcionamento do sistema interligado durante o período analisado, com as respectivas variações temporais de demanda. Assim é possível criar um cenário base com os SHGE aplicados ao sistema e suas cargas, com auxílio do método de Newton Raphson.
3. Todas as informações são utilizadas na execução no PSO com a função objetivo e as restrições. Para cada solução fornecida, avalia-se o desempenho do SAEB de acordo com o modelo de estado de carga, simulando sua operação durante toda a série temporal, com suas restrições. A função objetivo leva em consideração, para determinar as soluções candidatas, os diferentes índices de confiabilidade do sistema, avaliando a flexibilidade operacional, a possibilidade de *curtailment* na geração e as variações de potência na barra de balanço do

sistema. Dessa forma, determina-se, por tecnologia, quais seriam as capacidades ótimas dos SAEB em cada SHGE e seus impactos na rede elétrica.

4.1 MODELOS DE GERAÇÃO E CARGA

A modelagem da geração considerou séries históricas horárias de três anos referentes à irradiância solar e à velocidade do vento para cada localidade, adquiridas por meio do banco de dados aberto NASA POWER (POWER, 2023). A escolha desse período de análise segue às diretrizes estabelecidas pela EPE, que recomenda a análise trienal para estudos de acesso e integração de novos empreendimentos de geração ao sistema. A produção estimada de uma única unidade geradora, posicionada no ponto de coleta dos dados, é considerada representativa da capacidade total do parque, podendo ser ajustada conforme o número de equipamentos instalados. Apesar da simplicidade inicial da metodologia de simulação, ela proporciona resultados suficientemente precisos para fins de planejamento (EPE, 2021).

A demanda solicitada pelo sistema é um dado importante para avaliação do desempenho tanto do parque gerador quanto do sistema de armazenamento. Os dados obtidos através dos dados abertos do ONS (SISTEMA, 2024). Especificamente, utilizaram-se os dados de carga para o subsistema Nordeste do SIN ao longo de três anos de forma análoga à geração. Diferentemente da geração, o foco na demanda concentra-se nos impactos sistêmicos de longo prazo, ao invés de flutuações horárias. Dessa forma, utilizou-se a curva como referência para o dimensionamento de uma carga compatível com a rede analisada. Uma metodologia alternativa, utilizada na análise de flexibilidade, envolve a consideração de uma demanda constante, simulando a operação sob contratos de fornecimento de potência.

Para as especificações técnicas dos aerogeradores e dos módulos fotovoltaicos, recorreu-se a dados típicos disponibilizados pelo HOMER® PRO, que é *software* criado para o dimensionamento de microrredes híbridas, oferecendo informações detalhadas para o planejamento energético de sistemas híbridos e isolados. Entretanto, também abrange alguns equipamentos de sistemas de geração de grande porte, como os utilizados nessa pesquisa. As especificações escolhidas para os módulos fotovoltaicos e geradores eólicos podem ser aplicadas então as equações 3.2 e 3.5, respectivamente.

4.1.1 Parametrização do Aerogerador

Para o aerogerador, optou-se pelo uso do modelo de aerogerador genérico de grande porte, adotado pelo HOMER® PRO, para aplicação em grande centrais de geração eólicas de despacho centralizado. Na Tabela 3 é apresentado um resumo dos parâmetros mais importantes adotados na parametrização da geração eólica, alinhadas com os modelos teóricos abordados na seção de fundamentação teórica específica para energia eólica.

Tabela 3 – Parâmetros do aerogerador.

Potência Nominal	Velocidade do Vento			Altura da nacele
	Mínima	Nominal	Máxima	
1,5 MW	4 m/s	13 m/s	25 m/s	100 m

4.1.2 Parametrização dos Módulos Fotovoltaicos

Para os módulos fotovoltaicos, escolheu-se a utilização do modelo genérico de módulo, proposto pelo HOMER® PRO, para aplicações de grandes usinas fotovoltaicas, com o propósito de representar uma placa solar típica aplicada à geração com despacho centralizado. Na Tabela 4 é apresentado um resumo dos parâmetros mais importantes adotados na modelagem da geração fotovoltaica.

Tabela 4 – Parâmetros do módulo fotovoltaico.

Potência Nominal	Eficiência de Conversão do Painel	Eficiência do Conversor	Área
715 W	23%	90%	3,12m ²

4.1.3 Parametrização dos SAEB

Para os modelos de bateria, foram escolhidos valores típicos para desempenho e preço, considerando as diferentes tecnologias, em aplicação de larga escala já abordadas na Tabela 2. Na Tabela 5 é apresentado um resumo dos parâmetros mais importantes adotados na modelagem do SAEB.

Tabela 5 – Parâmetros para as diferentes tecnologias de SAEB.

Tecnologia	Preço	Densidade de Potência	SoC Permitido	Eficiência
Li-Íon	315 \$	2 W/Wh	90% - 10%	90%
PbA	94 \$	0,25 W/Wh	90% - 40%	70%
Na-Íon	220 \$	0,67 W/Wh	90% - 10%	90%

4.1.4 Modelagem da Carga

Para a modelagem do comportamento temporal da carga nos casos de estudo, adotou-se, como referência, os dados de demanda do SIN fornecidos pelo ONS para a região nordeste, abrangendo um período de três anos (SISTEMA, 2024). O comportamento da geração em relação

ao perfil de carga é necessário na perspectiva de avaliar os impactos da geração e o sistema de armazenamento de energia nos índices de confiabilidade.

O ajuste do perfil da demanda foi realizado para cada barra do sistema-teste, considerando os dados originais de demanda como valores de pico, normalizando a demanda real do SIN e multiplicado por esse valor, visando obter-se uma curva adaptada ao carregamento do sistema.

4.2 ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO DO SAEB

A resolução do problema de otimização proposto está intrinsecamente ligada à gestão dos recursos energéticos da bateria, determinando os momentos específicos para carga e descarga com base nas condições prevalecentes na rede. Como discutido em 3.4.4, os SAEB possuem diversas aplicações, algumas das quais são de difícil valoração direta, como a prestação de serviços ancilares (controle de reativos e inércia sintética, por exemplo), a promoção de *black-start* (autorrestabelecimento) e a suavização de potência. A valoração desses serviços no Brasil ainda está em evolução, conforme Consulta Pública nº 083/2021 conduzida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Observa-se também que a aplicação da arbitragem de energia é pertinente em ambientes com flutuações acentuadas nos preços, como em redes isoladas e sistemas de distribuição. No entanto, em ambientes de despacho centralizado, onde o custo de energia é consideravelmente menor e a variação horária de preços é limitada em muitos momentos do ano no Brasil, essa operação torna-se financeiramente inviável para justificar o uso da bateria.

Identifica-se, no entanto, uma oportunidade para avaliar e dimensionar o sistema de armazenamento tendo como estratégia de operação: a promoção de flexibilidade no despacho, prevenção do *curtailment* e redução de flutuações no fluxo de potência nos sistemas de transmissão, especialmente em barras com margens de escoamento limitadas. Dessa forma, a aplicação do SAEB, nessa dissertação, além do dimensionamento, fornece um despacho de energia, conforme delineado pela EPE, capaz de prover a coordenação das unidades de geração e melhorar as flutuações na injeção de potência, mitigando a intermitência.

É relevante destacar que o dimensionamento proposto nessa dissertação não exclui a capacidade da bateria de fornecer os diversos serviços ancilares, considerando que muitos deles, excluindo o controle de reativos, não afetam significativamente o despacho da bateria. Ou seja, mesmo com o modo de operação avaliado não incluir a atuação para outros benefícios, ainda é possível que comitantemente seja realizado a promoção de inércia sintética, dada a natureza breve dos eventos eletromecânicos e a suavização de frequência devido à natureza estocástica e aleatória desses eventos.

4.2.1 Índices para Avaliação do Impacto do Armazenamento

Para que seja possível avaliar os efeitos da operação do sistema de armazenamento e o consequente dimensionamento ótimo, é necessário a utilização de índices de avaliação para as características consideradas.

O índice LPSP, como discutido em 3.5.2, é comumente utilizado para sistemas isolados, considerando a punição por não ocorrer um atendimento completo da carga pela geração local. No entanto, com algumas modificações, é possível aumentar a abrangência de sua aplicação, tornando-o adequado também para avaliação de SHGE em sistemas interligados.

Baseando-se no conceito do LPSP, é desenvolvido, para o âmbito desse trabalho um índice específico denominado índice de Falha em Atender à Potência Esperada (FMPE) como um indicador primário para avaliação da flexibilidade, possibilidade de curtailment e variações no intercâmbio de energia. O FMPE quantifica a disparidade no fluxo de potência em um barramento durante intervalos nos quais ele não atende ao valor de referência pré-definido, em relação ao próprio valor de referência. Esse índice facilita o dimensionamento do SAEB em conformidade com os requisitos do sistema. Por exemplo, o valor de referência pode representar o despacho mínimo exigido por contrato ou outras obrigações, como também valores alvos de despacho que variam ao longo do dia. Matematicamente, o FMPE é expresso como:

$$FMPE = \frac{\sum_0^T UP(t)\Delta t}{\sum_0^T EP(t)}. \quad (4.1)$$

sendo:

$UP(t)$ é a potência não atendida [W];

$EP(t)$ é a potência esperada definida [W].

O índice FMPE tem como diferencial a possibilidade de definição, para cada passo de análise $\Delta(t)$, o valor esperado de energia EP. Nessa perspectiva, a escolha do EP pode variar ao longo do tempo como, por exemplo, seguindo um valor da variação horário da carga, ou um valor fixo, simbolizando a expectativa de energia firme. Assim é possível realizar avaliações específicas, como no caso dessa pesquisa, de variações do intercâmbio de energia ou de possibilidade de curtailment, verificando justamente a variação da potência não esperada, ou não atendida, UP, de acordo com as diretrizes atribuídas ao EP.

O FMPE pode ser análogo, por exemplo, ao LPSP em um cenário de despacho fixo. Quanto maiores os valores de LPSP, maior a intermitência (PARIZAD; HATZIADONIU, 2019). Em tais circunstâncias, a implementação do SAEB é considerada para reduzir o índice, aprimorando o gerenciamento das flutuações de geração e minimizando a necessidade de dimensionamento excessivo da geração para atender a demandas esporádicas.

Índices de desempenho são facilmente adaptados utilizando FMPE, para utilização mais

abrangente, como o FMEP para Flexibilidade; FMEP para *Curtailement*; FMEP para Barra de Balanço. Como o sistema é interligado, não há a exigência de atender a 100% do despacho desejado, possibilitando trabalhar com a ideia de dimensionamento a partir do máximo benefício marginal.

Vale ressaltar que pelas diferentes possibilidades de utilização dos valores de referência, o FMEP não possui mais a conotação de uma variação percentual, onde 0% é um completo atendimento e 100% é um completo desatendimento. Entretanto, quanto mais próximo de zero, mais próximo o despacho é daquele esperado.

É possível, na perspectiva da avaliação holística para o dimensionamento ótimo dos SAEB, a separação em três índices de confiabilidade, tendo cada um deles objetivos de avaliação diferente: FMEP para Flexibilidade (FMEPf), FMEP para Possibilidade de *Curtailement*(FMEPc) e FMEP para Barra de Balanço (FMEPsb).

4.2.1.1 FMEP para Flexibilidade

A eficiência na integração do armazenamento de energia desempenha um papel fundamental no aproveitamento máximo da complementariedade e da linearidade de despacho proporcionada pelo SHGE. O princípio do conceito de flexibilidade do despacho é avaliar quão próximo se consegue chegar de despacho linear, sendo possível observar como o SAEB responde à variabilidade própria das energias renováveis. Ao quantificar o impacto dos perfis eólicos e solares na viabilidade de um despacho linear, é possível estabelecer uma relação entre um FMEPf menor e uma melhoria na flexibilidade operacional. Neste estudo, o FMEPf utiliza o fator de capacidade da usina como referência para EP.

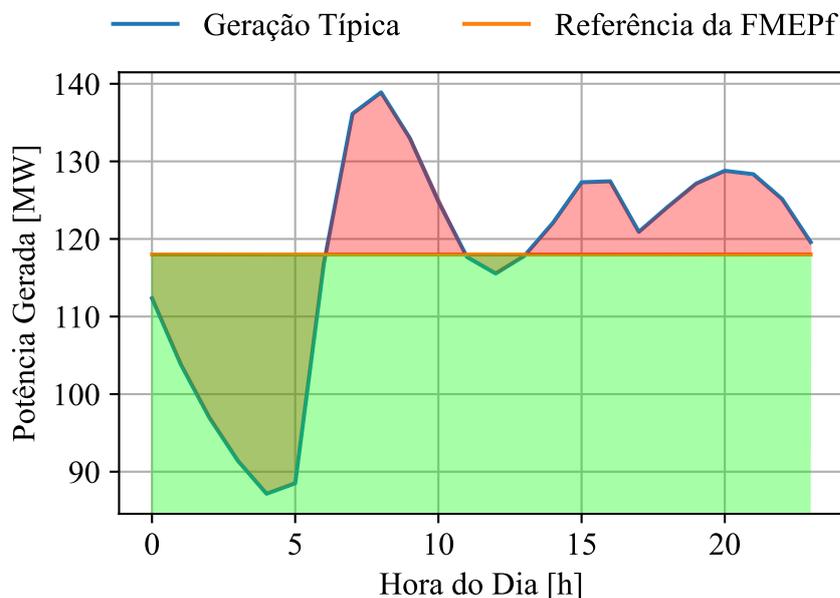
A integração com o sistema de armazenamento permite a redução do índice de FMEPf, à medida que o SAEB ajuda a manutenção do despacho final do parque no valor de referência, carregando quando há um excesso de geração, e assim subtraindo do valor total da geração, e descarregando quando há uma escassez de geração, adicionando a potência necessária para alcançar o despacho requerido. Exclusivamente para a análise da FMEPf, é criado um despacho fixo utilizado como referência o valor médio da geração anual do parque de análise, no qual todo valor de EP utilizado na avaliação da série de geração é exatamente o valor médio de potência em uma hora.

A Figura 10 permite ilustrar graficamente como se considerar a potência não atendida em relação a potência esperada, da equação da FMEP, considerando o índice de flexibilidade.

4.2.1.2 FMEP para Possibilidade de *Curtailement*

A redução da geração para garantir a operabilidade da rede é uma solução subótima, pois pode resultar em desperdício de energia, seja devido à falta de demanda ou a problemas no sistema de transmissão, como interrupções de manutenção. O FMEP para a possibilidade

Figura 10 – Consideração da UP e EP para FMEPF.



Fonte: Própria do Autor.

curtailment visa abordar o primeiro caso. Ao quantificar a eficácia do despacho da usina em atender à demanda, é possível estabelecer uma relação entre um valor de índice menor e uma redução mais eficiente de energia. Para o valor de referência EP, a abordagem utiliza a forma normalizada da curva de carga em relação à geração média da usina de SHGE. Ou seja, a cada passo de tempo, há um EP específico relacionado ao comportamento e variação da carga no sistema no qual será comparado com o despacho real do parque.

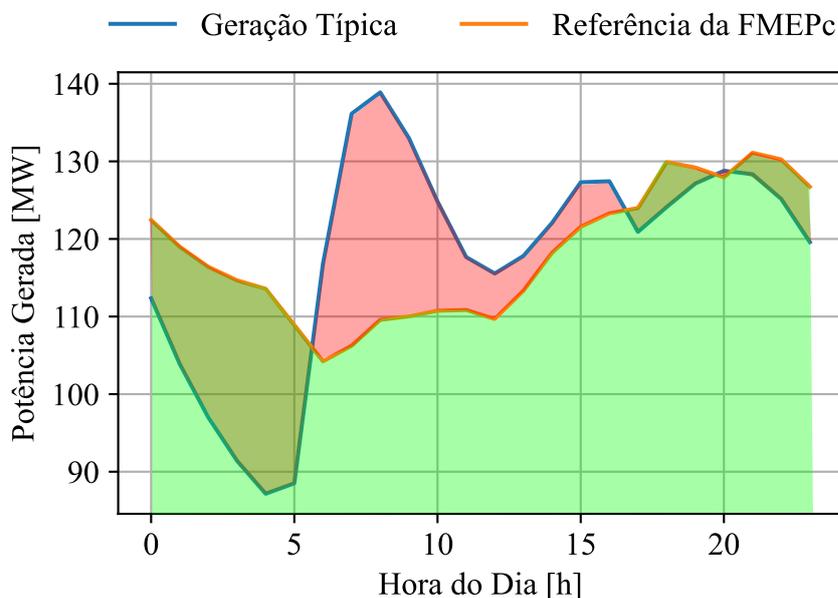
A integração com o sistema de armazenamento permite a redução do índice FMEPc, à medida que o SAEB ajuda a manutenção do despacho alinhado com a variação diária da carga no sistema, carregando quando há baixa demanda, e assim subtraindo do valor total da geração, e descarregando quando há um pico de demanda, adicionando a potência necessária para atender a carga.

A Figura 11 permite ilustrar graficamente considerar a potência não atendida em relação a potência esperada, da equação da FMEP, considerando o índice da possibilidade de *curtailment*.

4.2.1.3 FMEP para Barra de Balanço

A utilização do sistema de transmissão de energia entre subáreas pode sofrer tanto gargalos, com margens de escoamento reduzidas em algumas horas do dia, como também ficar subutilizado pela baixa necessidade de exportação e importação de energia. Dentro da análise de fluxo de potência em parte de uma rede, o conceito da barra de balanço é utilizada para a negociação de energia, mantendo o equilíbrio de potência entre geração e consumo (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Com o objetivo de mitigar a congestão na transmissão de energia, ou

Figura 11 – Consideração da UP e EP para FMEPc.



Fonte: Própria do Autor.

seja horas específicas do dia cujo fluxo de potência é muito maior que o valor médio, convém minimizar as flutuações de energia. Ao quantificar o impacto do SAEB no perfil de importação e exportação de energia pelo sistema de análise, é possível estabelecer uma relação entre uma FMEP menor para a barra de balanço e uma melhoria na segurança operacional e na estabilidade. Analogamente ao FMEPf, é definido um fluxo de potência médio para referência do valor de EP na barra de balanço.

A integração com o sistema de armazenamento permite a redução do índice FMEPsb. À medida que o SAEB ajuda a manutenção de despacho alinhado com a variação diária da carga no sistema, há uma redução nas variações de importações e exportações diárias, justamente pois o SHGE com o SAEB consegue melhor atender a carga local.

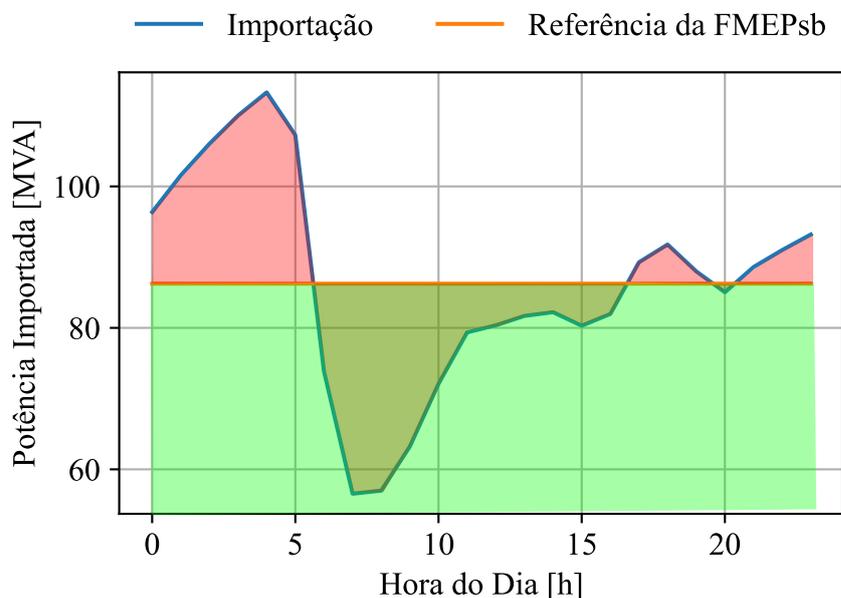
O índice de FMEPsb é capaz de avaliar também, por sua natureza, o desempenho da integração dos diferentes SHGE e seus SAEB nos resultados, observando se um SHGE tem alguma relação de complementaridade com relação ao outro, já que ele verifica apenas a saída em um ponto único do sistema para a avaliação da necessidade de intercâmbio de energia.

A Figura 12 permite ilustrar graficamente como considerar a potência não atendida em relação à potência esperada, da equação da FMEP, considerando o índice de barra de balanço.

4.2.2 Modelo de Despacho

O modelo de despacho de SHGE com SAEB deve considerar inicialmente que existe a necessidade constante de se atender a demanda com a geração disponível. Dessa forma espera-se que o despacho tome como referência um perfil baseado na variação temporal da demanda no

Figura 12 – Consideração da UP e EP para FMEPsb.



Fonte: Própria do Autor.

sistema. Ou seja, objetiva-se que a geração de energia se aproxime ao perfil de carga da rede, buscando manter o equilíbrio entre oferta e demanda. Para alcançar tal equilíbrio, adota-se uma estratégia de despacho baseada na normalização da curva de carga e multiplicando pelo valor médio de geração do complexo energético, estabelecendo assim uma referência para a injeção de energia na rede. Nessa perspectiva, a atuação do sistema do armazenamento atua justamente para poder aumentar a potência injetada para suprir uma demanda maior, ou absorver o excedente de geração em momentos de carga leve.

Quando observa-se um déficit de geração em comparação com a meta predefinida, procede-se com a descarga da bateria a fim de sustentar a saída de potência do SHGE no patamar de referência estabelecido. A operação da bateria é interrompida quando seu SoC atinge o mínimo estipulado, passando a bateria para um estado de espera.

A recarga das baterias é iniciada apenas quando a geração supera a demanda, e o excedente de energia, após ultrapassar o limiar mínimo de despacho, é direcionado para recarregar as baterias até que alcancem seu estado de carga máximo. Neste ponto, as baterias entram novamente em modo de espera, e a energia excedente é injetada no sistema.

Como apresentado em 4.2.1, uma estratégia para a redução dos indicadores FMEP envolve a integração de SAEB, fornecendo uma capacidade de armazenamento que permite guardar a energia gerada em excesso durante períodos de alta produção para ser utilizada posteriormente, mitigando a necessidade de redução da geração frente à demanda insuficiente. Tal restrição de geração pode ocorrer devido à baixa demanda ou a problemas no sistema de transmissão, incluindo interrupções para manutenção de algumas linhas. Ou seja, com o SAEB é

possível reduzir a parcela de potência não atendida do índice da FMEP, o UP.

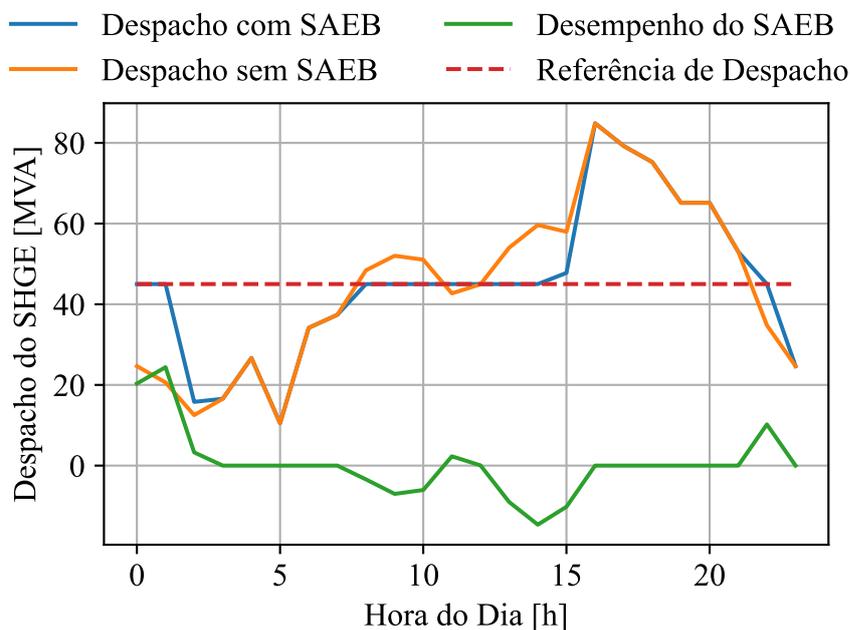
4.2.3 Operação da Bateria em Conjunto com o Despacho

A operação da bateria, em sinergia com o mecanismo de despacho, é regida por um conjunto de equações apontadas em que possibilitam o gerenciamento da energia armazenada ao longo do tempo. A metodologia adotada envolve, em cada intervalo temporal, a avaliação da necessidade de intervenção da bateria com base em um modelo de despacho predefinido. Este modelo estipula uma potência de referência que orienta tanto o processo de carregamento quanto de descarregamento da bateria. Em cenários de déficit na geração de energia, a bateria é acionada para descarregar, com o objetivo de igualar a potência injetada no sistema à potência mínima estabelecida pelo despacho. Se a bateria alcançar seu estado mínimo de carga, sua operação é interrompida, entrando em um estado de espera até que condições para seu recarregamento sejam atendidas. O carregamento ocorre apenas sob condições de geração excedente, isto é, quando a produção supera o limiar mínimo de despacho, permitindo que a energia adicional seja utilizada para recarregar a bateria até seu estado máximo de carga, momento no qual retorna ao estado de espera. A partir desse ponto, a geração excedente é integralmente direcionada para o sistema.

As operações do SAEB em conjunto com o despacho ao longo de um período de 24 horas são ilustradas na Figura 13. Destaca-se a geração de energia renovável, a potência mínima de referência para o despacho (utilizado como referência para esse problema), a potência efetivamente injetada na rede e o papel desempenhado pela bateria no equilíbrio do sistema. Assume-se que a SAEB inicia o dia com 50% de seu SoC. O SHGE localiza-se em Campina Grande, PB, e é composto por 75MW provenientes de energia eólica e 25MW de energia solar, associados a uma bateria com capacidade de 35,45 MWh.

A análise temporal revela diferentes fases da operação do banco de baterias: inicialmente, há uma descarga nas primeiras três horas para aumentar a potência despachada pelo SHGE; entre 03:00 e 07:00, o banco alcança seu SoC mínimo, sem capacidade de dar suporte a geração para atender ao despacho especificado; das 08:00 às 10:00, ocorre o carregamento do banco, evitando excessos no despacho e reduzindo a potência total injetada pelo parque; entre 11:00 e 12:00, o SAEB supre uma queda na geração, mantendo o despacho dentro dos parâmetros especificados; das 13:00 às 16:00, continua a absorver energia, assegurando a conformidade com o despacho estabelecido; após atingir sua capacidade máxima entre 17:00 e 21:00, o sistema de armazenamento não absorve mais energia, levando a uma produção que excede o despacho fixo; finalmente, a partir das 23:00, diante de uma geração insuficiente, a bateria descarrega para complementar a potência necessária e cumprir com o despacho estipulado.

Figura 13 – Geração renovável e uma demanda num período de 24 horas.



Fonte: Própria do Autor.

4.3 FLUXO DE POTÊNCIA PARA AVALIAÇÃO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

Esta dissertação realizou uma análise de fluxo de potência visando avaliar o desempenho e o dimensionamento ótimo de um SAEB aplicado a SHGE, aplicado a um sistema interligado. Nessa perspectiva, FMEP para Barra de Balanço é o principal índice no qual é possível mensurar o desempenho.

O princípio da realização desse estudo é a medição da potência fluindo em um sistema interligado. Essa abordagem permite uma avaliação simplificada das perdas e da dinâmica de "importação" e "exportação" de potência, através do uso da barra de balanço. Como esta assegura que a energia gerada seja equivalente à consumida dentro do sistema, é possível avaliar o comportamento e impacto do SAEB no sistema. Como assume-se que o sistema avaliado é uma parte de um sistema maior, é possível assumir que uma das barras é a interligação para o sistema maior, o que dá liberdade para o dimensionamento ótimo não ficar restrito às limitações de um sistema isolado, como por exemplo, atender a 100% da carga.

A incorporação de um SAEB tem como objetivo melhor atender ao um despacho determinístico, seja por um valor fixo ou ajustado conforme a curva de demanda do sistema. Similarmente ao exposto na seção anterior, o SHGE equipado com SAEB gera um despacho definido pelos insumos horários de vento e irradiação solar, além dos ciclos de carga e descarga da bateria. Então, para uma análise de fluxo de potência, é necessário escolher a barra elétrica da rede no qual o SHGE e o SAEB serão instalados, atribuindo o ponto de conexão para a geração com despacho atualizado de forma horária.

Para fins de implementação computacional, em cada “M” momentos de uma série temporal horária, que contém informações sobre velocidade do vento e irradiância, é criada um valor potência correspondente a injeção da SHGE na respectiva barra da rede analisada. Assim, dentro de uma rede interligada, cria-se então M cenários de fluxo de potência, ordenados temporalmente. Dessa forma é possível, durante esses M cenários, operar a cada instante, o SAEB, com sua contribuição própria de injeção e absorção de energia, no sistema. Assim, é observado o desempenho da barra de balanço, durante os M cenários, temporalmente ordenados, para a manutenção da igualdade das potências geradas e consumidas e o impacto do SAEB. Nessa perspectiva, transforma-se aquilo que seria um problema de fluxo de energia em um problema relacionado ao de fluxo de carga, pois entende-se que a variação horária de potência do SHGE seria pequena em comparação com o espaço de análise.

Os cálculos matemáticos em si de fluxo de potência dentro de uma rede interligada para cada um desses "M" momentos, é realizado utilizando o método NR. Informações para aplicação computacional do NR dentro de problemas de sistema de potência podem ser achados em diversas diversas bibliografias, com destaque ao Monticelli e CEPTEL (1983) e ao Grainger e Stevenson (1994).

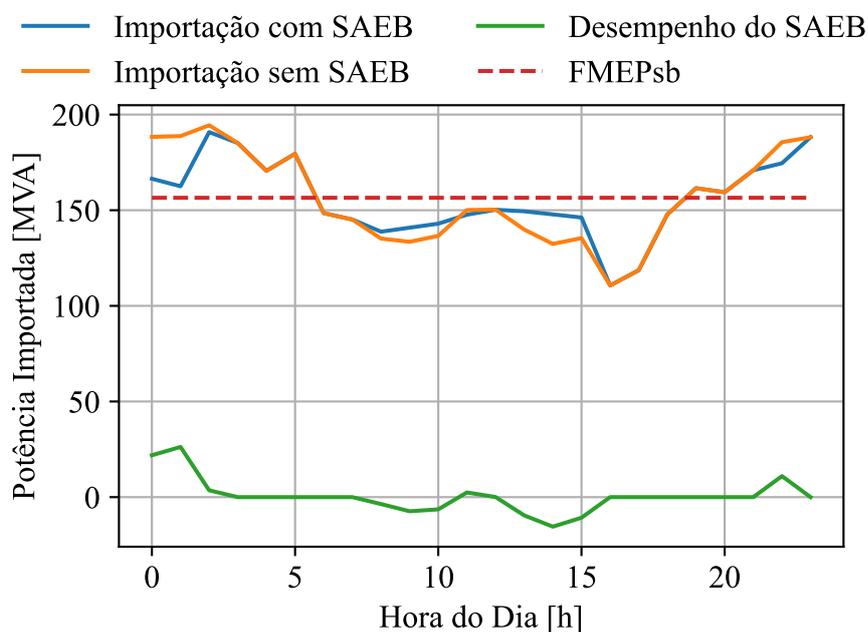
A barra de balanço funciona como um elo de conexão entre diferentes regiões do sistema elétrico. A redução das variações nessa barra de balanço, por parte do armazenamento, não apenas facilita a operação da rede, mas também promove um melhor aproveitamento das capacidades de transmissão de energia.

A Figura 14 exemplifica a operação do SAEB e seu impacto na importação de energia pela barra de balanço, ao longo de um período de 24 horas, seguindo o modelo de despacho já descrito. O modelo de rede interligada adotado é o IEEE 14 Barras, com a integração do SHGE na Barra 8 do sistema. É possível notar um efeito de suavização promovido pela integração do SAEB, com uma redução da variação entre horas. A Figura 15 mostra a curva de demanda do sistema analisado.

4.4 DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DO SAEB

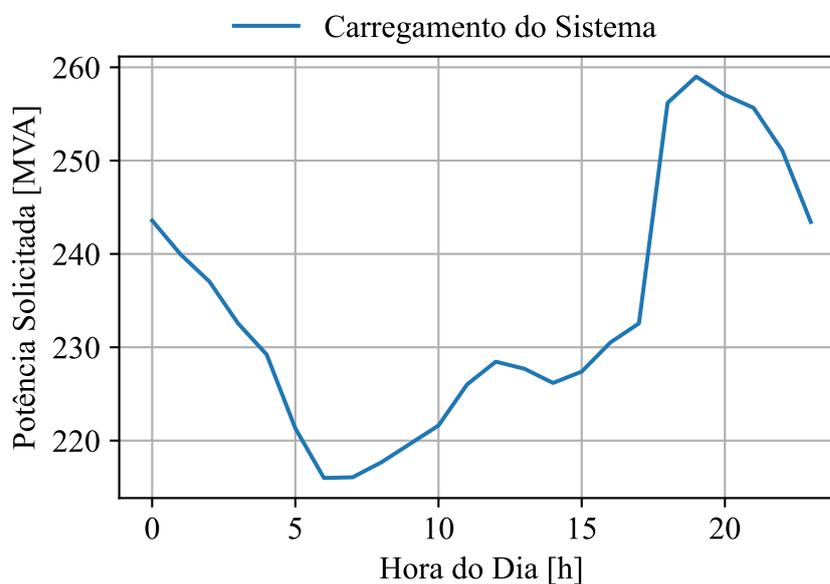
A partir da revisão da teoria e análises do estado da arte, esta dissertação realizou o dimensionamento ótimo de SAEB instalados em SHGE conectadas à rede, considerando diferentes tecnologias para baterias. Os principais indicadores para os tamanhos dos SAEB são os valores de FMEP, que consideram flexibilidade, possibilidade de *curtailment* e fluxo de potência na barra de balanço. Contudo, destaca-se a importância do despacho na avaliação do desempenho da rede com tamanhos variados de SAEB.

Figura 14 – Variação da Barra de Balanço em um período de 24 horas.



Fonte:Própria do Autor.

Figura 15 – Demanda do sistema analisado em um período de 24 horas.



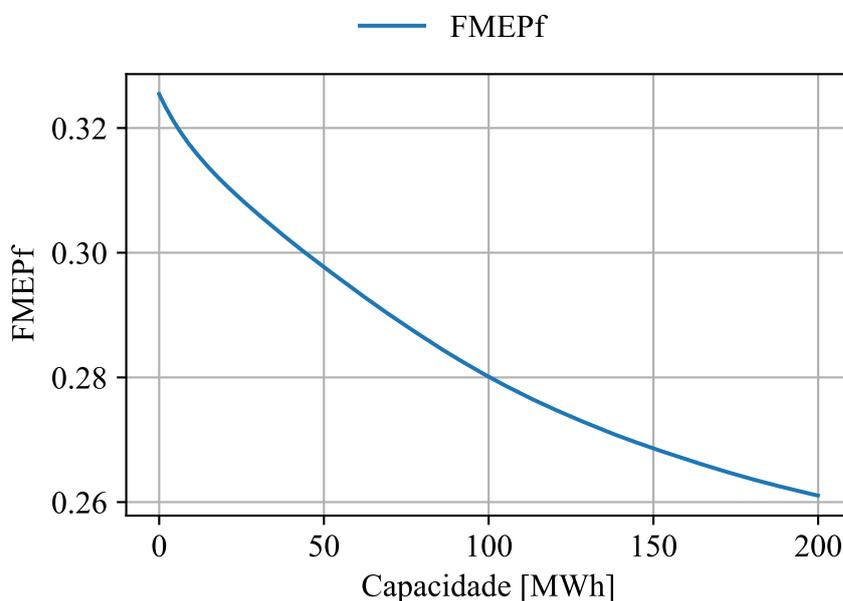
Fonte:Própria do Autor.

4.4.1 Variação dos Indicadores de FMEP com a Capacidade

Um passo importante para a realização do dimensionamento ótimo é a função objetivo. Para o desenvolvimento desta, é importante avaliar como a FMEP varia com o aumento da capacidade de armazenamento. Realizou-se a variação da FMEP com a capacidade para identificar os caminhos oportunos para o desenvolvimento da função objetivo. A Figura 16 indica o valor da

FMEP com a variação para o sistema-teste descrito na seção 4.2.3 e 4.3.

Figura 16 – Variação da FMEP com o aumento da capacidade do SAEB.



Fonte: Própria do Autor.

A partir da avaliação da curva da FMEP pela capacidade, na Figura 16, é possível notar uma mudança leve na inclinação da curva, indicando que existe uma redução do benefício com o aumento da capacidade. Assim, mostra-se uma oportunidade para a avaliação do máximo benefício marginal. Com os mesmos dados, é realizada a diferenciação da curva da Figura 16, gerando a Figura 17.

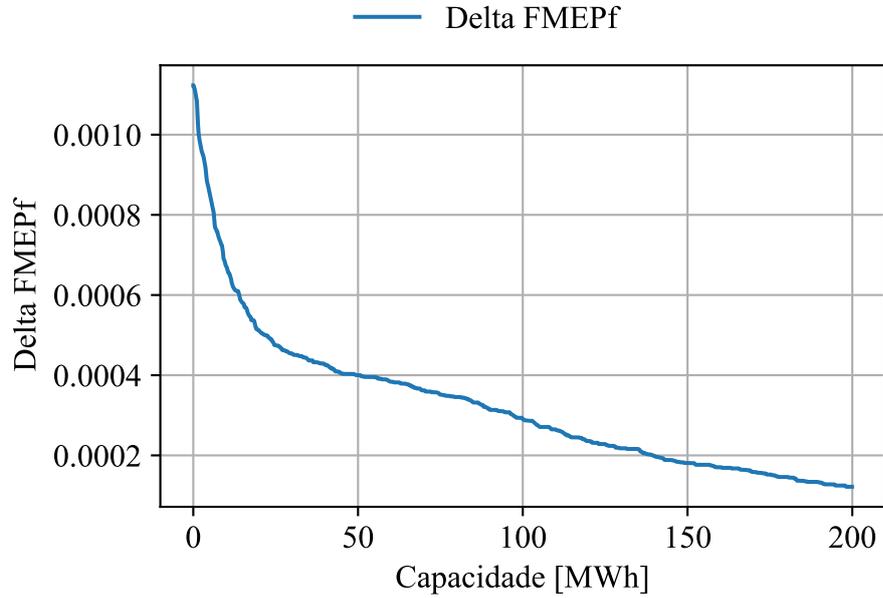
A partir da formação da curva, nota-se um ponto de inflexão, o qual denota que há uma redução considerável da variação do benefício marginal com o aumento de tamanho. É possível obtê-lo através da busca do ponto da curva mais próximo à origem, como proposto na imagem a seguir, no qual é realizado a busca do ponto da curva que é assíntota ao círculo de busca, como indica a Figura 18.

Dessa forma, a busca do benefício marginal utilizando esse princípio pode ser estendido para os diferentes índices de FMEP.

4.4.2 Função Objetivo

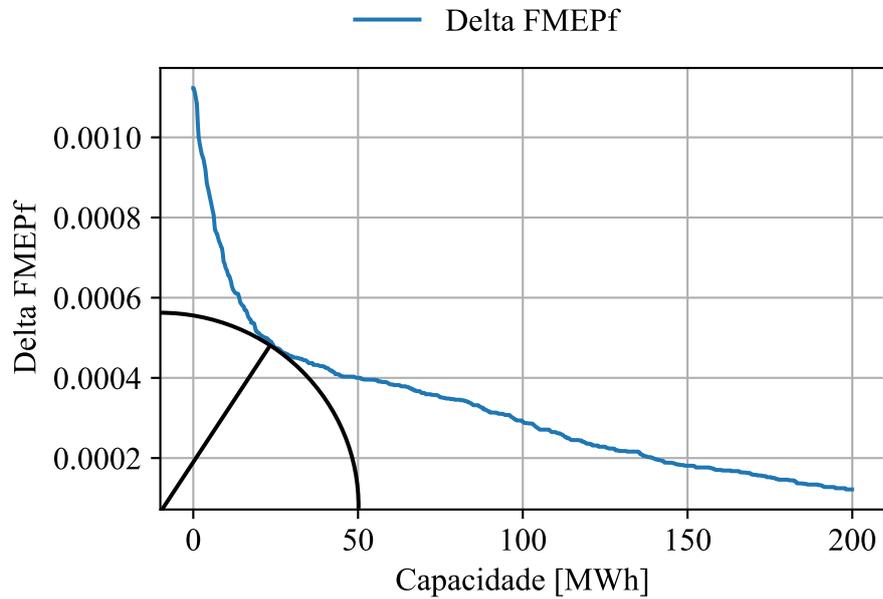
A partir da observação realizada em 4.4.1, onde se demonstrou a viabilidade da utilização do conceito de máximo benefício marginal, uma função objetivo foi desenvolvida, aplicando-se às necessidades específicas do problema e às restrições. A busca do ponto de inflexão foi realizada pela diferenciação da curva FMEP em função da capacidade. O problema de otimização proposto visou minimizar ξ de acordo com a seguinte expressão:

Figura 17 – Derivada da Variação da FMEP com o aumento da capacidade do SAEB.



Fonte:Própria do Autor.

Figura 18 – Processo de busca do ponto ótimo.



Fonte:Própria do Autor.

$$\xi = 100 \left\{ \sum \left[\frac{FMEP_F(C_i + \varepsilon) - FMEP_F(C_i)}{\varepsilon} \right] \right\}^2 +$$

$$+ 100 \left\{ \sum \left[\frac{FMEP_C(C_i + \varepsilon) - FMEP_C(C_i)}{\varepsilon} \right] \right\}^2 +$$

$$+ 100 \left\{ \sum \left[\frac{FMEP_{SB}(C_i + \varepsilon) - FMEP_{SB}(C_i)}{\varepsilon} \right] \right\}^2 + 100 [k_t k_n \sum C_i]^2, \quad (4.2)$$

sujeito às seguintes restrições: $E_{min} \leq E \leq E_{max}$ e $P_{SAEB}(t) \leq P_{SAEB}$, sendo,

$FMEPF(C_i)$ é o FMEP para flexibilidade, para a capacidade C_i ;

$FMEPC(C_i)$ é o FMEP para possibilidade de restrição, para a capacidade C_i ;

$FMEPSB(C_i)$ é o FMEP para fluxo de potência do barramento de balanço, para a capacidade C_i ;

k_n é a constante de normalização para a avaliação da capacidade do SAEB;

k_t é a constante de normalização para a avaliação do preço da tecnologia.

A função objetivo foi criada para realizar o somatório das reduções marginais das FMEPF, FMEPC e FMEPSB em relação à capacidade de armazenamento total do sistema, buscando minimizar a distância da curva formada à origem do sistema. Considerou-se k_t , que é a razão entre a tecnologia com maior valor e a tecnologia em avaliação no momento da busca, para comparar os preços das tecnologias em relação ao desempenho do SAEB no sistema, avaliado diretamente pelo ponto do benefício marginal máximo. A ponderação de 100 atribuída a várias condições oferece flexibilidade ao analista para valorar atributos específicos no dimensionamento necessário do SAEB, podendo reduzir o peso do índice da FMEP de Flexibilidade, por exemplo, enquanto aumenta o da FMEP de *Curtailment*.

As restrições do problema não estão explícitas a função objetivo e sim embutidas dentro dos cálculos individuais dos índices de confiabilidade, no qual foi obtido através da simulação da operação, durante as 26280 horas (3 anos), do SHGE em conjunto com os SAEB em rede. Ou seja, essas restrições não precisam ser tratadas posteriormente através de penalidades. O algoritmo de busca dos índices de FMEP considerou o modelo operacional da bateria, mantendo o SoC da bateria dentro dos níveis permitidos e atendendo às demandas mínimas de despacho em intervalos horários, respeitando as restrições de cada tecnologia. Diferentes índices de FMEP, vinculados ao tamanho, foram gerados ao longo desse período. A relação entre os tamanhos das baterias e os valores de FMEP foi aplicada na função objetivo para encontrar a solução ótima. Dessa maneira, tornou-se possível analisar simultaneamente, em diversos sítios candidatos, o funcionamento dos SAEB em conjunto com a usina híbrida, considerando também as diferentes tecnologias.

O fluxograma completo do algoritmo de dimensionamento ótimo dos SAEB é apresentado na Figura 19

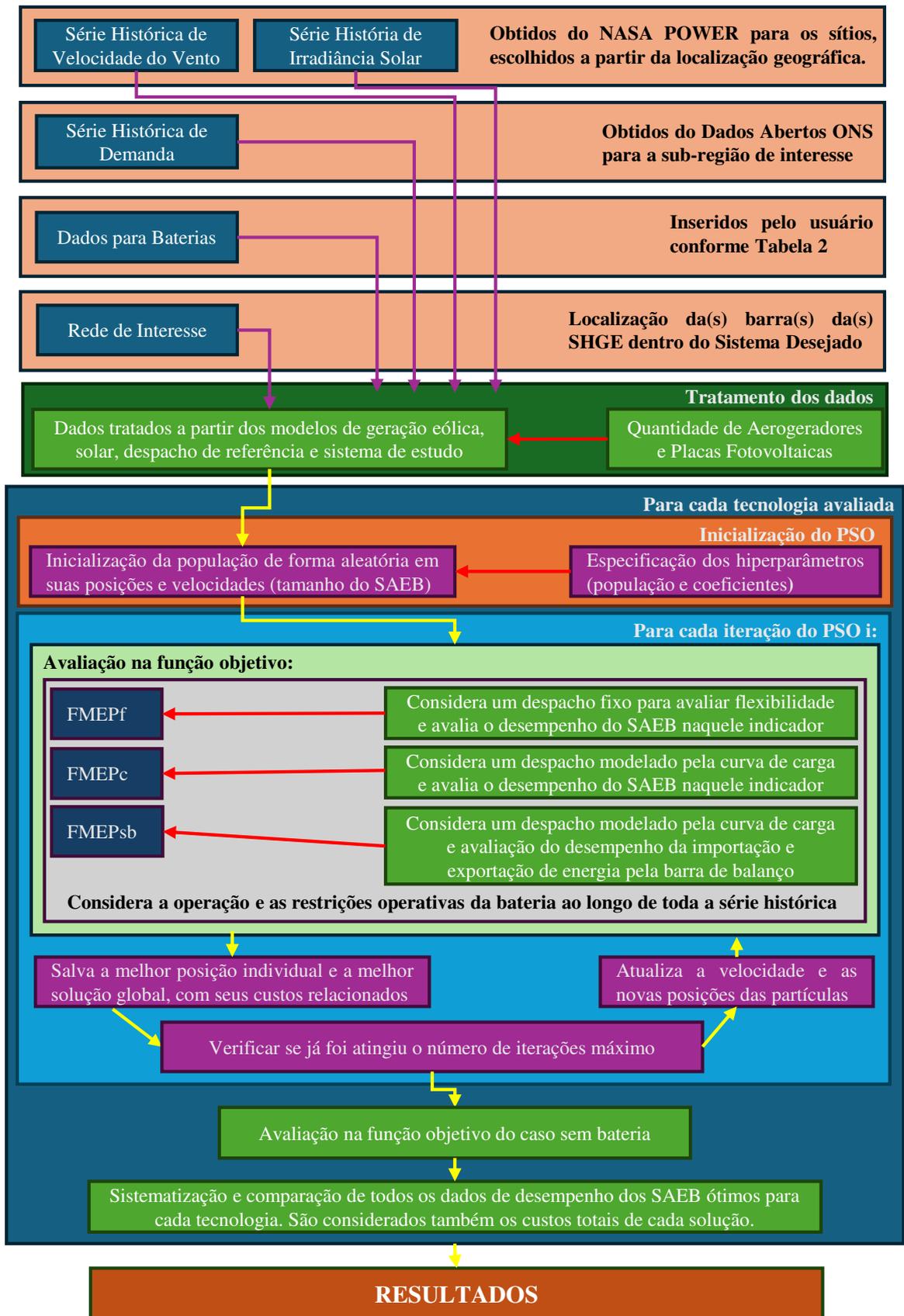
A metodologia apresentada, com a função objetivo, o algoritmo de otimização PSO e a aplicação do método NR para fluxo de potência, foi implementada em um programa desenvolvido na linguagem de programação Python.

Considerando uma situação com a avaliação de dois SAEB em SHGE, esses tendo capacidade instalada na ordem de 100 MW, em um sistema em rede, seria necessário realizar uma busca discreta, por potenciais soluções, em um espaço de 100,00x100,00, ou seja, um

total de 10^8 para ter uma precisão de duas casas decimais, impondo uma perspectiva otimista que o valor da capacidade de armazenamento ótima não passaria da capacidade instalada de cada uma das SHGE. Seria necessário para cada uma das soluções avaliadas a necessidade da execução de 26280 cenários de fluxo de potência por NR. Para uma situação equivalente a essa proposta, foi visto que o algoritmo de PSO, necessitaria da avaliação apenas de 2500 potenciais soluções. Principalmente quando se considera a necessidade da metodologia proposta de atingir a generalidade, a utilização da enumeração completa torna-se proibitiva, principalmente em redes com maiores número de barras pois há um aumento considerável do esforço computacional para se obter uma solução pelo método NR.

Devido à utilização do método NR para os cálculos de fluxo de potência, o custo computacional de avaliação de cada solução é consideravelmente alto, tornando inviável a avaliação de potenciais soluções para o problema proposto através da enumeração completa (busca exaustiva) dentro do espaço de busca. Considerando uma situação com a avaliação de dois SAEB em SHGE, ambos com capacidade instalada na ordem de 100 MW, em um sistema em rede, seria necessário realizar uma busca discreta por potenciais soluções em um espaço $100,00 \times 100,00$, ou seja, um total de 10^8 avaliações para ter uma precisão de duas casas decimais, assumindo, de forma otimista, que a capacidade de armazenamento ótima não ultrapassaria a capacidade instalada de cada uma das SHGE. Para cada uma das soluções avaliadas, seria necessária, ainda, a execução de 26.280 cenários de fluxo de potência por NR. Em uma situação equivalente à proposta, verificou-se que utilizando o PSO necessitaria da avaliação de apenas 2.500 potenciais soluções para que fosse encontrado a solução ótima. Considerando a necessidade da metodologia proposta de atingir a generalidade, a utilização da enumeração completa torna-se proibitiva, especialmente em redes com um maior número de barras, pois há um aumento considerável do esforço computacional para se obter uma solução pelo método NR.

Figura 19 – Fluxograma do dimensionamento ótimo do SAEB



Capítulo 5

Estudo de Casos e Análise dos Resultados

Os estudos de caso cujos resultados dão sustentação à dissertação são apresentados neste capítulo. Com eles são validadas as argumentações precedentes. A estrutura do capítulo segue a metodologia proposta e compreende os seguintes pontos específicos:

- Análise detalhada das características do sistema e dos parques de geração nos quais se quer que sejam instaladas baterias de capacidades ótimas;
- Caracterização do caso base, de geração e sem nenhum SAEB;
- O processo de dimensionamento ótimo e seus resultados diretos;
- Análise dos efeitos dos SAEB de capacidades ótimas no sistema, na barra de balanço e no despacho típico;

Para a validação da metodologia proposta e os impactos do dimensionamento ótimo SAEB considerando mais de uma localidade, foram criados três casos de estudo em ordem crescente de complexidade. Os casos foram elaborados visando possibilitar a avaliação de diferentes perspectivas da metodologia proposta, com um aumento gradual da complexidade da aplicação. Dessa forma foi possível avaliar, por exemplo, a aplicação dos diferentes indicadores de FMEP nos resultados, a complementaridade entre SHGE em diferentes localidades e até mesmo a localização na rede dos parques de geração e seus SAEB, além do impacto no dimensionamento ótimo. Os casos propostos são introduzidos e enumerados a seguir

1. Uma SHGE Aplicada ao IEEE 14 Barras (Caso 1): O primeiro caso de estudo considera uma única SHGE instalada no sistema IEEE de 14 Barras. São utilizados os insumos de vento e de irradiância da região de Serra do Mel, RN. Essa região possui uma complementaridade entre as fontes, dada as características de vento do litoral do RN. A análise desse caso tem como objetivo permitir a avaliação do desempenho do SAEB em uma configuração mais simplificada, possibilitando observações importantes para a construção do conhecimento sobre a metodologia de dimensionamento proposta. É observado o desempenho de cada tecnologia de armazenamento e seu dimensionamento ótimo, como também o impacto de cada um dos indicadores de FMEP no resultado.
2. Duas SHGE Aplicadas ao IEEE 14 Barras (Caso 2): O segundo caso é de dois SHGE aplicadas ao sistema IEEE 14 Barras. São explorados os insumos de Serra do Mel, RN,

Aracati,CE e Casa Nova,BA. A região de Aracati possui uma melhor relação de complementaridade em relação a Serra do Mel, entretanto a de Casa Nova possui uma relação de complementaridade consideravelmente pior, Essa configuração mais complexa visa investigar como a presença de múltiplos SHGE afetam o dimensionamento ótimo e a rede a partir da interação entre diferentes pontos de geração e a demanda. É observado o impacto principalmente na barra de balanço e na divisão das capacidades de armazenamento.

3. Duas SHGE Aplicadas ao IEEE 30 Barras (Caso 3): No terceiro caso de estudo, expande-se a análise para incluir duas SHGE aplicadas ao sistema IEEE 30 Barras. São explorados os insumos de Serra do Mel,RN e Aracati, CE. O uso de um sistema maior proporciona uma compreensão mais aprofundada das implicações do dimensionamento ótimo de SAEB em redes mais complexas, o impacto nas perdas e como realizar a alocação elétrica a partir das características do sistema.

Na Tabela 6 é apresentado uma síntese dos casos.

Tabela 6 – Tabela síntese dos casos avaliados

N	Sistema	Número de SHGE	Localizações Avaliadas	Objetivos Específicos
1	IEEE 14	1	Serra do Mel, RN	Avaliação de tecnologias e índices de confiabilidade, no dimensionamento ótimo;
2		2	Serra do Mel, RN, Aracati, CE e Casa Nova, BA	Avaliação da complementaridade entre SHGE, no dimensionamento ótimo;
3	IEEE 30			Serra do Mel, RN e Aracati, CE

5.1 SISTEMA TESTE IEEE DE 14 BARRAS COM UMA SHGE (CASO 1)

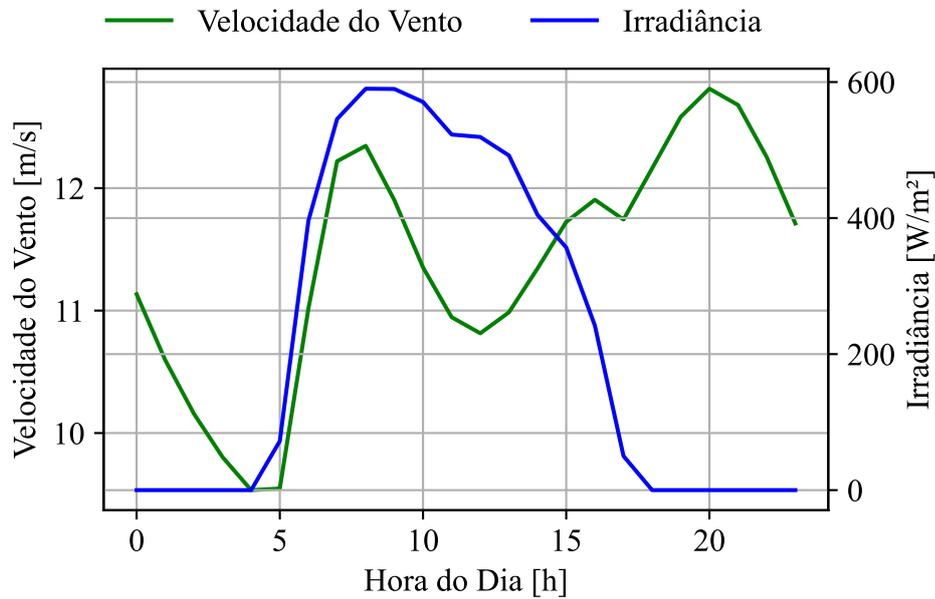
O primeiro estudo de caso envolve um SHGE aplicado ao sistema IEEE 14 Barras, com os dados de geração referentes à região de Serra do Mel, RN. Esta análise tem como objetivo avaliar a aplicação dos SAEB em uma configuração de menor complexidade, examinando o impacto direto dos SAEB em um sistema interligado, porém de menor escala. Tal enfoque permite um entendimento mais profundo sobre a eficácia do dimensionamento proposto, uma avaliação do desempenho de diferentes tecnologias de armazenamento e o impacto de cada um dos índices de FMEP no dimensionamento.

5.1.1 Características do Sistema e da Geração

Para o dimensionamento ótimo dos SAEB, utilizaram-se dados meteorológicos de 2020 a 2022, incluindo índices de irradiância solar e velocidade do vento, especificamente para a região

de Serra do Mel, RN, conforme ilustrado na Figura 20. A escolha desse local baseou-se em suas características eólicas e no potencial de complementaridade horária com a geração solar.

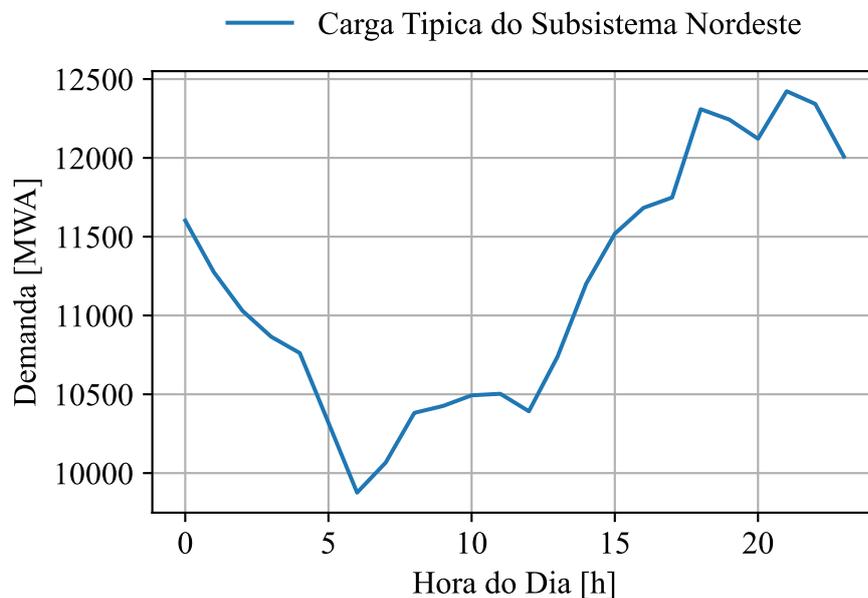
Figura 20 – Valores típicos da irradiância e velocidade do vento, durante o dia em Serra do Mel, RN.



Fonte:Própria do Autor.

Adicionalmente, os dados de carga que são usados nas análises da rede e como referência para os despachos, são do sistema nordeste do Brasil, obtidos junto ao ONS. Estes são representados na Figura 21.

Figura 21 – Valores típicos de demanda, durante o dia, no sistema Nordeste.

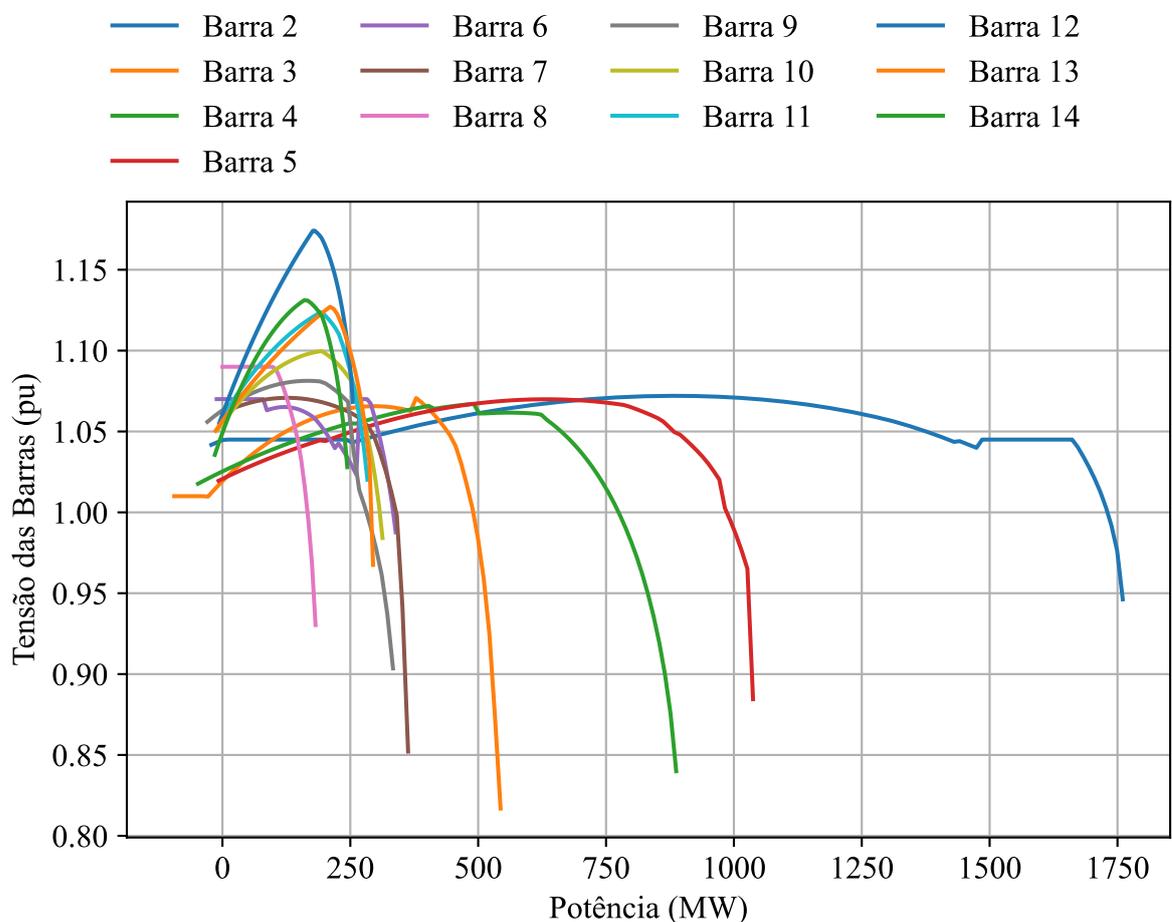


Fonte:Própria do Autor.

Para avaliar o impacto no sistema de transmissão, utilizou-se o como base o sistema interligado IEEE 14 barras. Uma das formas de alocar um SAEB, é através da utilização da curva P-V, gerada das barras do sistema (AHMAD; SINGH, 2020; NAIDJI et al., 2019). Uma análise de estabilidade de tensão é relevante na perspectiva de buscar pontos problemáticos com o aumento da carga ou geração, por exemplo.

Para o sistema IEEE 14 Barras, foram testadas todas as barras para identificar as mais suscetíveis à instabilidade de tensão com o aumento da geração renovável. A Figura 23 exibe a curva P-V.

Figura 22 – Curva P-V de todas as barras no sistema IEEE 14 Barras.

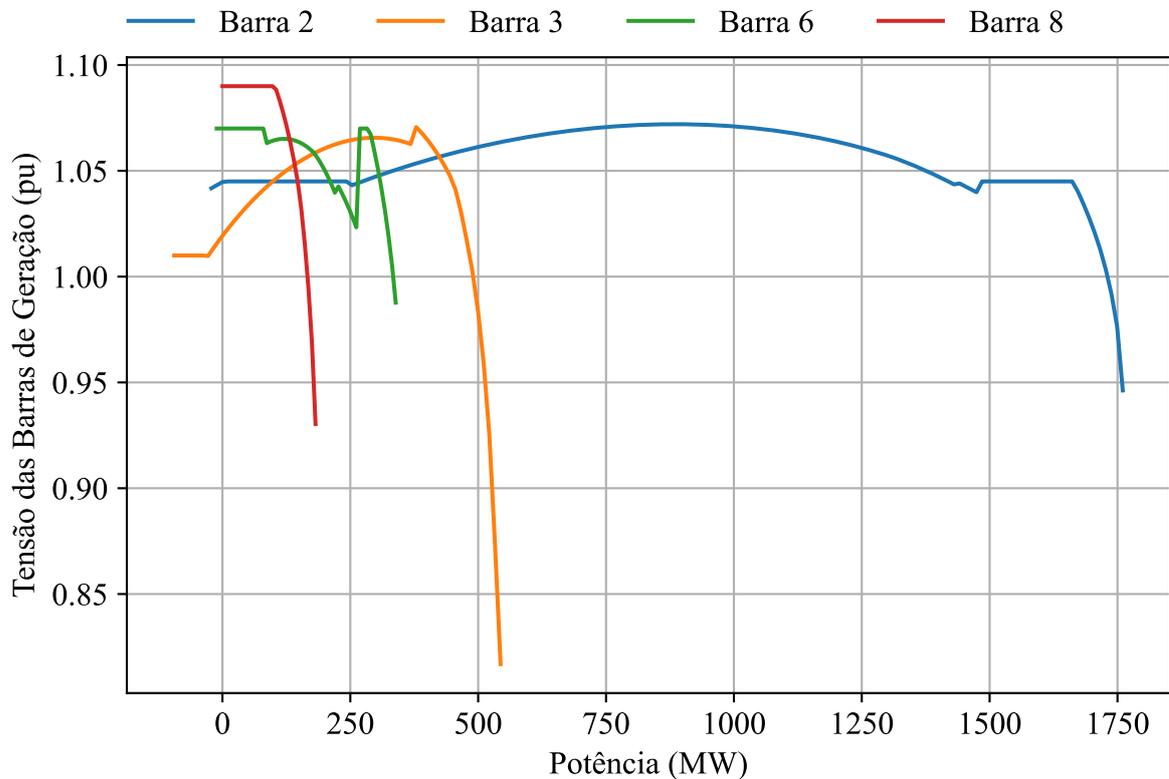


Fonte: Própria do Autor.

De forma análoga ao verificado por Mahmood et al. (2017) algumas barras se destacam como sendo bastante sensíveis ao aumento da potência, sendo possível pelo suporte de reativo de um SAEB, ter os efeitos amenizados, como as barras 10, 11, 12, 13, 14.

No caso da alocação do SHGE com o sistema de armazenamento, é interessante avaliar, dentro das barras tipo PV, quais seriam as mais fracas para aplicação na perspectiva de criar um caso mais estressado. A Figura 23 exibe a curva P-V do sistema IEEE 14 Barras, isolando apenas as barras tipo PV.

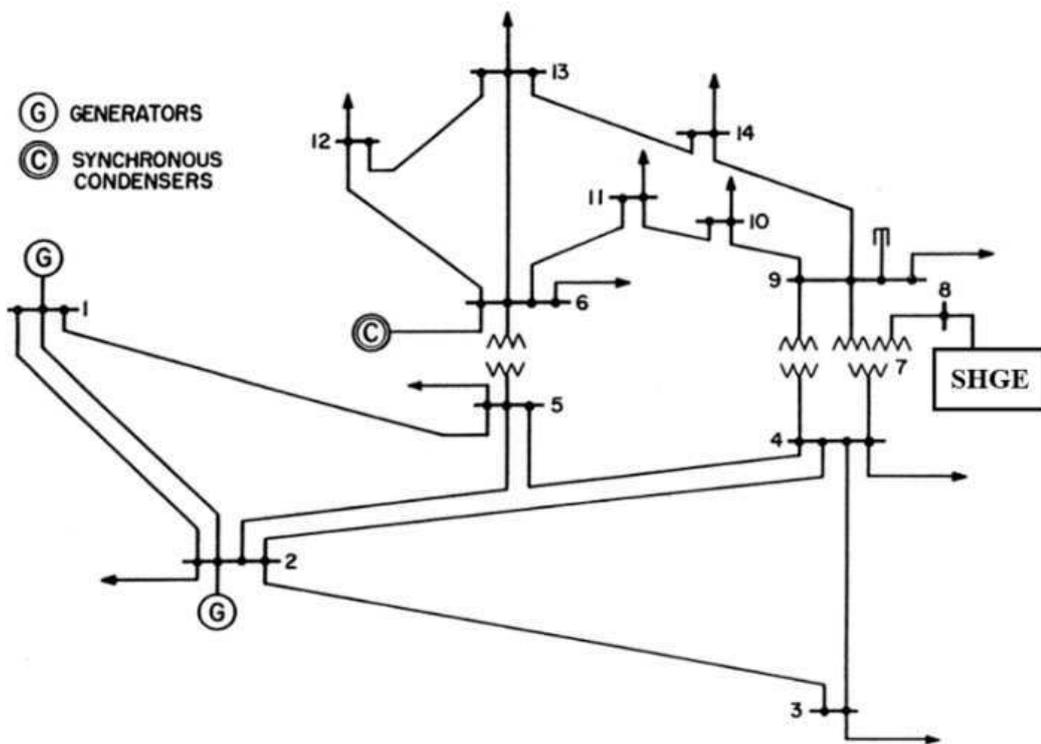
Figura 23 – Curva P-V das barras de geração no sistema IEEE 14 Barras.



Verifica-se que as barras que mais necessitam de suporte de reativo e apresentam maiores limitações de injeção de potência são as barras 6 e 8. Portanto, gerações localizadas nessas barras se beneficiaram da prestação de serviços ancilares pelos SAEB. Por outro lado, a barra menos suscetível é a barra 2 e 3, cuja sensibilidade da barra a variação de potência acaba sendo evitada pela proximidade elétrica à barra de balanço, que consegue fornecer um suporte de potência reativa maior.

Com base nos dados de carga e na avaliação da sensibilidade de tensão à injeção de potência foi realizada a integração do SHGE no sistema na barra 8, criando-se assim o Sistema-Teste 1, do Caso 1, como demonstrado na Figura 24. Os dados elétricos dos sistemas são apresentados na Tabela 7 e 8.

Figura 24 – Sistema-Teste 1, baseado no IEEE 14 Barras com SHGE alocada na Barra 8.



Fonte:(DEY; BHATTACHARYA; DAS, 2017), adicionada posição do SHGE.

Tabela 7 – Dados de Barras para o Sistema IEEE 14 Barras

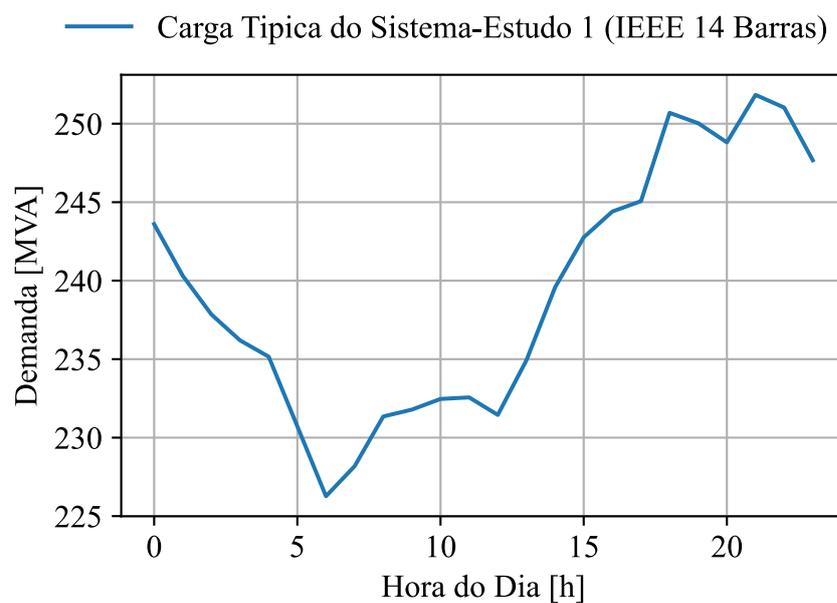
Barra	Tipo	Nome	V (pu)	Âng	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qgmin (Mvar)	Qgmax (Mvar)	PI (MW)	QI (Mvar)	Shunt (Mvar)
1	V0	Barra-01-HV	1,060	0,00	232,40	-16,90	-	-	-	-	-
2	PV	Barra-02-HV	1,045	-4,90	40,00	42,40	-40,00	50,00	21,70	12,70	-
3	PV	Barra-03-HV	1,010	-12,00	0,00	23,40	0,00	40,00	94,20	19,00	-
4	PQ	Barra-04-HV	1,019	-10,00	-	-	-	-	47,80	-3,90	-
5	PQ	Barra-05-HV	1,020	-8,70	-	-	-	-	7,60	1,60	-
6	PV	Barra-06-LV	1,070	-14,00	0,00	12,20	-6,00	24,00	11,20	7,50	-
7	PQ	Barra-07-ZV	1,062	-13,00	-	-	-	-	-	-	-
8	PV	Barra-08-TV	1,090	-13,00	0,00	17,40	-6,00	24,00	-	-	-
9	PQ	Barra-09-LV	1,056	-14,00	-	-	-	-	29,50	16,60	19,00
10	PQ	Barra-10-LV	1,051	-15,00	-	-	-	-	9,00	5,80	-
11	PQ	Barra-11-LV	1,057	-14,00	-	-	-	-	3,50	1,80	-
12	PQ	Barra-12-LV	1,055	-15,00	-	-	-	-	6,10	1,60	-
13	PQ	Barra-13-LV	1,050	-15,00	-	-	-	-	13,50	5,80	-
14	PQ	Barra-14-LV	1,036	-16,00	-	-	-	-	14,90	5,00	-

Tabela 8 – Dados de linha para o sistema IEEE 14 Barras.

De	Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (Mvar)	Tap
1	2	1,94	5,92	5,28	-
1	5	5,40	22,30	4,92	-
2	3	4,70	19,80	4,38	-
2	4	5,81	17,63	3,40	-
2	5	5,70	17,39	3,46	-
3	4	6,70	17,10	1,28	-
4	5	1,34	4,21	-	-
4	7	0,00	20,91	-	0,978
4	9	0,00	55,62	-	0,969
5	6	0,00	25,20	-	0,932
6	11	9,50	19,89	-	-
6	12	12,29	25,58	-	-
6	13	6,62	13,03	-	-
7	8	0,00	17,62	-	-
7	9	0,00	11,00	-	-
9	10	3,18	8,45	-	-
9	14	12,71	27,04	-	-
10	11	8,21	19,21	-	-
12	13	22,09	19,99	-	-
13	14	17,09	34,80	-	-

A integração da usina ao sistema ocorreu na barra 8, substituindo um compensador síncrono. As cargas do sistema foram modeladas para seguir a curva de demanda, com base nos dados originais das barras 4, 5, 9, 10, 11, 12, 13 e 14. As potências horárias dessas barras foram ajustadas com base no perfil de curva de demanda do sistema nordeste, ajustado ao valor estipulado pelo IEEE 14 Barras, para realizar a variação da carga no período de análise. A Figura 25 mostra a variação de toda a carga somada dentro do Sistema-Teste 1.

Figura 25 – Valores típicos de carga dentro do Sistema-Teste 1.



Fonte: Própria do Autor.

O sistema apresenta uma demanda média de aproximadamente 240 MW. Definiu-se para o local uma proporção de 90% eólica e 10% solar. Portanto, inseriu-se um SHGE com uma capacidade instalada de 175 MW, cuja potência média gerada ao longo do ano corresponde a aproximadamente metade da demanda média. A Tabela 9 apresenta os valores e as contribuições de cada fonte para a injeção de potência no sistema.

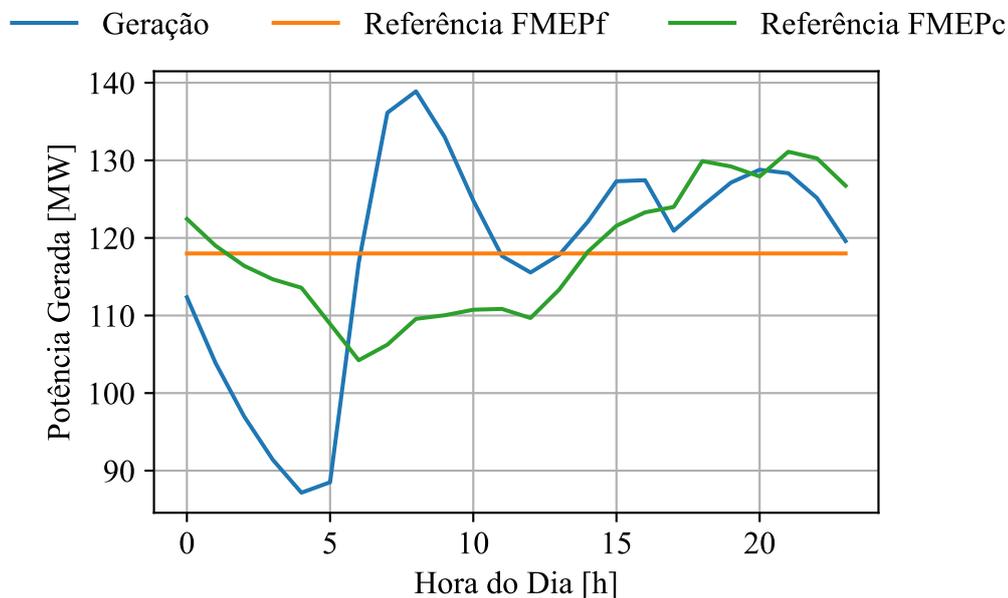
Tabela 9 – Dados do SHGE do Sistema-Teste 1

Tipo de Geração	Quantidade	Contribuição
Geração Eólica	105	157,5 MW
Geração Solar	24500	17,5 MW

5.1.2 Sistema-Teste 1

Com a configuração do sistema descrita, avalia-se a performance do SHGE aplicado ao Sistema-Teste 1. A Figura 26 permite a avaliação da geração final em conjunto com os despachos de referência para a FMEPc e FMEPf.

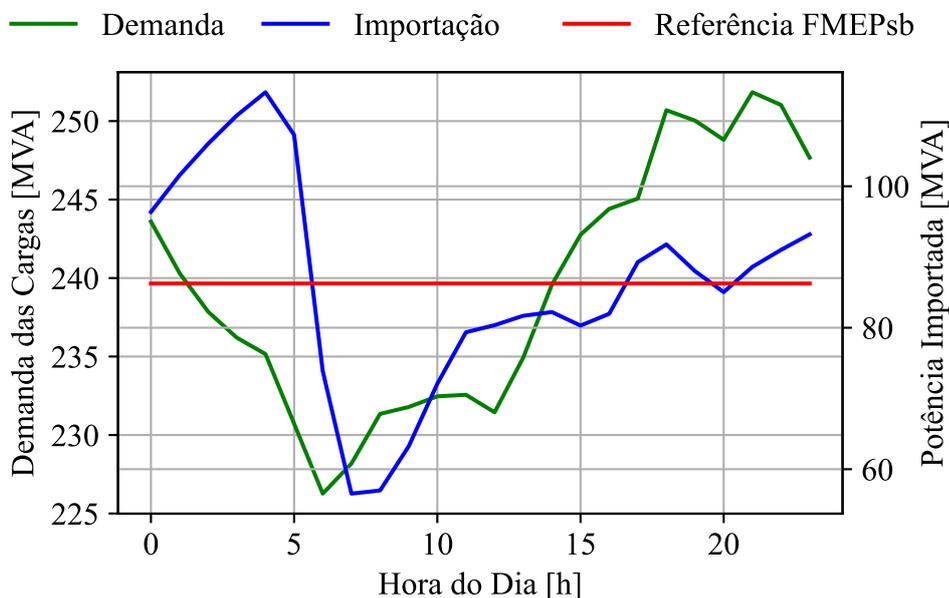
Figura 26 – Valores da geração típica do SHGE do Sistema-Teste 1 em comparação com a referência de FMEPf e FMEPc.



Fonte: Própria do Autor.

Através dessa geração, é possível avaliar os impactos na barra de balanço do sistema, que indica a importação e exportação de energia para atender à igualdade entre geração e demanda. A Figura 27 ilustra o desempenho da barra de balanço, alinhado aos despachos de referência para a FMEPsb.

Figura 27 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 1 em comparação com a referência de FMEPsb



Fonte: Própria do Autor.

A Tabela 10 apresenta os dados iniciais para os índices de confiabilidade, incluindo FMEPf, FMEPc e FMEPsb.

Tabela 10 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, sem SAEB.

Cenário	FMEPf	FMEPc	FMEPsb
Apenas SHGE	21,69%	22,00%	30,51%

5.1.3 Dimensionamento Ótimo de SAEB para o Caso 1

A partir do apresentado no Sistema-Teste 1, determinou-se o dimensionamento ótimo dos SAEB para cada tecnologia, utilizando os parâmetros para simulação dos SHGE com o dimensionamento ótimo do SAEB, expostos na Tabela 11. Os resultados estão dispostos na Tabela 12.

Os impactos de cada implementação de SAEB nos indicadores de FMEP estão detalhadamente expostos na Tabela 13, que inclui as reduções em cada índice em comparação ao valor original.

Os resultados indicam que a solução de PbA é a mais vantajosa, sendo a mais econômica entre as três e apresentando resultados marginalmente superiores em comparação ao Na-Íon. A solução de Na-Íon, embora mais cara devido à sua tecnologia recente, não oferece a melhor relação custo-benefício. A tecnologia Li-Íon, apesar de ter a melhor densidade de potência e

Tabela 11 – Parametros da simulação para o Sistema-Teste 1

Latitude	-5,1127878	SoC_{max}	Li-Íon, PbA e Na-Íon	0,9
Longitude	-37,1036113		$SoC_{inicial}$	0,9
Período	2020 à 2022		P_{max} Li-Íon	2
Carga Nordeste	2020 à 2022		P_{max} PbA	0,25
η_{PV}	0,23		P_{max} Na-Íon	0,67
η_{conv}	0,9		Preço Li-Íon	315
A_{PV}	3,12		Preço PbA	94
N_{PV}	24500		Preço Na-Íon	220
H	100		$\eta_{battery, Li-on}$	0,9
n	0,23		$\eta_{battery, PbA}$	0,7
P_{GEmax}	1500000		$\eta_{battery, Na-on}$	0,9
N_{GE}	105		k_n	1,00E-08
V_{min}	4		k_t	0,0031
V_{max}	25		População PSO	50
V_n	14		Iterações PSO	50
SoC_{min} Li-Íon e Na-Íon	0,1		Convergência NR	1,00E-03
SoC_{min} PbA	0,4			

Tabela 12 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 1.

Tecnologia	Capacidade	Preço Estimado
Li-Íon	18,58 MWh	5,85 M\$
PbA	93,13 MWh	8,75 M\$
Na-Íon	42,55 MWh	9,36 M\$

Tabela 13 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, com os SAEB.

Tecnologia	Indicadores		
	FMEPf	FMEPc	FMEPsb
Li-Íon	19,68% (-9,29%)	20,19% (-8,22%)	27,58% (-9,60%)
PbA	18,62% (-14,17%)	18,70% (-15,01%)	25,66% (-15,89%)
Na-Íon	18,87% (-13,01%)	18,98% (-13,71%)	26,11% (-14,42%)

energia, não justifica uma capacidade de armazenamento maior devido ao seu custo elevado, resultando num tamanho significativamente menor e com desempenho inferior às demais soluções, mantendo-se como a segunda opção mais cara. Como mostra (CEN et al., 2020), isso é uma característica da utilização da busca através do máximo benefício marginal, no qual opções com maior potencial de custo-benefício são escolhidas, e encontrado valores mais altos, em detrimento daquelas com baixo custo benefício.

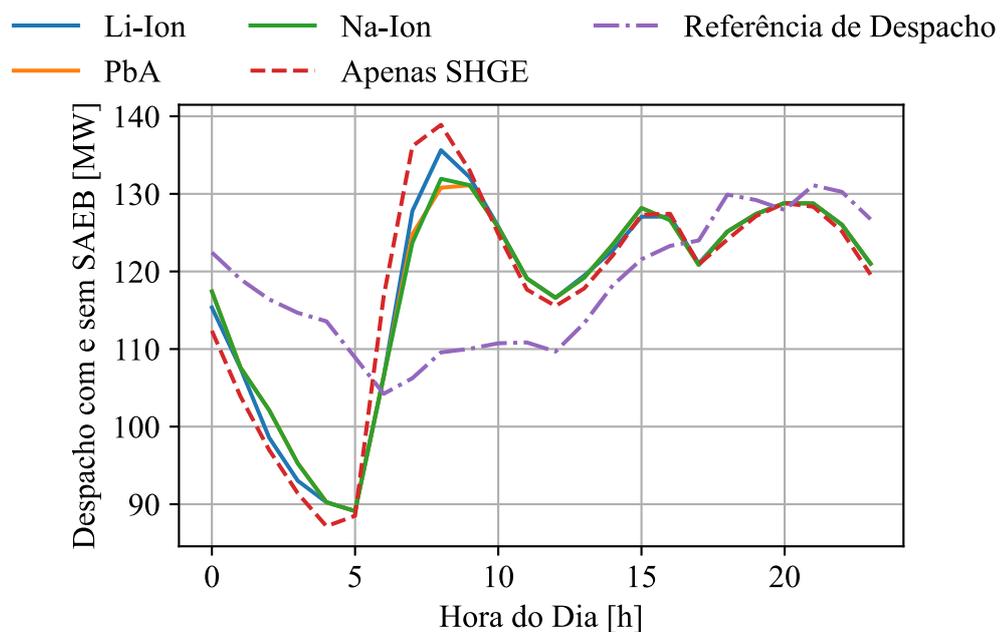
Vale ressaltar que esse resultado é similar ao encontrado por (MONCECCHI et al., 2018),

em seu trabalho aplicado a microrredes. No estudo realizado, a solução encontrada com PbA possuía desempenho similar a de Lí-ion, sendo quase três vezes mais barata em uma análise direta do custo de instalação. Os valores só se aproximavam com a consideração da troca das baterias de PbA pelo ciclo de vida menor, no qual os custos se aproximavam, entretanto ainda mostrando a PbA como a solução mais em conta. No trabalho citado, não foi analisado a Na-Íon, pela incipiência da aplicação dessa tecnologia na época

5.1.4 Aplicação dos Resultados Ótimos e Impactos no Sistema

Após a definição dos tamanhos ótimos, simulou-se o comportamento do sistema interconectado com e sem o SAEB, incluindo o despacho de geração e a importação de energia ao longo do tempo.

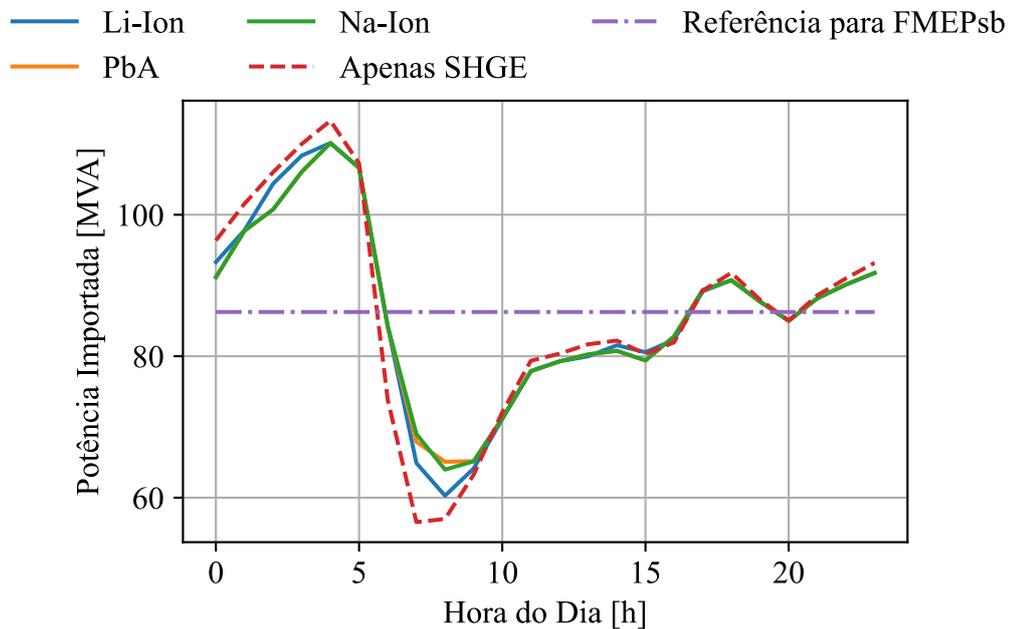
Figura 28 – Valores de geração típica do SHGE do Sistema-Teste 1 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte: Própria do Autor.

A Figura 28 ilustra o despacho típico de geração do SHGE, permitindo uma análise comparativa entre o cenário apenas sem SAEB e com as três configurações ótimas de SAEB. Observa-se que o despacho com SAEB tende a seguir a referência estabelecida. Dentre as tecnologias de SAEB, o Lí-Íon mostrou-se menos capaz, enquanto o PbA conseguiu tornar o despacho mais próximo da curva de referência. Notavelmente, o SAEB de PbA demonstrou um efeito de suavização mais pronunciado, embora todas as tecnologias apresentassem desempenhos similares. As limitações na potência máxima permitida e no SOC não foram suficientes para reduzir a eficiência do custo-benefício do PbA em comparação com as outras tecnologias. A bateria de Na-Íon mostrou-se um meio-termo, com desempenho similar ao de PbA, porém

Figura 29 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 1 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte: Própria do Autor.

ligeiramente mais cara. Considerando que essa tecnologia é recente, espera-se uma redução de preço no futuro com a economia de escala. Esta observação reforça o SAEB de PbA como uma opção eficiente e econômica, proporcionando maior capacidade e desempenho superior. Por outro lado, o SAEB de Li-Íon, apesar de sua alta performance, não compensa o aumento de tamanho para justificar seu preço mais elevado.

A Figura 29 mostra a importação de energia no barra de balanço, considerando cenários com e sem o SAEB no despacho. Observa-se o efeito de suavização na curva de potência, ao comparar o cenário sem SAEB com os cenários envolvendo SAEB. A presença da bateria resulta em uma redução significativa nas amplitudes da curva e nas flutuações de energia ao longo do período analisado, -11,93% no pior cenário e -14,05% no melhor. A amplitude típica, que é a variação entre o valor máximo e mínimo típico dentro de um dia, mostra uma redução de 20,05%. Este efeito oferece vantagens substanciais, como a diminuição da necessidade de intervenção do operador no sistema e a prevenção de gargalos no sistema de transmissão.

Uma análise importante é a comparação entre os SAEB de mesmo custo final. Em um cenário com restrição financeira, por exemplo, de \$10,000,000, a solução de PbA ainda seria a escolha ótima, como ilustra a Tabela 14.

Tabela 14 – Dimensionamento SAEB para o Sistema-Teste 1, considerando um preço total fixo para cada tecnologia.

Tecnologia	Capacidade	Indicadores		
		FMEPf	FMEPc	FMEPsb
Li-Íon	31,74 MWh	19,17% (-11,64%)	19,45% (-11,58%)	26,48% (-13,19%)
PbA	106,38 MWh	18,49% (-14,78%)	18,56% (-15,62%)	25,41% (-16,69%)
Na-Íon	45,45 MWh	18,83% (-13,23%)	18,90% (-14,09%)	26,02% (-14,69%)

5.1.5 Análises Específicas para o Caso 1

Conforme detalhado na metodologia, a função objetivo oferece flexibilidade no dimensionamento ótimo dos SAEB, levando em consideração as características mais relevantes do sistema, como a priorização entre critérios de flexibilidade e *curtailment*. Nesta seção, avalia-se o dimensionamento ótimo focando exclusivamente em cada um desses critérios e seus impactos.

5.1.5.1 Apenas FMEPf

Utilizando os dados e análises do Sistema-Teste 1, procedeu-se ao dimensionamento ótimo do SAEB para cada tecnologia, considerando apenas o indicador FMEPf. Os resultados estão apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 1, considerando apenas o FMEPf.

Tecnologia	Capacidade	Preço Estimado
Li-Íon	29,36 MWh	9,25 M\$
PbA	96,14 MWh	9,04 M\$
Na-Íon	58,27 MWh	12,82 M\$

Os impactos de cada implementação de SAEB nos indicadores de FMEP estão detalhados na Tabela 16, incluindo as reduções em cada índice comparadas ao valor original.

Tabela 16 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, com os SAEB, considerando apenas o FMEPf.

Tecnologia	Indicadores		
	FMEPf	FMEPc	FMEPsb
Li-Íon	19,25% (-11,29%)	19,57% (-11,06%)	26,63% (-12,71%)
PbA	18,59% (-14,31%)	18,67% (-15,15%)	25,60% (-16,07%)
Na-Íon	18,62% (-14,17%)	18,70% (-15,02%)	25,66% (-15,90%)

É notável a similaridade destes resultados com aqueles obtidos no dimensionamento ótimo global, que considera todos os indicadores. A solução de PbA se destaca como a mais econômica e de melhor desempenho, seguida de perto pela Na-Íon. Apesar de ser a tecnologia mais cara, o custo elevado da Na-Íon é justificado por sua inovação tecnológica. Por outro lado, a tecnologia de Li-Íon apresenta um custo-benefício menos vantajoso, resultando em um tamanho menor e desempenho inferior às demais soluções, com valor próximo ao do PbA.

5.1.5.2 Apenas FMEPc

Baseado nos dados e análises do Sistema-Teste 1, realizou-se o dimensionamento ótimo do SAEB para cada tecnologia, considerando apenas o indicador FMEPc, conforme ilustrado na Tabela 17.

Tabela 17 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 1, considerando apenas o FMEPc.

Tecnologia	Capacidade	Preço Estimado
Li-Íon	18,48 MWh	5,82 M\$
PbA	54,72 MWh	5,14 M\$
Na-Íon	33,33 MWh	7,33 M\$

Os impactos de cada implementação de SAEB nos indicadores de FMEP estão expostos na Tabela 18, com as reduções em cada índice comparadas ao valor original:

Tabela 18 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, com os SAEB, considerando apenas o FMEPc.

Tecnologia	Indicadores		
	FMEPf	FMEPc	FMEPsb
Li-Íon	19,68% (-9,27%)	20,20% (-8,19%)	27,59% (-9,56%)
PbA	19,09% (-12,00%)	19,33% (-12,12%)	26,35% (-13,62%)
Na-Íon	19,12% (-11,87%)	19,38% (-11,93%)	26,39% (-13,49%)

Comparativamente aos resultados anteriores, nota-se que o benefício marginal máximo é alcançado com menores capacidades de armazenamento para o indicador de *curtailment*, resultando em baterias de tamanho geralmente reduzido. Esta configuração representa um ótimo local, que se aproxima muito do ótimo global identificado no caso base. A preferência do algoritmo de otimização por soluções de maior tamanho é evidenciada na análise dos resultados.

A análise comparativa dos resultados apresentados nas Tabelas 17 e 18 revela que a solução de PbA se mantém como a mais vantajosa, sendo a mais econômica entre as três e apresentando desempenhos similares aos da Na-Íon. A solução de Li-Íon, apesar de ser a segunda

mais cara, apresenta um custo-benefício menos favorável, resultando em um tamanho menor e desempenho inferior às outras tecnologias.

5.1.5.3 Apenas FMEPsb

Com base nos dados e análises do Sistema-Teste 1, procedeu-se ao dimensionamento ótimo do SAEB para cada tecnologia, considerando apenas o indicador FMEPsb, conforme apresentado na Tabela 19.

Tabela 19 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 1, considerando apenas o FMEPsb.

Tecnologia	Capacidade	Preço Estimado
Li-Íon	18,58 MWh	5,85 M\$
PbA	53,71 MWh	5,05 M\$
Na-Íon	33,33 MWh	7,33 M\$

Os impactos de cada implementação de SAEB nos indicadores de FMEP são detalhados na Tabela 20, com as reduções em comparação aos valores originais.

Tabela 20 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 1, com os SAEB, considerando apenas o FMEPsb.

Tecnologia	Indicadores		
	FMEP _f	FMEP _c	FMEP _{sb}
Li-Íon	19,68% (-9,29%)	20,19% (-8,22%)	27,58% (-9,6%)
PbA	19,11% (-11,91%)	19,36% (-11,98%)	26,38% (-13,54%)
Na-Íon	19,12% (-11,87%)	19,38% (-11,93%)	26,39% (-13,49%)

Da mesma forma que no caso do FMEP_c, o benefício marginal máximo para o indicador FMEP_{sb} foi obtido com capacidades menores de armazenamento. Isso sugere uma possível correlação entre o FMEP_c e o FMEP_{sb}. A análise dos resultados apresentados nas Tabelas 19 e 20 reforça a solução de PbA como a mais vantajosa, sendo a mais econômica entre as três e com desempenho ligeiramente superior ao da Na-Íon.

5.2 SISTEMA TESTE IEEE DE 14 BARRAS COM DOIS SHGE (CASO 2)

O segundo estudo de caso é realizado considerando dois SHGE aplicados ao IEEE 14 Barras, o primeiro em Serra do Mel, RN e o segundo em Aracati, CE. Esta análise tem como objetivo avaliar o dimensionamento simultâneo de dois SAEB em rede, analisando o impacto direto do conjunto de baterias em um sistema interligado, entretanto, pequeno, a interação entre parques e suas características de geração no dimensionamento. A partir do

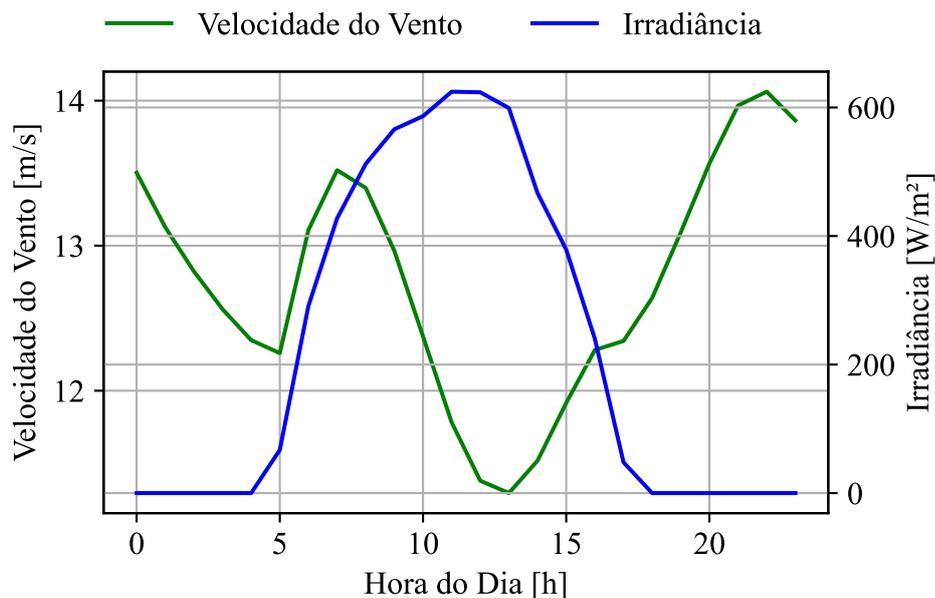
conhecimento mostrado no caso anterior é possível a construção do conhecimento sobre a eficácia do dimensionamento múltiplo de SAEB.

5.2.1 Características do Sistema e da Geração Local

Como já foi abordado as características de geração do parque localizado em Serra do Mel, no Caso 1(5.1.1), é mostrado, nessa seção, apenas as características de geração em Aracati, CE.

Para o dimensionamento ótimo dos SAEB, utilizaram-se dados meteorológicos dos anos de 2020 a 2022. Foram coletados índices de irradiância solar e velocidade do vento das regiões de Aracati, CE. A Figura 30 mostra os dados de irradiância e velocidade do vento deste local. A escolha de Aracati foi feita devido às suas características eólicas favoráveis e ao potencial de complementaridade horária com a geração solar, aparentemente superior ao observado em Serra do Mel, RN.

Figura 30 – Valores típicos da irradiância e velocidade do vento, durante o dia em Aracati, CE.

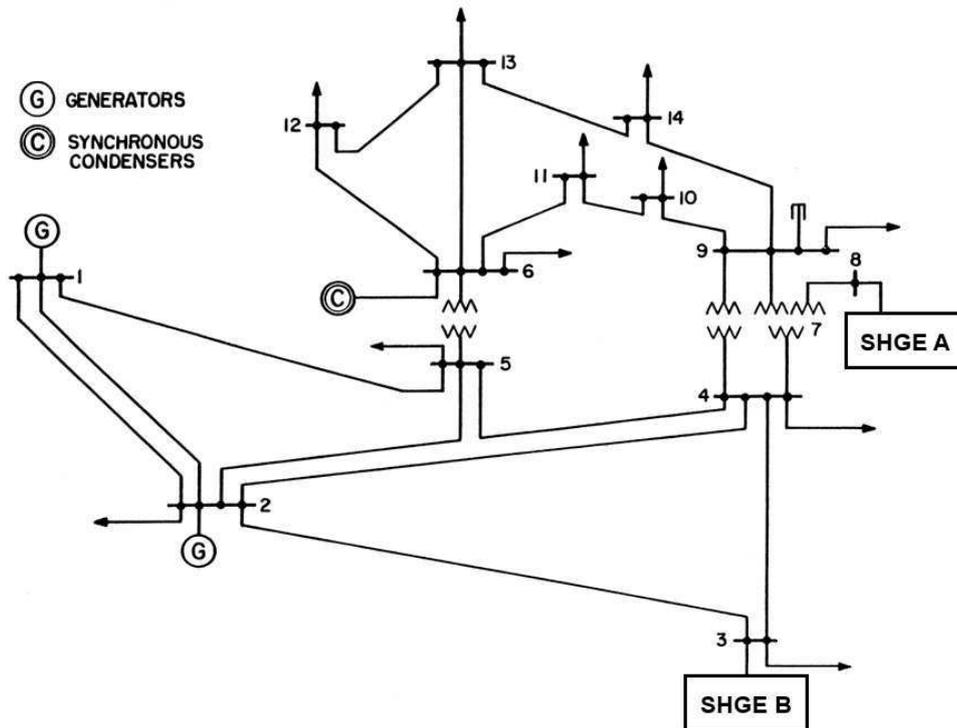


Fonte: Própria do Autor.

Os dados de carga, para análises na rede e referência para os despachos, são os mesmos utilizados no Caso 1, do sistema nordeste do SIN.

Dado a fragilidade da barra 6 (Figura 23, a localização simultânea da SHGE na barra 6 e 8 impedia o método NR de achar a solução para os casos de fluxo de potência. Após a 6, as próximas barras mais sensíveis seriam a 3. Supõe-se que os SHGE estão localizados nas barras 3 (Aracati) e 8 (Serra do Mel), do IEEE 14 Barras, conforme ilustrado na Figura 31, formando assim o Sistema-Teste 2. Originalmente, havia geração na Barra 3, agora substituída pelo novo parque híbrido e pelo SAEB.

Figura 31 – Sistema-Teste 2, baseado no IEEE 14 Barras com SHGE alocada na Barra 3 e 8.



Fonte:(DEY; BHATTACHARYA; DAS, 2017), adicionado a posição do SHGE.

Este sistema possui uma demanda média de aproximadamente 240 MW. Definiu-se, para o sítio em Aracati, CE, uma proporção de 87% eólica e 13% solar. Assim, inseriu-se um SHGE com uma capacidade instalada de aproximadamente 155 MW, cuja potência média gerada anualmente é cerca de metade da demanda média, complementando assim a geração de Serra do Mel. A Tabela 21 apresenta os valores e as contribuições de cada fonte para a injeção de potência no sistema:

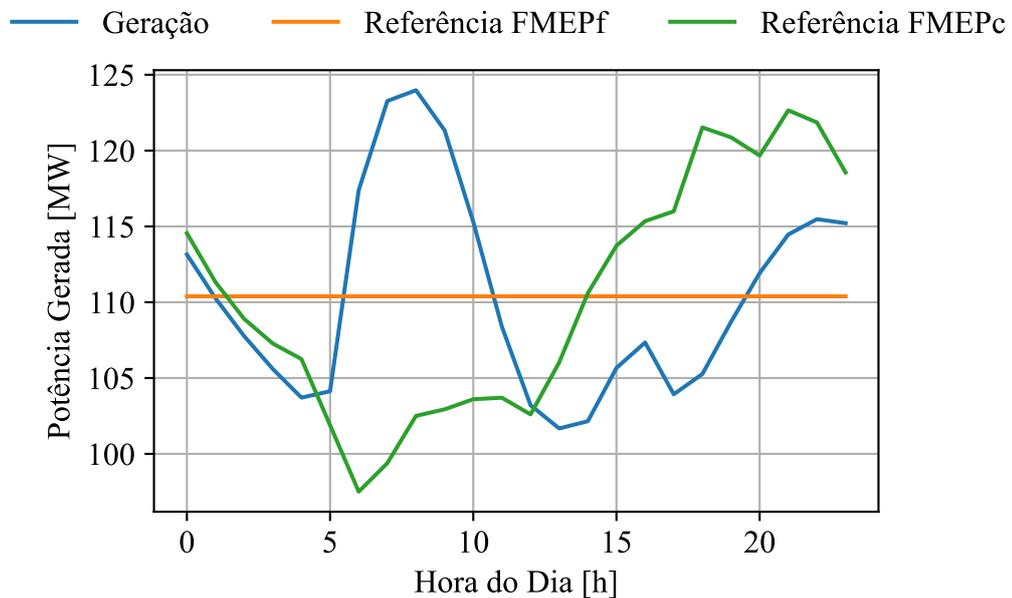
Tabela 21 – Dados do SHGE do Sistema-Teste 2 para Aracati, CE

	Geração Eólica	Geração Solar
Quantidade	90	28000
Contribuição	135 MW	20 MW

5.2.2 Sistema-Teste 2

Com a descrição completa do sistema, é possível avaliar o desempenho dos SHGE aplicados ao Sistema-Teste 2. Primeiramente, a Figura 32 permite avaliar a geração final em conjunto com os despachos de referência para a FMEPc e FMEPf, especificamente para a SHGE de Aracati, CE.

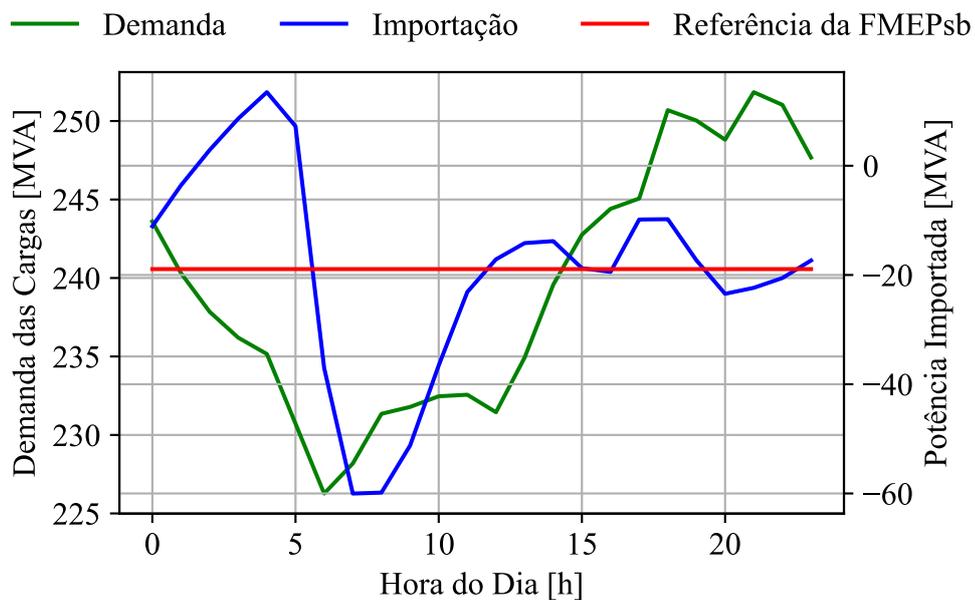
Figura 32 – Valores da geração típica do SHGE em Aracati, CE, em comparação com FMEPF e FMEPc.



Fonte:Própria do Autor.

Com a geração, é possível avaliar os impactos na barra de balanço do sistema, que reflete a importação e exportação de energia de um sistema externo para manter o equilíbrio entre geração e demanda. A Figura 33 apresenta o desempenho da barra de balanço, com os dois SHGE em operação, com os despachos de referência para a FMEPsb.

Figura 33 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 2 em comparação com FMEPsb



Fonte:Própria do Autor.

Neste caso, observa-se que, em diversas horas do dia, ocorre a exportação de energia para o sistema. Isso permite a elaboração da Tabela 22 com os dados iniciais para os índices de confiabilidade FMEP_f, FMEP_c e FMEP_{sb}.

Tabela 22 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2, sem SAEB

	Indicadores		
	FMEP _f	FMEP _c	FMEP _{sb}
SHGE A	21,69%	22,00%	163,70%
SHGE B	17,68%	19,17%	

Vale ressaltar que, com o valor médio de importação próximo de 0, o valor de FMEP_{sb}, que é uma razão, aumenta significativamente. Os valores dos indicadores precisam ser comparados entre as situações com e sem bateria. Observa-se também que o SHGE B (Aracati) possui uma característica de complementaridade superior, em comparação ao SHGE A (Serra do Mel).

5.2.3 Dimensionamento Ótimo de SAEB para o Caso 2

A partir do apresentado no Sistema-Teste 2, determinou-se o dimensionamento ótimo dos SAEB para cada tecnologia, utilizando os parâmetros para simulação dos SHGE com o dimensionamento ótimo do SAEB, expostos na Tabela 23. Os resultados estão dispostos na Tabela 24.

A Tabela 25 detalha os resultados da análise dos indicadores de FMEP com cada implementação de SAEB, incluindo as reduções em cada índice em comparação com o valor original.

Os resultados sugerem que a solução de PbA oferece o melhor desempenho, apesar de, nesse Caso 2, ser a solução com maior custo. A de Li-Íon apresentou o pior desempenho, entretanto o menor custo. A tecnologia de Li-Íon, apesar de sua alta eficiência, tem um custo-benefício baixo neste caso de análise, resultando em uma capacidade significativamente menor, com desempenho inferior às demais soluções. Conforme discutido no Caso 1, entende-se que a solução de PbA para aplicações em SAEB é mais interessante do ponto de vista de custo-benefício, alcançando o benefício marginal máximo com tamanhos maiores, dada a melhora significativa do sistema.

Uma característica advinda da utilização do máximo benefício marginal para busca dos resultados ótimos, observada também por Cen et al. (2020), é que as soluções geradas não tem a características de serem excessivamente conservadoras, ou seja, não gera resultados sobredimensionado evitando que o problema de otimização seja apenas norteado pelas restrições impostas. É notado que o SHGE B possui melhores indicadores de FMEP iniciais, fazendo com que tamanhos maiores de SAEB não trouxessem retorno tão acentuado quando o observado no SHGE A.

Tabela 23 – Parametros da Simulação para o Sistema-Teste 2

Latitude Sítio A	-5,1127878	Latitude Sítio B	-4,404948
Longitude Sítio A	-37,1036113	Longitude Sítio B	-37,775803
Período	2020 à 2022	SoC_{max} Li-Íon, PbA e Na-Íon	0,9
Carga Nordeste	2020 à 2022	$SoC_{inicial}$	0,9
η_{PV}	0,23	P_{max} Li-Íon	2
η_{conv}	0,9	P_{max} PbA	0,25
A_{PV}	3,12	P_{max} Na-Íon	0,67
N_{PV} Sítio A	24500	Preço Li-Íon	315
N_{PV} Sítio B	28000	Preço PbA	94
H	100	Preço Na-Íon	220
n	0,23	$\eta_{battery, Li-on}$	0,9
P_{GEmax}	1500000	$\eta_{battery, PbA}$	0,7
N_{GE} Sítio A	105	$\eta_{battery, Na-on}$	0,9
N_{GE} Sítio B	90	k_n	1,00E-08
V_{min}	4	k_t	0,0031
V_{max}	25	População PSO	50
V_n	14	Iterações PSO	50
SoC_{min} Lí-Íon e Na-Íon	0,1	Convergência NR	1,00E-03
SoC_{min} PbA	0,4		

Tabela 24 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 2.

Tecnologia	Capacidade Sítio A	Capacidade Sítio B	Preço Sítio A	Preço Sítio B	Preço Total
Li-Íon	18.58 MWh	10.71 MWh	5.85M\$	3.37 M\$	9.23 M\$
PbA	93.14 MWh	45.83 MWh	8.75 M\$	4.31 M\$	13.06 M\$
Na-Íon	33.33 MWh	19.47 MWh	7.33 M\$	4.28 M\$	11.62 M\$

Tabela 25 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2, com os SAEB.

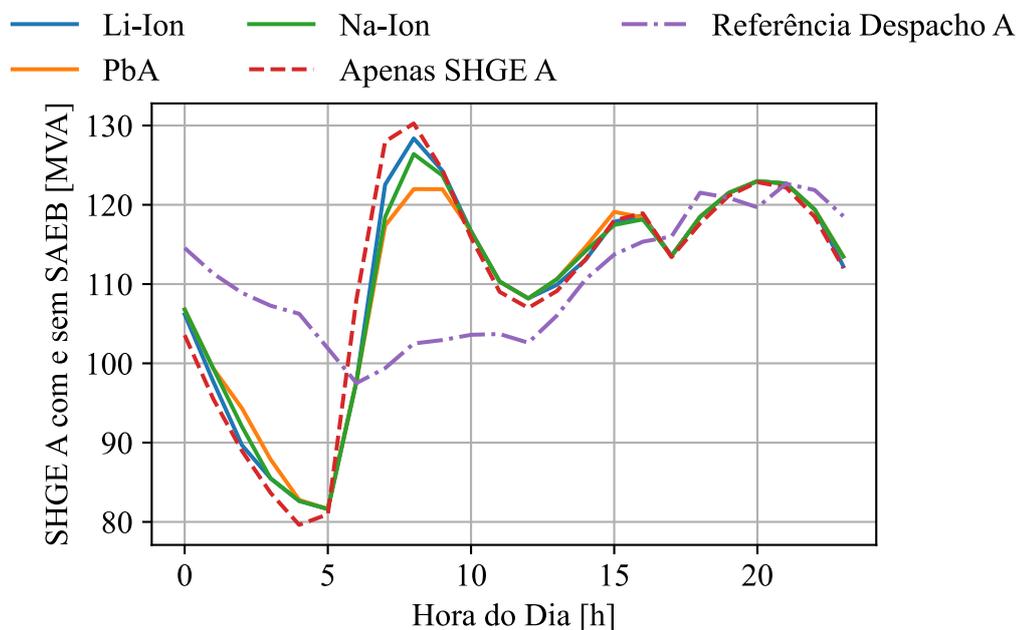
Tecnologia	Indicadores				
	FMEPF Sítio A	FMEPF Sítio B	FMEPC Sítio A	FMEPF Sítio B	FMEPSB
Li-Íon	19.68%	17.10%	20.19%	18.35%	153.77%
	(-9.29%)	(- 3.32%)	(-8.22%)	(-4.26%)	(-6.07%)
PbA	18.62%	16.75%	18.70%	17.66%	146.88%
	(-14.17%)	(-5.32%)	(-15.01%)	(-7.89%)	(-10.28%)
Na-Íon	19.12%	16.90%	19.38%	17.97%	150.06%
	(-11.87%)	(-4.44%)	(-11.93%)	(-6.26%)	(-8.34%)

É possível notar algumas mudanças com relação ao Caso 1. A relação de complementaridade entre sítios começa a afetar o resultado do SHGE A, resultando em um impacto mais significativo na solução do armazenamento de Na-Íon. A capacidade ótima de armazenamento passou de 42,55 MWh para 33,33 MWh.

5.2.4 Aplicação dos Resultados Ótimos e Impactos no Sistema

Com os tamanhos ótimos dos SAEB definidos, foi possível simular o despacho de geração e o comportamento do sistema interconectado, incluindo a importação de energia ao longo do tempo.

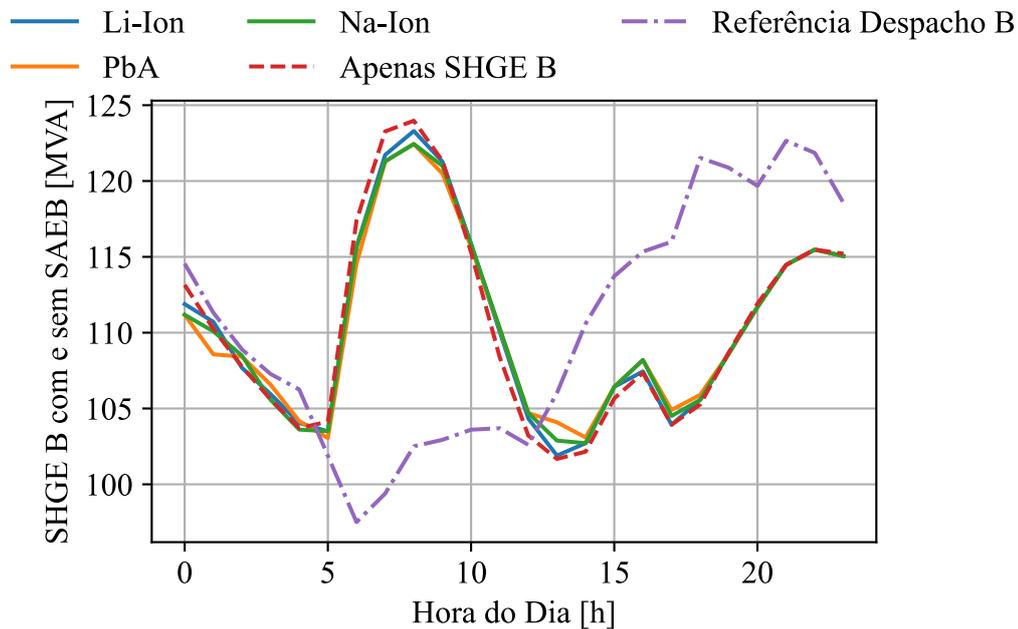
Figura 34 – Valores de geração típica do SHGE A do Sistema-Teste 2 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte: Própria do Autor.

As Figuras 34 e 35 dos sítios A e B apresentam o despacho típico de geração, proporcionando uma análise comparativa entre o cenário com apenas SHGE e as três configurações ótimas de SAEB. Observa-se que os despachos com SHGE e SAEB tentam acompanhar a referência estabelecida. Entre as tecnologias de SAEB, a de Lítio é a menos eficaz nessa tarefa, enquanto a de PbA exibe um efeito de suavização mais pronunciado. As limitações na potência máxima permitida e no SOC não são suficientes para comprometer o custo-benefício da tecnologia de PbA em comparação com as demais. A bateria de Na-Íon representa um meio termo, com desempenho ligeiramente inferior ao de PbA. Essa observação destaca, novamente, o SAEB de PbA como uma opção eficiente e econômica, oferecendo maior capacidade e desempenho superior. Por outro lado, apesar de sua alta performance, o SAEB de Lítio não justifica um aumento de tamanho para compensar seu preço mais elevado.

Figura 35 – Valores de geração típica do SHGE B do Sistema-Teste 2 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



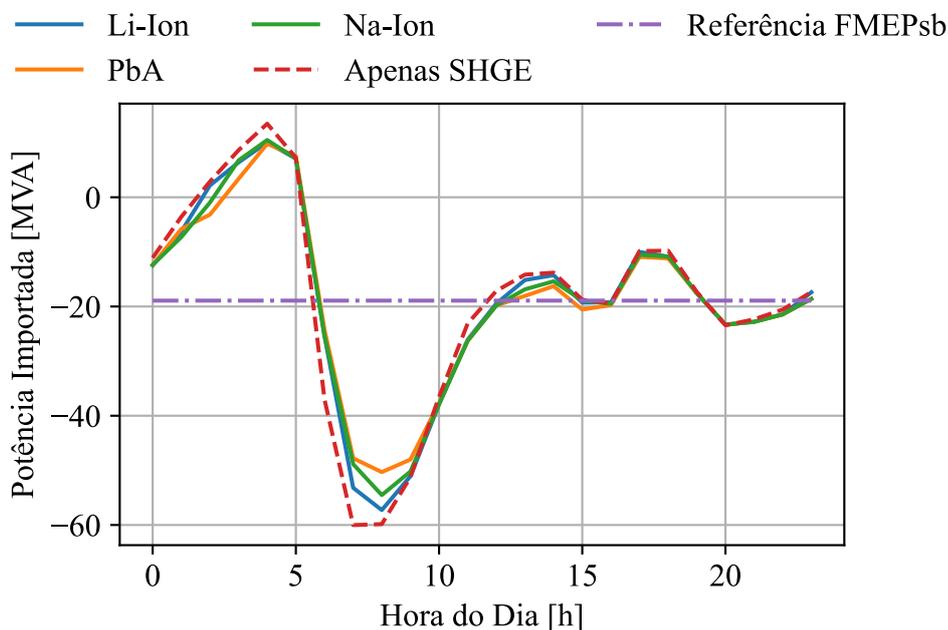
Fonte: Própria do Autor.

É importante ressaltar que o algoritmo priorizou a alocação de armazenamento no sítio A, cujo SAEB possui então uma melhor relação custo-benefício para reduzir os indicadores de FMEP. O sítio B, como inicialmente apresentou-se melhor em todos os parâmetros de confiabilidade em relação ao A, mostrou que a alocação de SAEB resulta em uma redução, contudo, menos expressiva dos índices de FMEP. Assim, torna-se relevante comparar como outras características de geração afetam a distribuição das capacidades dos SAEB.

A Figura 36 ilustra a importação típica de energia no barra de balanço do sistema-teste 2, considerando cenários com e sem a assistência do SAEB no despacho. Observa-se um efeito notável de suavização na curva de potência ao comparar o caso base com os cenários que envolvem o SAEB. Em geral, a presença da bateria resulta em uma redução das amplitudes da curva e das flutuações de energia ao longo do ano, 6,07% no pior cenário a 10,28% no melhor. Observa-se uma redução de 18,04% na amplitude típica. Esse efeito de suavização traz vantagens substanciais, incluindo a redução da necessidade de intervenção do operador no sistema e a prevenção de gargalos no sistema de transmissão. Vale também ressaltar o efeito interessante observado no caso das baterias de Li-Íon e Na-Íon. Como o sítio B tem um comportamento mais desejado, apresentando, a priori, uma menor sujeição ao *curtailment*, isso impacta em uma barra de balanço que teria um comportamento de menor variação diária. Assim, a necessidade do uso de bateria pelo sistema é reduzida apenas pela presença do sítio B, resultando assim, para o sítio A, uma capacidade menor que aquela encontrada no Caso 1.

Este caso mostrou uma redução na barra de balanço menor que no Caso 1 com apenas

Figura 36 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 2 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte: Própria do Autor.

um parque. Isso sugere que a influência positiva do sítio B na redução das variações das curvas da barra de balanço, contribuindo assim para diminuir, a priori, a necessidade de SAEB.

5.2.5 Análises específicas para o Caso 2

Nesta seção, analisa-se a distribuição das capacidades dos SAEB em dois cenários distintos: ambos os sítios com desempenho semelhante e o sítio B com desempenho inferior (valores maiores de FMEP) ao sítio A. Esta análise é fundamental para entender a influência nas capacidades ótimas do SAEB pelas variações nas curvas de geração dos sítios.

5.2.5.1 Sítio A e B em Serra do Mel (Caso 2a)

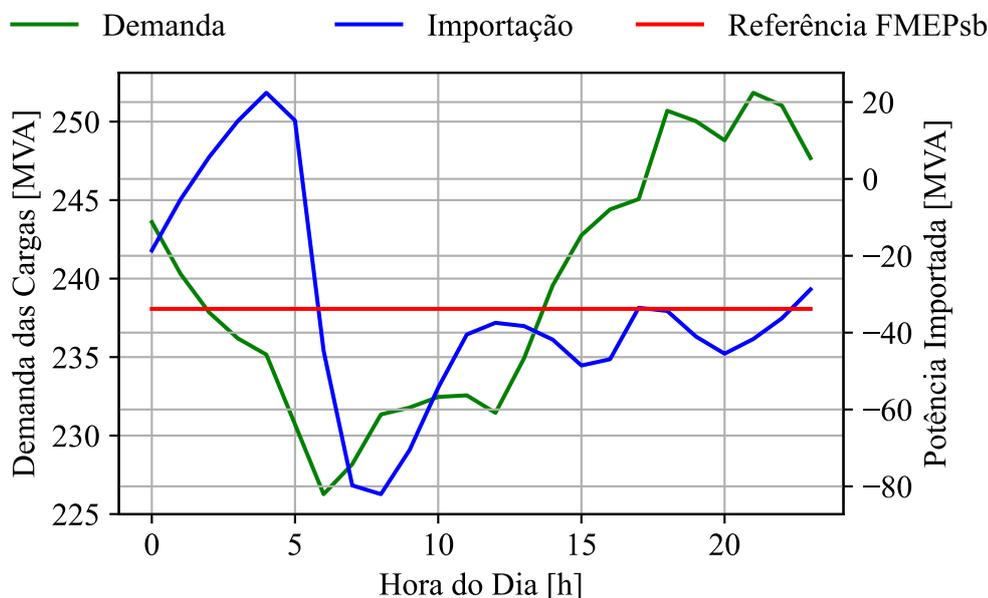
Esta variação do Sistema-Teste 2 considera duas SHGE aplicadas ao mesmo sistema IEEE 14 Barras, entretanto ambas localizadas em Serra do Mel, RN. O objetivo é avaliar o dimensionamento simultâneo de dois SAEB com apenas uma característica de geração e seu impacto em um sistema interligado de pequena escala.

Supõe-se que as SHGE estão localizadas nas barras 3 e 8 do sistema IEEE 14 barras, similarmente ao Sistema-Teste 2. O Sistema-Teste 2a tem uma demanda média de aproximadamente 240 MW e manteve-se a capacidade instalada do sítio do Caso 1.

Com a descrição completa do sistema, é possível avaliar a performance das SHGE aplicadas ao sistema IEEE 14 Barras. A análise foca nos impactos na barra de balanço. A

Figura 37 mostra o desempenho da barra de balanço em conjunto com os despachos de referência para a FMEP de Barra de Balanço.

Figura 37 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 2a em comparação com FMEPsb



Fonte: Própria do Autor.

Assim como observado no Caso 2, nota-se que, em várias horas do dia, ocorre a exportação de energia para o sistema. É elaborada a Tabela 26 com os dados iniciais para os índices de confiabilidade FMEP_f, FMEP_c e FMEP_{sb}.

Tabela 26 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2a, sem os SAEB.

	Indicadores		
	FMEP _f	FMEP _c	FMEP _{sb}
SHGE A	21,70%	22,00%	147.39%
SHGE B	21,70%	22,00%	147.39%

É importante considerar que, com o valor médio de importação próximo de zero, o valor de FMEP_{sb}, sendo uma razão, aumenta significativamente. Portanto, os valores dos indicadores devem ser comparados entre as situações com e sem a presença de baterias.

Com base nos dados mostrados, o dimensionamento ótimo do SAEB para cada tecnologia foi determinado e é apresentado na Tabela 28. Os parâmetros para simulação dos SHGE com o dimensionamento ótimo do SAEB, são expostos na Tabela 27.

Os resultados da análise dos indicadores de FMEP para cada implementação de SAEB são detalhados na Tabela 29, mostrando as reduções em cada índice em comparação com o valor original.

Tabela 27 – Parametros da Simulação para o Sistema-Teste 2a

Latitude Sítio A	-5,1127878	Latitude Sítio B	-5,1127878
Longitude Sítio A	-37,1036113	Longitude Sítio B	-37,1036113
Período	2020 à 2022	SoC_{max} Li-Íon, PbA e Na-Íon	0,9
Carga Nordeste	2020 à 2022	$SoC_{inicial}$	0,9
η_{PV}	0,23	P_{max} Li-Íon	2
η_{conv}	0,9	P_{max} PbA	0,25
A_{PV}	3,12	P_{max} Na-Íon	0,67
N_{PV} Sítio A	24500	Preço Li-Íon	315
N_{PV} Sítio B	24500	Preço PbA	94
H	100	Preço Na-Íon	220
n	0,23	$\eta_{battery, Li-on}$	0,9
P_{GEmax}	1500000	$\eta_{battery, PbA}$	0,7
N_{GE} Sítio A	105	$\eta_{battery, Na-on}$	0,9
N_{GE} Sítio B	105	k_n	1,00E-08
V_{min}	4	k_t	0,0031
V_{max}	25	População PSO	50
V_n	14	Iterações PSO	50
SoC_{min} Li-Íon e Na-Íon	0,1	Convergência NR	1,00E-03
SoC_{min} PbA	0,4		

Tabela 28 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 2a.

Tecnologia	Capacidade Sítio A	Capacidade Sítio B	Preço Sítio A	Preço Sítio B	Preço Total
Li-Íon	18,58 MWh	18,59 MWh	5,85 M\$	5,85 M\$	11,71 M\$
PbA	93,14 MWh	93,14 MWh	8,76 M\$	8,76 M\$	17,51 M\$
Na-Íon	42,55 MWh	42,55 MWh	9,36 M\$	9,36 M\$	18,72 M\$

A análise dos resultados indica que a solução de PbA é a mais eficiente em termos de desempenho. Embora a solução de Li-Íon seja a mais econômica, ela apresentou o pior desempenho.

Nesse caso específico, como não mudou a relação de complementaridade entre os SHGE comparado ao Caso 1, os resultados indicaram uma solução igual para ambos os sítios, não escolhendo um sítio específico em detrimento do outro.

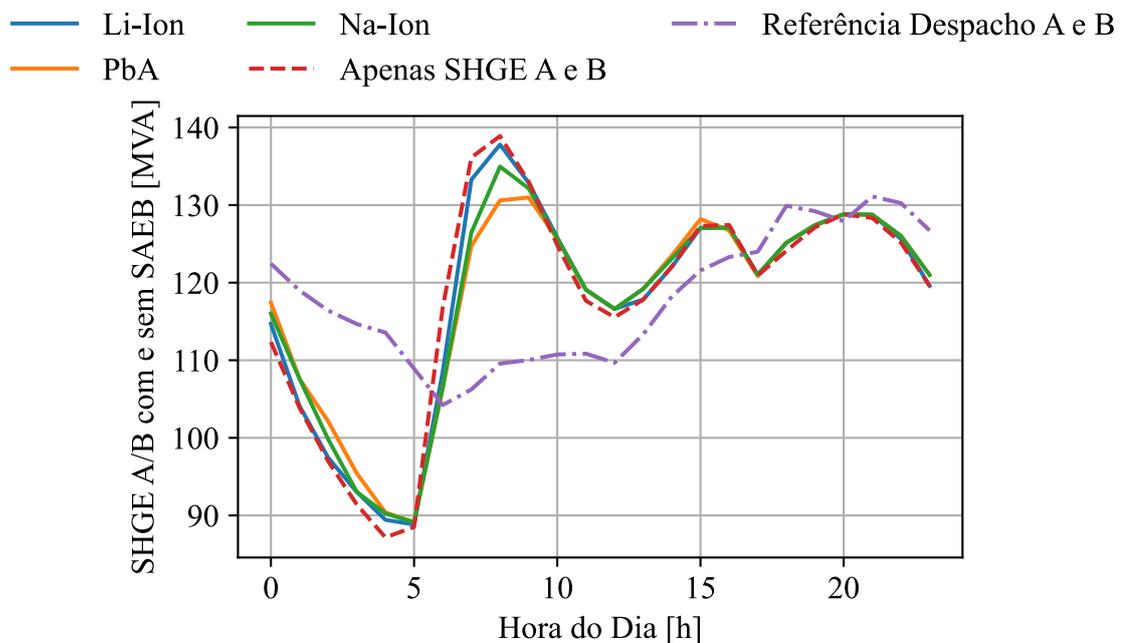
Com os tamanhos ótimos determinados, foi possível simular o despacho de geração e o comportamento do sistema interconectado, incluindo a importação de energia ao longo do tempo.

A Figura 38 apresenta o despacho típico de geração para o sítio A e B, proporcionando uma análise comparativa entre o cenário apenas com SHGE e as três configurações ótimas de

Tabela 29 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2a, com os SAEB.

Tecnologia	Indicadores				
	FMEPF Sitio A	FMEPF Sitio B	FMEPC Sitio A	FMEPF Sitio B	FMEPSb
Li-Íon	19,68% (-9,29%)	19,68% (-9,29%)	20,19% (-8,22%)	20,19% (-8,22%)	134,75% (-8,57%)
PbA	18,62% (-14,17%)	18,62% (-14,17%)	18,70% (-15,01%)	18,70% (-15,01%)	127,08% (-13,78%)
Na-Íon	18,87% (-13,02%)	18,87% (-13,02%)	18,98% (-13,71%)	18,98% (-13,71%)	129,42% (-12,2%)

Figura 38 – Valores de geração típica do SHGE A e B do Sistema-Teste 2a com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.

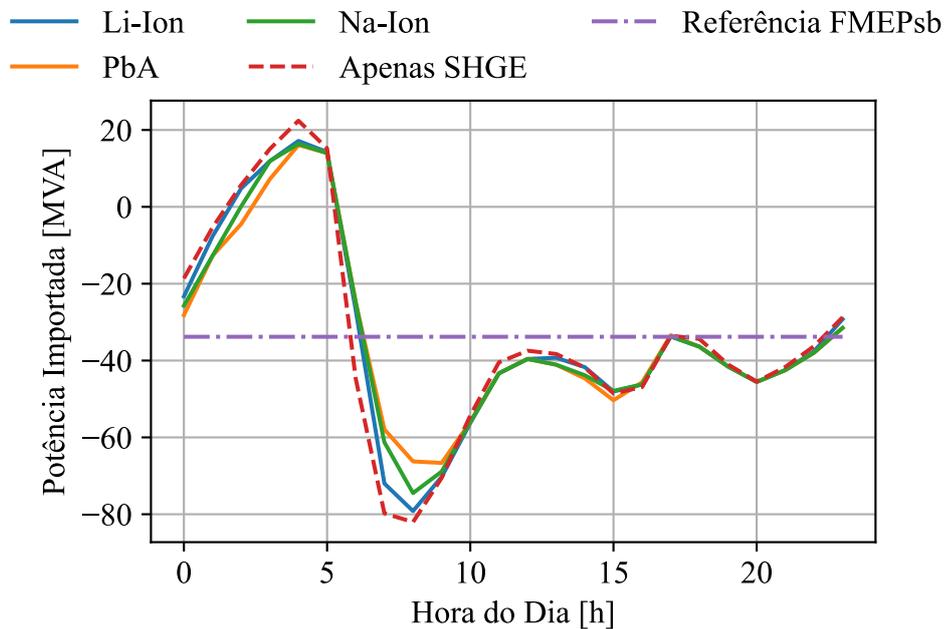


Fonte: Própria do Autor.

SAEB. Observa-se que o despacho com SHGE e SAEB procura seguir a referência estabelecida. Conforme identificado no Caso 1 e 2, dentre as tecnologias de SAEB, a de Lítio é a tem o pior desempenho, enquanto a de PbA o melhor. Notavelmente, o SAEB de PbA demonstra um efeito de suavização mais pronunciado em comparação com as outras tecnologias. As limitações na potência máxima permitida e no SoC não comprometem o custo-benefício da tecnologia de PbA em relação às demais.

A distribuição das capacidades entre os sítios A e B foi igual, refletindo as características homogêneas da rede e a capacidade de redução dos índices de confiabilidade. É importante considerar a exploração de cenários com redes maiores para avaliar a influência no dimensiona-

Figura 39 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 2a com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte: Própria do Autor.

mento do SAEB. Neste caso, a influência é baixa, com perdas mínimas, o que é esperado em um sistema pequeno e eficiente na transmissão de energia. Assim, a localização tem pouco impacto na distribuição das capacidades, resultando em desempenhos individuais similares ao Caso 1.

A Figura 39 mostra a importação de energia no barra de balanço, considerando cenários com e sem a assistência do SAEB no despacho. Observa-se um efeito significativo de suavização na curva de potência ao comparar o caso base com os cenários que incluem SAEB. A presença da bateria resulta em uma redução nas amplitudes da curva e nas flutuações de energia, 8,57% no pior cenário e 13,78% no melhor, com uma redução de 20,75% na amplitude típica. Este efeito traz vantagens importantes, como a diminuição da necessidade de intervenção do operador e a prevenção de gargalos no sistema de transmissão.

Este caso apresentou uma redução maior na barra de balanço em comparação com o Caso 2 original, especialmente devido à maior capacidade no sistema, proporcionada pelo uso da tecnologia de PbA. Contudo, é essencial salientar que o índice de FMEPsB varia significativamente conforme o valor de referência utilizado para o despacho, aumentando as variações quanto mais próximo o despacho estiver da nulidade de importação. Portanto, esse índice não deve ser considerado isoladamente, comparado dentro do mesmo Sistema-Teste.

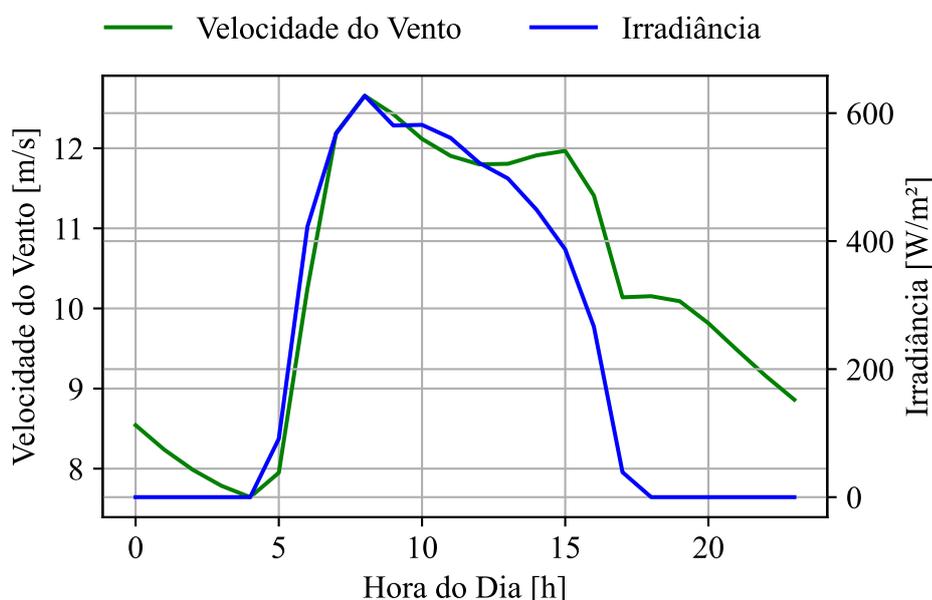
5.2.5.2 Sítio A e B em Serra do Mel e Sítio B em Casa Nova (Caso 2b)

O segundo estudo específico dentro do Sistema-Teste 2 considera duas SHGE aplicadas ao mesmo sistema IEEE 14 Barras, com a primeira localizada em Serra do Mel, RN, e a segunda

em Casa Nova, BA. O objetivo desta análise é avaliar o dimensionamento simultâneo de dois SAEB em rede e examinar o impacto na alocação de SAEB em um sistema interligado de pequena escala sendo uma das localizações com índices mais altos de FMEP, indicando uma inadequação para instalação de SHGE. Este estudo se baseia no conhecimento adquirido no caso anterior para compreender a eficácia do dimensionamento múltiplo de SAEB em localidades com características diferentes de geração.

Para o dimensionamento ótimo dos SAEB, foram utilizados dados meteorológicos de 2020 a 2022. Os índices de irradiância solar e velocidade do vento foram coletados para Casa Nova, BA. A Figura 40 ilustra os dados de irradiância e velocidade do vento, destacando a falta de complementaridade horária entre as fontes de energia em Casa Nova, BA.

Figura 40 – Valores típicos da irradiância e velocidade do vento, durante o dia em Casa Nova, BA.



Fonte: Própria do Autor.

Os dados de carga para análises na rede e como referência para os despachos, são do sistema Nordeste, iguais aos utilizados no Caso 1 e 2. A integração do SHGE ao sistema elétrico foi avaliada utilizando o sistema teste interligado IEEE 14 barras, com as SHGE localizadas nas barras 3 (Casa Nova) e 8 (Serra do Mel), similar ao Sistema-Teste 2, formando assim o Sistema-Teste 2b. As cargas do sistema foram modeladas para seguir a curva de demanda estabelecida nos casos anteriores.

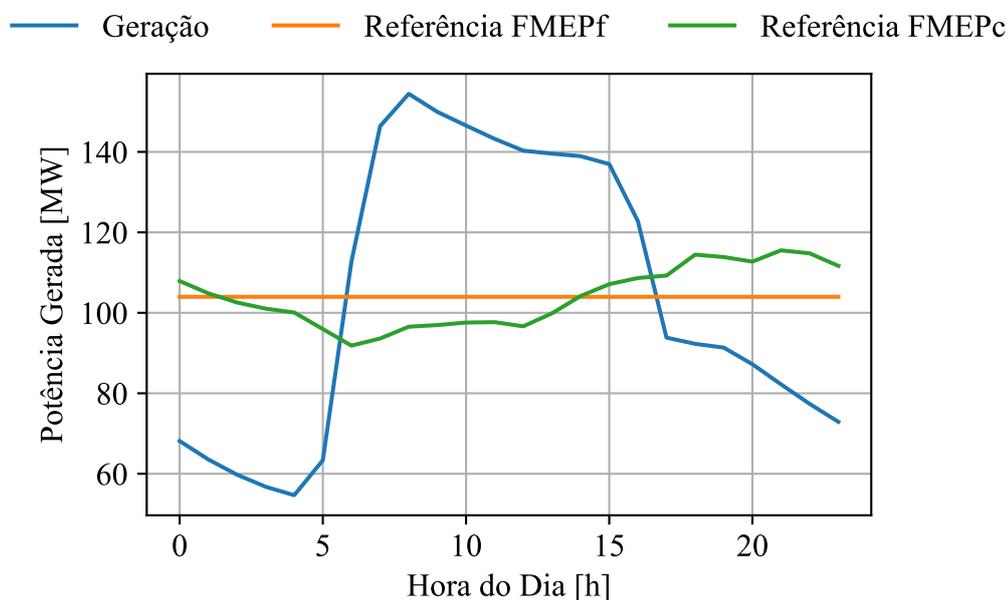
O sistema tem uma demanda média de aproximadamente 240 MW. Para a nova geração em Casa Nova, BA, estabeleceu-se uma proporção de 75% eólica e 25% solar, resultando em um SHGE com capacidade instalada de aproximadamente 200 MW, cuja potência média gerada anualmente é cerca de metade da demanda média. A Tabela 30 apresenta os valores e as contribuições de cada fonte para a injeção de potência no sistema.

Tabela 30 – Dados do SHGE do Sistema-Teste 2b para Casa Nova, BA

	Geração Eólica	Geração Solar
Quantidade	100	69900
Contribuição	150 MW	50 MW

O desempenho dos SHGE aplicados ao Sistema-Teste 2b pode ser avaliada através da Figura 41, que mostra a geração final em conjunto com os despachos de referência para a FMEPF e FMEPC da SHGE em Casa Nova, BA.

Figura 41 – Valores da geração típica do SHGE em Casa Nova, BA, em comparação com FMEPF e FMEPC.



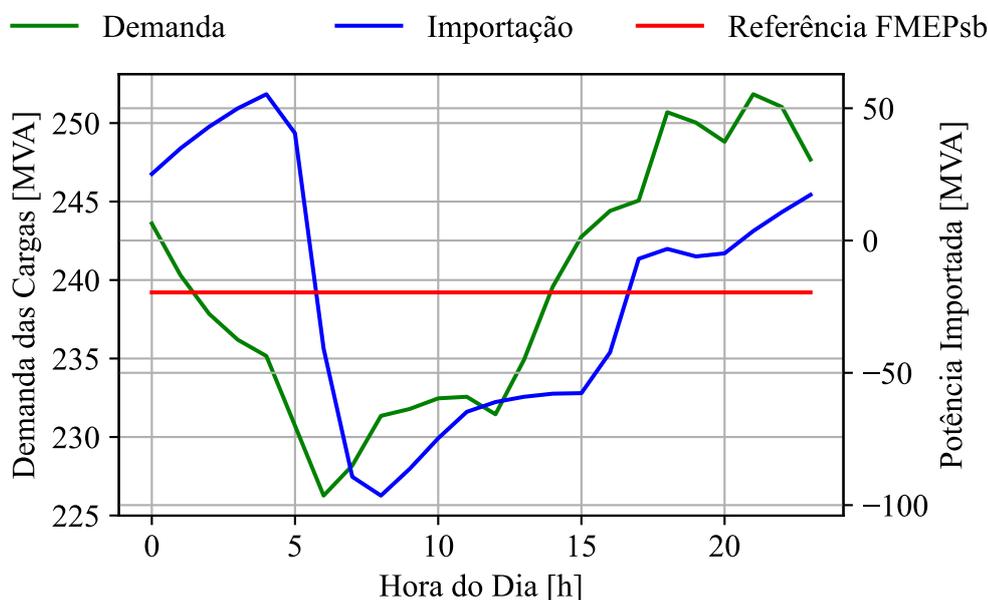
Fonte: Própria do Autor.

Os impactos na barra de balanço, que indica a importação e exportação de energia para manter o equilíbrio entre geração e demanda, são ilustrados na Figura 42. Neste caso, observa-se a ocorrência frequente de exportação de energia durante o dia. A Tabela 31 fornece os dados iniciais para os índices de confiabilidade FMEPF, FMEPC e FMEPSb.

Tabela 31 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2b, sem os SAEB.

	Indicadores		
	FMEPF	FMEPC	FMEPSb
SHGE A	21,70%	22,00%	298,15%
SHGE B	35,65%	38,11%	

Figura 42 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 2b em comparação com FMEPsb



Fonte: Própria do Autor.

É importante salientar que, com o valor médio de importação próximo de zero, o valor de FMEPsb, que é uma razão, aumenta significativamente. Os valores dos indicadores devem ser comparados entre as situações com e sem bateria. Nota-se que os índices no sítio B são consideravelmente mais altos que nos outros casos, evidenciando um impacto distinto nessa localização.

Com base nos dados mostrados, o dimensionamento ótimo do SAEB para cada tecnologia foi determinado e é apresentado na Tabela 33. Os parâmetros para simulação dos SHGE com o dimensionamento ótimo do SAEB, são expostos na Tabela 32.

A análise dos indicadores de FMEP com a implementação de cada tecnologia SAEB é detalhada na Tabela 34.

Os resultados para o Sistema-Teste 2b evidenciam que a solução PbA ainda apresenta o melhor desempenho. No caso do Parque B, devido ao desempenho insatisfatório nos índices de FMEP, o algoritmo de otimização tendeu a desfavorecer a alocação de SAEB. As tecnologias Li-Íon e Na-Íon, devido ao menor custo-benefício, apresentam capacidades quase nulas. O SAEB de PbA, com seu custo-benefício mais favorável, foi aceito com uma capacidade substancialmente maior, quase o dobro da capacidade instalada do parque.

Vale ressaltar que como o sítio B piorou consideravelmente o desempenho da barra de balanço. Nesse caso observa-se o oposto do Sistema-Teste 2a, houve uma tentativa de escolha, pelo algoritmo, do parque candidato a receber o SAEB. O desempenho ruim do SHGE B, fez com que o algoritmo de máximo benefício marginal deixa-se de escolhe-lo como um parque

Tabela 32 – Parametros da Simulação para o Sistema-Teste 2b

Latitude Sítio A	-5,1127878	Latitude Sítio B	-4,404948
Longitude Sítio A	-37,1036113	Longitude Sítio B	-37,775803
Período	2020 à 2022	SoC_{max} Li-Íon, PbA e Na-Íon	0,9
Carga Nordeste	2020 à 2022	$SoC_{inicial}$	0,9
η_{PV}	0,23	P_{max} Li-Íon	2
η_{conv}	0,9	P_{max} PbA	0,25
A_{PV}	3,12	P_{max} Na-Íon	0,67
N_{PV} Sítio A	24500	Preço Li-Íon	315
N_{PV} Sítio B	69900	Preço PbA	94
H	100	Preço Na-Íon	220
n	0,23	$\eta_{battery,Li-on}$	0,9
P_{GEmax}	1500000	$\eta_{battery,PbA}$	0,7
N_{GE} Sítio A	105	$\eta_{battery,Na-on}$	0,9
N_{GE} Sítio B	100	k_n	1,00E-08
V_{min}	4	k_t	0,0031
V_{max}	25	População PSO	50
V_n	14	Iterações PSO	50
SoC_{min} Li-Íon e Na-Íon	0,1	Convergência NR	1,00E-03
SoC_{min} PbA	0,4		

Tabela 33 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2b, com os SAEB.

Tecnologia	Capacidade Sítio A	Capacidade Sítio B	Preço Sítio A	Preço Sítio B	Preço Total
Li-Íon	33,33 MWh	0,00 MWh	10,50 M\$	0,00 M\$	10.50 M\$
PbA	93,24 MWh	357,89 MWh	8,76 M\$	33,64 M\$	42.41M\$
Na-Íon	58,21 MWh	0,01 MWh	12,81 M\$	0,02 M\$	12.81M\$

candidato, e até mesmo, provocou o aumento da capacidade de armazenamento no SHGE A, como evidenciado na tecnologia de Na-Íon. O benefício máximo nesse parque B só ocorreu com valores muito altos de armazenamentos, quase 1,5 vezes a capacidade instalada do parque.

Essa constatação justifica a criação da segunda Tabela 35, considerando também a capacidade nula para o caso de PbA.

Com os tamanhos ótimos estabelecidos, é possível simular tanto o despacho de geração quanto o comportamento do sistema interconectado, incluindo a importação de energia ao longo do tempo.

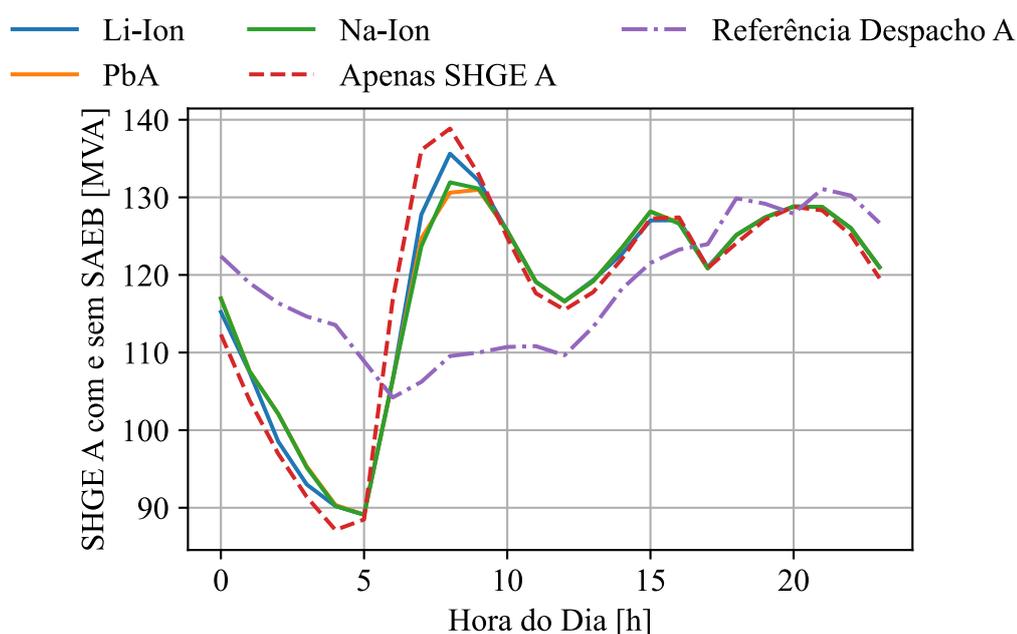
Tabela 34 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 2b, com os SAEB, ajustado.

Tecnologia	Indicadores				
	FMEPf Sitio A	FMEPf Sitio B	FMEPc Sitio A	FMEPf Sitio B	FMEPsb
Li-Íon	19,12% (-11,87%)	35,66% (-0%)	19,38% (-11,93%)	38,11% (-0%)	280,92% (-5,78%)
PbA	18,62% (-14,18%)	18,39% (-48,43%)	18,69% (-15,02%)	18,6% (-51,16%)	185,70% (-37,71%)
Na-Íon	18,62% (-14,18%)	35,64% (-0%)	18,69% (-15,02%)	38,11% (-0%) (-0%)	276,01% (-7,43%)

Tabela 35 – Dados de FMEP com BESS

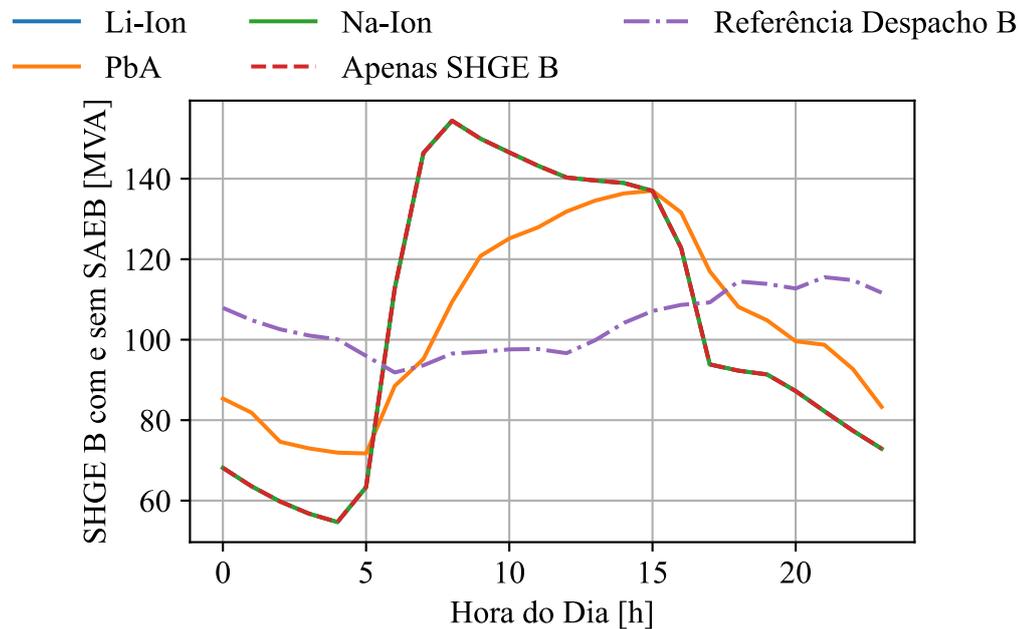
Tecnologia	Indicadores				
	FMEPf Sitio A	FMEPf Sitio B	FMEPc Sitio A	FMEPf Sitio B	FMEPsb
Li-Íon	19.12% (-11.87%)	35.66% (-0%)	19.38% (-11.93%)	38.11% (-0%)	280.92% (-5.78%)
PbA	18.62% (-14.18%)	18.39% (-48.43%)	18.69% (-15.02%)	38.11% (-0%)	185.70% (-37.71%)
Na-Íon	18.62% (-14.18%)	35.64% (-0%)	18.69% (-15.02%)	38.11% (-0%)	276.01% (-7.43%)

Figura 43 – Valores de geração típica do SHGE A do Sistema-Teste 2b com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



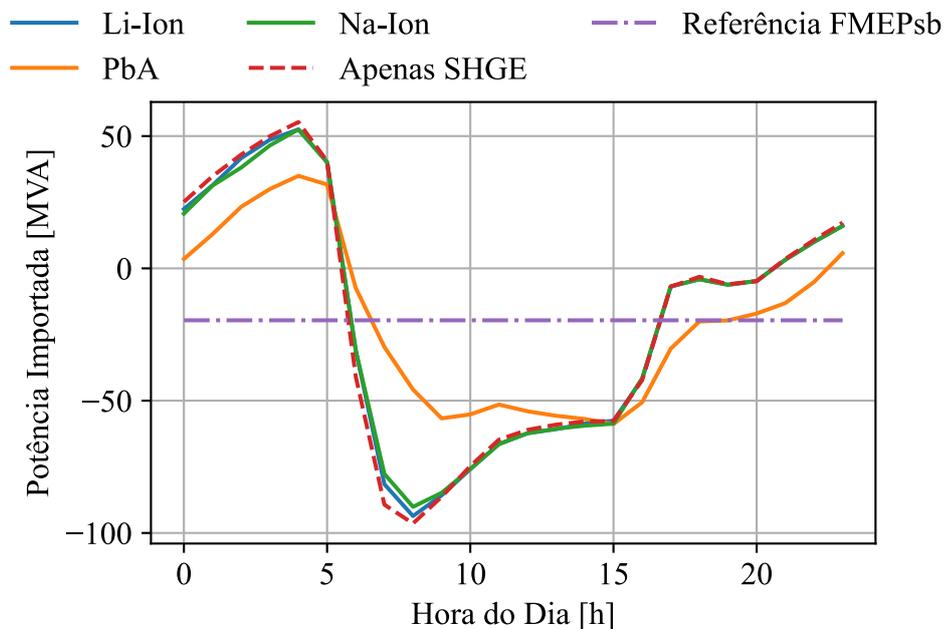
Fonte: Própria do Autor.

Figura 44 – Valores de geração típica do SHGE B do Sistema-Teste 2b com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte:Própria do Autor.

Figura 45 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 2 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte:Própria do Autor.

As Figuras 43 e 44 referentes aos sítios A e B ilustram o despacho típico de geração, permitindo uma análise comparativa do cenário apenas com o SHGE em relação às três configura-

ções ótimas de SAEB. Entre as tecnologias SAEB, o Li-Íon demonstra ser a de pior desempenho, enquanto o PbA mantém-se como a melhor.

Destaca-se o SAEB de PbA como uma opção eficiente e econômica, proporcionando maior capacidade e desempenho superior. Em contrapartida, o SAEB de Lítio, apesar de apresentar a tecnologia com maior performance, não justifica um aumento de tamanho para compensar seu preço elevado em comparação com os outros. Vale ressaltar que o algoritmo priorizou uma maior capacidade no sítio A, dada a sua capacidade de redução dos índices de confiabilidade, em oposição ao caso do sítio B, que inicialmente apresentou um desempenho muito inferior em todos os parâmetros de confiabilidade e uma redução menos expressiva com a adição dos SAEB. A exceção foi o resultado com uma capacidade extremamente elevada no sítio B para PbA.

A Figura 45 mostra a importação de energia no barramento de balanço, considerando cenários com e sem a assistência do SAEB no despacho. Esse efeito atenua variações abruptas ao longo do tempo. Um efeito de suavização notável na curva de potência é evidenciado ao comparar o caso 2 com os cenários que envolvem o SAEB. De maneira geral, a presença da bateria resulta em uma redução nas amplitudes da curva e nas flutuações de energia ao longo do período de análise. Observando a amplitude típica, nota-se uma redução de 38,16% na amplitude. Esse efeito de suavização traz vantagens substanciais, incluindo uma menor necessidade de intervenção do operador no sistema e a prevenção de gargalos no sistema de transmissão. Neste caso, observou-se uma redução nas variações da barra de balanço significativamente maior que nos casos anteriores, atribuída especificamente ao valor do PbA no Sítio B. Entretanto a variação sem o SAEB é muito maior que em casos anteriores.

5.3 SISTEMA TESTE IEEE DE 30 BARRAS COM DOIS SHGE (CASO 3)

O terceiro estudo de caso é relativo a dois SHGE instalados no sistema de IEEE 30 Barras. O primeiro SHGE está localizada em Serra do Mel, RN, enquanto o segundo encontra-se em Aracati, CE. O objetivo desta análise é avaliar o dimensionamento simultâneo de dois SAEB em uma rede mais ampla, buscando compreender o impacto direto desse conjunto de baterias em um sistema interligado de maior escala e a influência da alocação elétrica nos resultados. Este estudo baseia-se no conhecimento adquirido nos casos anteriores para explorar a eficácia do dimensionamento múltiplo de SAEB e o efeito da rede.

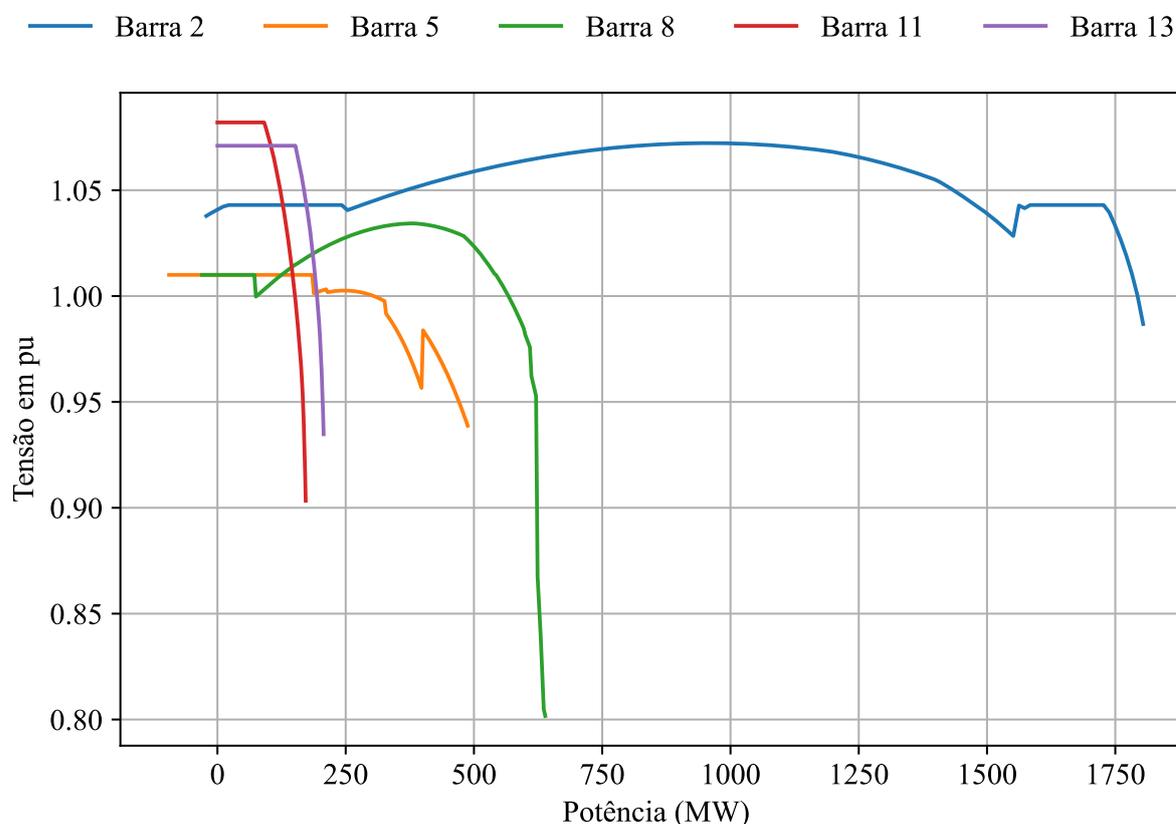
5.3.1 Características do Sistema e da Geração Local

Para o dimensionamento ótimo dos SAEB, foram empregados dados meteorológicos do período de 2020 a 2022. Os índices de irradiância solar e velocidade do vento para os sítios de Serra do Mel, RN e Aracati, CE, foram utilizados, os mesmos dos casos 1 e 2.

Os dados de carga, para as análises na rede e referência para os despachos, são oriundos do sistema Nordeste, mantendo a consistência com os casos anteriores.

Para o Sistema-Testes 3, foram testadas todas as barras tipo PV para identificar as mais suscetíveis à instabilidade de tensão. A Figura 46 exibe a curva PV.

Figura 46 – Curva P-V das Barras de geração do IEEE 30 Barras.



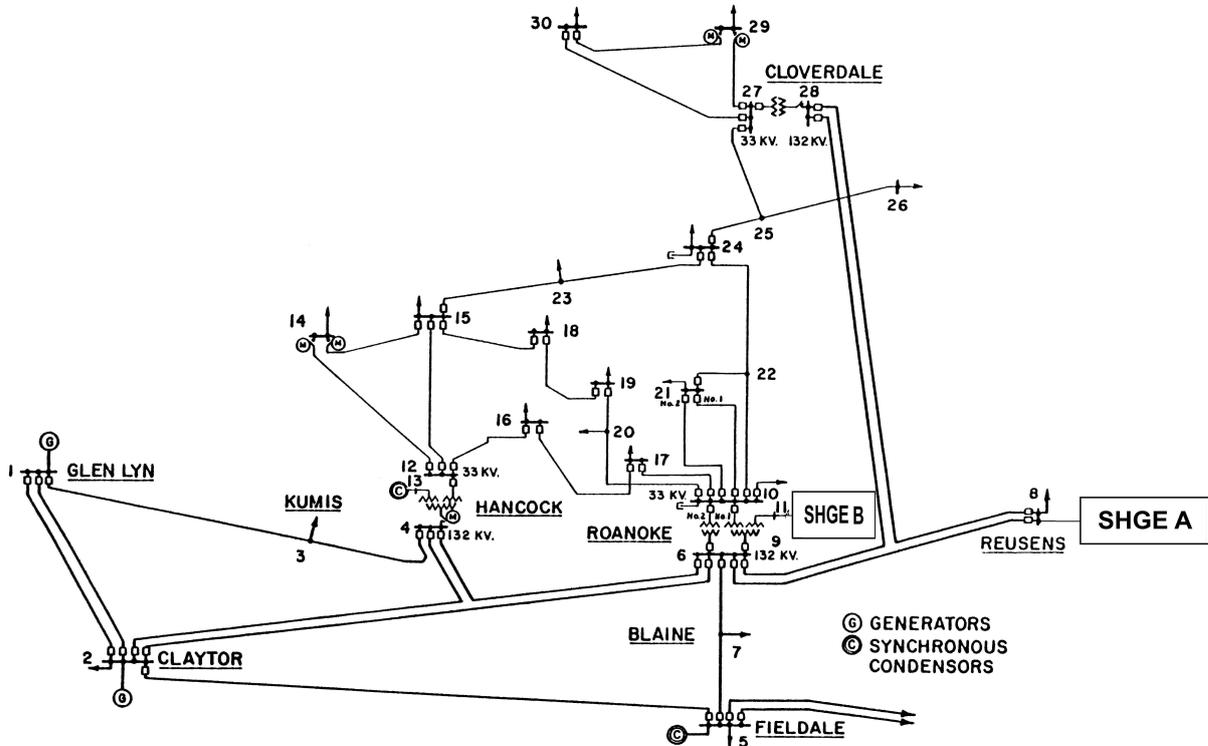
Fonte: Própria do Autor.

Verifica-se que as barras que mais necessitam de suporte de reativo são as que apresentam maiores limitações de injeção de potência, que, dentre as barras PV analisadas, são as barras 11 e 13. Entretanto, olhando todas as barras, as mais fracas ficam localizadas na porção de 33 kV do sistema, com destaque a barra 30. Essa observação também foi feita por (ZAKARIA; RAMADAN; ELTIGANI, 2013). Portanto, gerações localizadas nessas barras se beneficiariam da prestação de serviços ancilares pelas baterias. Por outro lado, a barra menos suscetível é a barra 2, cujo resultado pode estar enviesado por sua proximidade com a barra de balanço 1. Ressalta-se que não é ideal a alocação de geração em barras tão frágeis, sendo possível que a bateria não seja suficiente para aumentar a margem de escoamento de potência ativa, resultando em um ponto com maior instabilidade de tensão.

Dado a fragilidade da barra 13, a localização simultânea de SHGE na barra 11 e 13 impedia o método NR de achar a solução para os casos de fluxo de potência. Após a 13, as próximas barras mais sensíveis seriam a 5 e a 8. A barra 5, no entanto, encontra-se próximo demais da barra de balanço do sistema, na segunda vizinhança elétrica. Os SHGE foram, então, alocados nas barras 8 (Serra do Mel) e 11 (Aracati) do sistema IEEE 30 barras, conforme

ilustrado na Figura 47, formando assim o Sistema-Teste 3. Originalmente, nessas barras, havia compensadores síncronos. Os detalhes elétricos dos sistemas estão disponíveis na Tabela 36 e 37.

Figura 47 – Sistema-Teste 3, baseado no IEEE 30 Barras com SHGE alocada na Barra 8 e 11.



Fonte: (JIA; XIE; WU, 2009), adicionado os SHGE.

Tabela 36 – Dados de Barras para o Sistema IEEE 30 Barras

Barra	Tipo	Nome	V (pu)	Âng	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qgmin (Mvar)	Qgmax (Mvar)	PI (MW)	QI (Mvar)	Shunt (Mvar)
1	V0	Glen-Lyn-132	1,06	0.	260.2	-16.1	-	-	-	-	-
2	PV	Claytor-132	1,043	-5.	40.	50.	-40.	50.	21.7	12.7	-
3	PQ	Kumis-132	1,021	-7.	-	-	-	-	2.4	1.2	-
4	PQ	Hancock-132	1,012	-9.	-	-	-	-	7.6	1.6	-
5	PV	Fieldale-132	1,01	-14.	0.	37.	-40.	40.	94.2	19.	-
6	PQ	Roanoke-132	1,01	-11.	-	-	-	-	-	-	-
7	PQ	Blaine-132	1,002	-13.	-	-	-	-	22.8	10.9	-
8	PV	Reusens-132	1,01	-12.	0.	37.3	-10.	40.	30.	30.	-
9	PQ	Roanoke-1.0	1,051	-14.	-	-	-	-	-	-	-
10	PQ	Roanoke-33	1,045	-15.	-	-	-	-	5.8	2.	19.
11	PV	Roanoke-11	1,082	-14.	0.	16.2	-6.	24.	-	-	-
12	PQ	Hancock-33	1,057	-15.	-	-	-	-	11.2	7.5	-
13	PV	Hancock-11	1,071	-15.	0.	10.6	-6.	24.	-	-	-
14	PQ	Barra14-33	1,042	-16.	-	-	-	-	6.2	1.6	-
15	PQ	Barra15-33	1,038	-16.	-	-	-	-	8.2	2.5	-
16	PQ	Barra16-33	1,045	-15.	-	-	-	-	3.5	1.8	-
17	PQ	Barra17-33	1,04	-16.	-	-	-	-	9.	5.8	-
18	PQ	Barra18-33	1,028	-16.	-	-	-	-	3.2	.9	-
19	PQ	Barra19-33	1,026	-17.	-	-	-	-	9.5	3.4	-
20	PQ	Barra20-33	1,03	-16.	-	-	-	-	2.2	.7	-
21	PQ	Barra21-33	1,033	-16.	-	-	-	-	17.5	11.2	-
22	PQ	Barra22-33	1,033	-16.	-	-	-	-	-	-	-
23	PQ	Barra23-33	1,027	-16.	-	-	-	-	3.2	1.6	-
24	PQ	Barra24-33	1,021	-16.	-	-	-	-	8.7	6.7	4.3
25	PQ	Barra25-33	1,017	-16.	-	-	-	-	-	-	-
26	PQ	Barra26-33	1	-16.	-	-	-	-	3.5	2.3	-
27	PQ	Cloverdle-33	1,023	-15.	-	-	-	-	-	-	-
28	PQ	Cloverdle132	1,007	-11.	-	-	-	-	-	-	-
29	PQ	Barra29-33	1,003	-17.	-	-	-	-	2.4	.9	-
30	PQ	Barra30-33	0,992	-17.	-	-	-	-	10.6	1.9	-

Tabela 37 – Dados de Linha para o Sistema IEEE 30 Barras

De	Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (Mvar)	Tap
1	2	1.92	5.75	5.28	-
1	3	4.52	16.52	4.08	-
2	4	5.7	17.37	3.68	-
2	5	4.72	19.83	4.18	-
2	6	5.81	17.63	3.74	-
3	4	1.32	3.79	.84	-
4	6	1.19	4.14	.9	-
4	12	-	25.6	-	.932
5	7	4.6	11.6	2.04	-
6	7	2.67	8.2	1.7	-
6	8	1.2	4.2	.9	-
6	9	-	20.8	-	.978
6	10	-	55.6	-	.969
6	28	1.69	5.99	1.3	-
8	28	6.36	20.	4.28	-
9	10	-	11.	-	-
9	11	-	20.8	-	-
10	17	3.24	8.45	-	-
10	20	9.36	20.9	-	-
10	21	3.48	7.49	-	-
10	22	7.27	14.99	-	-
12	13	-	14.	-	-
12	14	12.31	25.59	-	-
12	15	6.62	13.04	-	-
12	16	9.45	19.87	-	-
14	15	22.1	19.97	-	-
15	18	10.73	21.85	-	-
15	23	10.	20.2	-	-
16	17	5.24	19.23	-	-
18	19	6.39	12.92	-	-
19	20	3.4	6.8	-	-
21	22	1.16	2.36	-	-
22	24	11.5	17.9	-	-
23	24	13.2	27.	-	-
24	25	18.85	32.92	-	-
25	26	25.44	38.	-	-
25	27	10.93	20.87	-	-
27	29	21.98	41.53	-	-
27	30	32.02	60.27	-	-
28	27	-	39.6	-	.968
29	30	23.99	45.33	-	-

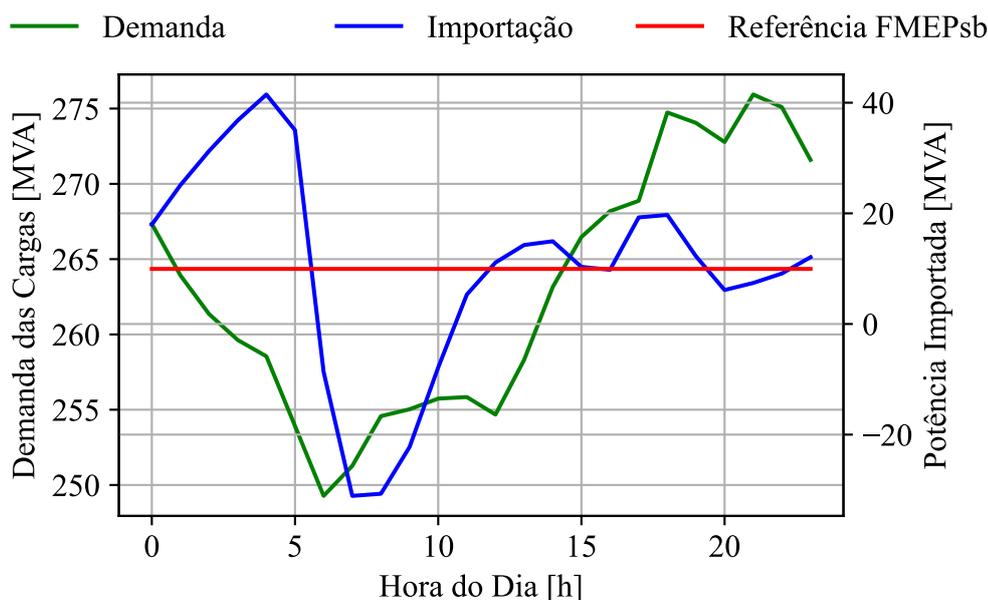
As cargas do sistema foram modeladas para seguir a curva de demanda. Para isso, utilizaram-se os dados originais das barras de: 3, 4, 6, 7, 9, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21,

22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30. Considerando que no arquivo de dados original do sistema IEEE 30 as potências dessas barras são as de pico, tomou-se a razão delas com a demanda máxima da curva na saída da subestação como fator de ajuste das potências de barra em função do tempo. Esse sistema contém, então, um valor médio de demanda de aproximadamente 290 MW.

5.3.2 Sistema-Teste 3

Com a configuração estabelecida do Sistema-Teste 3, foi avaliado o desempenho do SHGE aplicadas ao sistema, como os impactos na barra de balanço do sistema, responsável por fazer o intercâmbio de energia para atender ao equilíbrio entre geração e demanda. A Figura 48 ilustra o desempenho da barra de balanço, juntamente com os despachos de referência para a FMEPsb.

Figura 48 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 3 em comparação com FMEPsb



Fonte: Própria do Autor.

Neste cenário, observa-se que, em várias horas do dia, ocorre a exportação de energia. Elaborou-se a Tabela 38, apresentando os dados iniciais dos índices de confiabilidade previamente descritos, incluindo FMEPf, FMEPc e FMEPsb.

Considerando a aplicação dos SAEB, torna-se relevante o monitoramento das perdas na rede para avaliar a possibilidade de redução dessas através do uso de SAEB. Durante o período analisado, registrou-se um valor médio de perdas na rede de 7,49 MW, no Sistema-Teste 3.

Tabela 38 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 3, sem os SAEB.

	Indicadores		
	FMEP _f	FMEP _c	FMEP _{sb}
SHGE A	21,69%	22,00%	1431,82%
SHGE B	17,68%	19,17%	

5.3.3 Dimensionamento Ótimo de SAEB para o Caso 3

Com base nos dados mostrados, o dimensionamento ótimo do SAEB para cada tecnologia foi determinado e é apresentado na Tabela 40. Os parâmetros para simulação e aplicação dos SHGE com os SAEB, são expostos na Tabela 39.

Tabela 39 – Parametros da Simulação para o Sistema-Teste 3

Latitude Sítio A	-5,1127878	Latitude Sítio B	-4,404948
Longitude Sítio A	-37,1036113	Longitude Sítio B	-37,775803
Período	2020 à 2022	SoC_{max} Li-Íon, PbA e Na-Íon	0,9
Carga Nordeste	2020 à 2022	$SoC_{inicial}$	0,9
η_{PV}	0,23	P_{max} Li-Íon	2
η_{conv}	0,9	P_{max} PbA	0,25
A_{PV}	3,12	P_{max} Na-Íon	0,67
N_{PV} Sítio A	24500	Preço Li-Íon	315
N_{PV} Sítio B	28000	Preço PbA	94
H	100	Preço Na-Íon	220
n	0,23	$\eta_{battery,Li-on}$	0,9
P_{GEmax}	1500000	$\eta_{battery,PbA}$	0,7
N_{GE} Sítio A	105	$\eta_{battery,Na-on}$	0,9
N_{GE} Sítio B	90	k_n	1,00E-08
V_{min}	4	k_t	0,0031
V_{max}	25	População PSO	50
V_n	14	Iterações PSO	50
SoC_{min} Li-Íon e Na-Íon	0,1	Convergência NR	1,00E-03
SoC_{min} PbA	0,4		

Tabela 40 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 3

Tecnologia	Capacidade Sítio A	Capacidade Sítio B	Preço Sítio A	Preço Sítio B	Preço Total
Li-Íon	15,94 MWh	10,71 MWh	4,78 M\$	3,21 M\$	7,99 M\$
PbA	93,14 MWh	31,15 MWh	9,31 M\$	3,11 M\$	12,43 M\$
Na-Íon	42,56 MWh	13,39 MWh	8,51 M\$	2,68 M\$	11,19 M\$

A Tabela 41 detalha os resultados da análise dos indicadores de FMEP para cada implementação de SAEB, incluindo as reduções percentuais em cada índice em comparação com os valores originais.

Tabela 41 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 3, com os SAEB.

Tecnologia	Indicadores					Perdas
	FMEPf Sitio A	FMEPf Sitio B	FMEPc Sitio A	FMEPf Sitio B	FMEPsb Sitio A	
Li-Íon	19,83%	17,10%	20,36%	18,35%	1374,41%	7,47 MW
	(-8,62%)	(-3,32%)	(-7,45%)	(-4,26%)	(-4,01%)	(-0,25%)
PbA	18,62%	16,90%	18,70%	17,97%	1321,81%	7,44 MW
	(-14,17%)	(-4,43%)	(-15,01%)	(-6,25%)	(-7,68%)	(-0,65%)
Na-Íon	18,87%	17,01%	18,98%	18,22%	1339,91%	7,45 MW
	(-13,02%)	(-3,84%)	(-13,71%)	(-4,98%)	(-6,42%)	(-0,49%)

A análise dos resultados indica que a tecnologia PbA emerge como a opção com melhor desempenho, segundo as Tabelas 40 e 41. Embora a tecnologia Li-Íon seja a mais acessível em termos de custo, é a solução de menor desempenho. Conforme discutido no Caso 1 e 2, a tecnologia PbA demonstra ser a mais vantajosa do ponto de vista custo-benefício em aplicações SAEB, alcançando seu benefício marginal máximo com maiores capacidades, devido à sua melhoria significativa no sistema.

É importante salientar que as diferenças nas perdas do sistema com a adição dos SAEB são mínimas (entre 0,25 e 0,65%), indicando que as perdas não representam um fator decisivo para a aplicação do uso de SAEB.

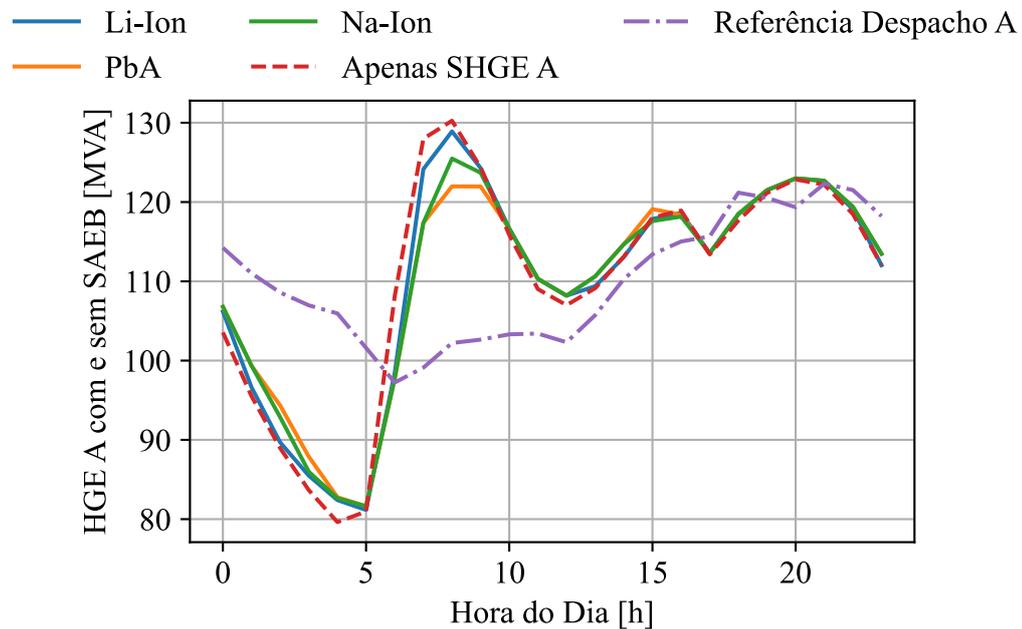
Comparado ao Caso 2, é possível notar que os valores são levemente menores pois máximo benefício marginal ocorre com tamanhos menores de armazenamento, decorrente de uma combinação do aumento das perdas, aumento da geração com despacho fixo pre-existente no sistema e mudança nas cargas.

5.3.4 Aplicação dos Resultados Ótimos e Impactos no Sistema

Com os dimensionamentos ótimos estabelecidos, é realizado simulações abrangendo tanto o despacho de geração quanto o intercâmbio de energia realizado pela barra de balanço.

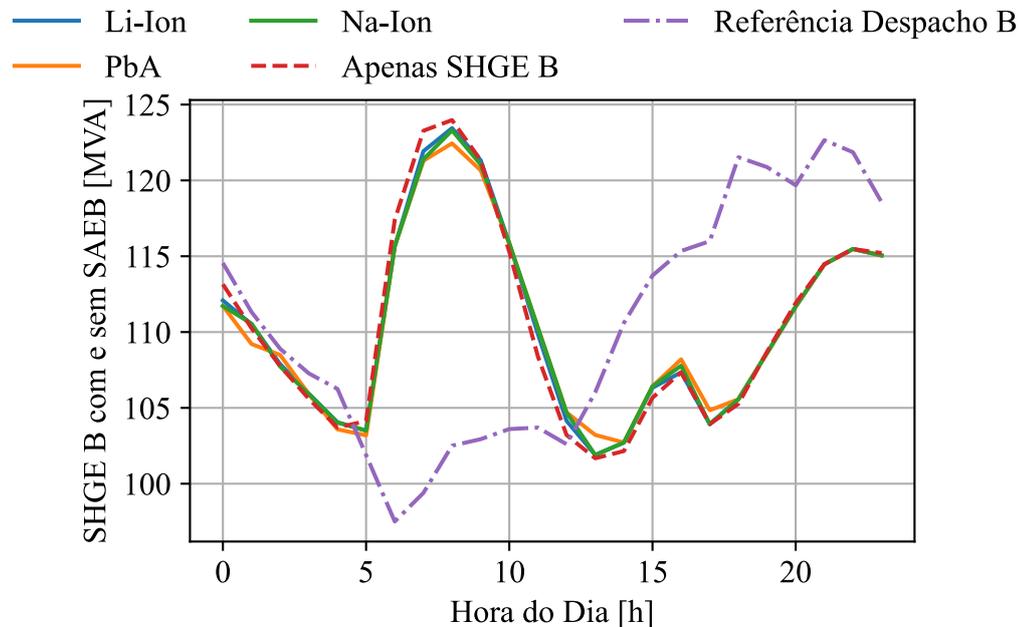
As Figuras 49 e 50 correspondentes aos sítios A e B ilustram o despacho típico de geração, proporcionando uma análise comparativa entre o cenário que envolve apenas SHGE e as três configurações ótimas de SAEB. Novamente, nota-se que o SAEB de PbA apresenta um efeito de suavização mais acentuado em comparação com as outras tecnologias. Apesar da proximidade no desempenho entre as tecnologias, as limitações na potência máxima permitida e no SOC não são suficientes para diminuir a atratividade do custo-benefício do PbA em relação às demais.

Figura 49 – Valores de geração típica do SHGE A do Sistema-Teste 3 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte:Própria do Autor.

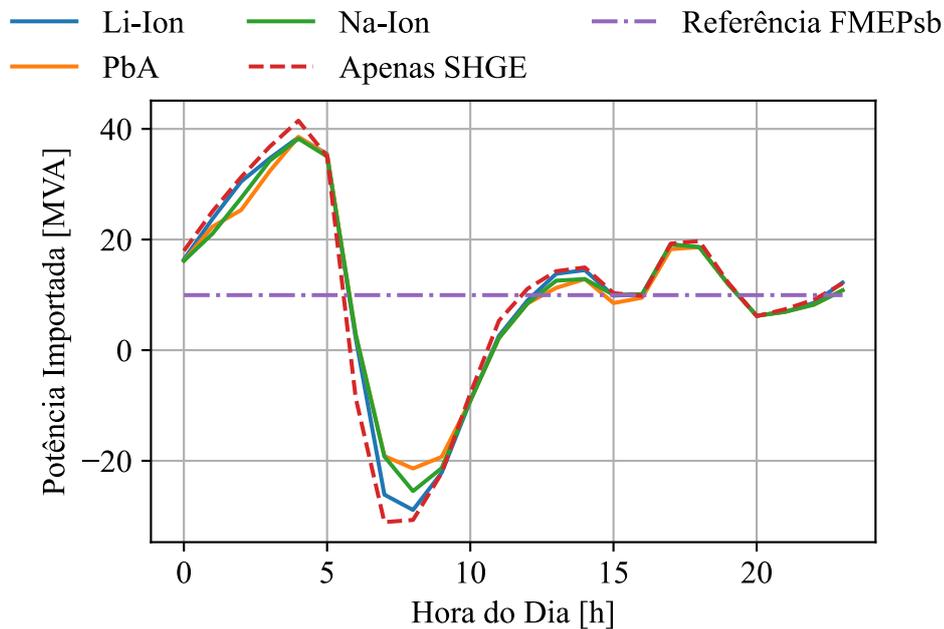
Figura 50 – Valores de geração típica do SHGE B do Sistema-Teste 3 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte:Própria do Autor.

É relevante destacar que o algoritmo priorizou um aumento de capacidade no sítio A, devido à sua habilidade em reduzir os índices de confiabilidade. Por outro lado, o sítio

Figura 51 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 3 com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte: Própria do Autor.

B inicialmente apresentou melhor desempenho em todos os parâmetros de confiabilidade e demonstrou uma redução menos expressiva com a adição do SAEB, assim como no Caso 2.

A Figura 51 exibe uma análise da importação de energia na barra de balanço, considerando cenários com e sem o auxílio do SAEB no despacho. Este aspecto atenua variações abruptas ao longo do tempo. Uma suavização notável na curva de potência é evidenciada ao comparar o caso base com os cenários que incluem o SAEB. De modo geral, a presença da bateria resulta em uma diminuição nas amplitudes da curva e nas flutuações de energia durante o período de análise anual, 4,01% no pior cenário e 7,68% no melhor. Observa-se uma redução de 17,32% na amplitude típica. É possível inferir que como o sistema é maior, isso impactou no ponto de máximo benefício marginal, ocorrendo com tamanhos menores quando comparados ao Caso 2 decorrente de uma combinação do aumento das perdas, aumento da geração com despacho fixo pre-existente no sistema e mudança nas cargas.

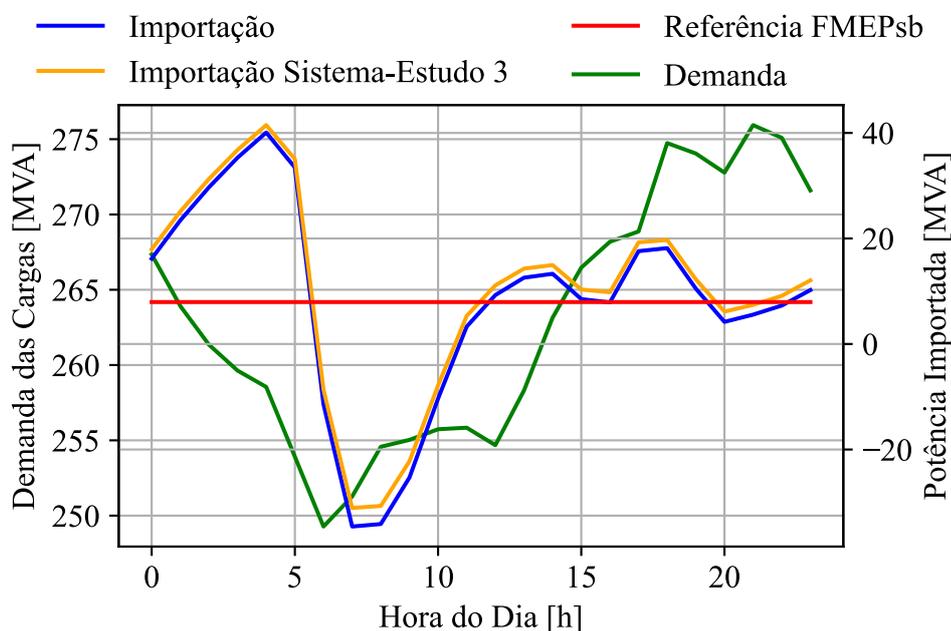
5.3.5 Análises específicas para o Caso 3

É explorado como a alocação elétrica dos SHGE pode influenciar o dimensionamento ótimo.

5.3.5.1 Sítio A e B na Barra 2 e 5 (Caso 3a)

Nesta variação do Caso 3, duas SHGE são aplicadas ao sistema IEEE 30 Barras, mas conectadas às barras 2 e 5, mais próximas da barra de, formando o Sistema-Teste 3a. O objetivo

Figura 53 – Valores da importação típica do SHGE do Sistema-Teste 3a em comparação com FMEPsb e o Sistema-Teste 3.



Fonte: Própria do Autor.

da geração. No entanto, considerando a potência instalada de 330 MW, essa redução representa apenas 0,61%, o que pode ser considerado um fator relativamente fraco para a escolha da localização na rede, quando se leva em consideração os problemas de margens de escoamento e de estabilidade de tensão, que possam surgir com a integração de um SHGE. Nessa perspectiva, a curva de estabilidade P-V pode ser explorada.

Com base nos dados e análises da seção Caso 3, determinou-se o dimensionamento ótimo do SAEB para cada tecnologia, apresentado na Tabela 43. Os parâmetros de simulação são os mesmos da Tabela 39

Tabela 43 – Dimensionamento Ótimo do SAEB para o Sistema-Teste 3a.

Tecnologia	Capacidade Sítio A	Capacidade Sítio B	Preço Sítio A	Preço Sítio B	Preço Total
Li-Íon	15,94 MWh	10,71 MWh	4,78 M\$	3,21 M\$	7,99 M\$
PbA	93,14 MWh	31,15 MWh	9,31 M\$	3,11 M\$	12,43 M\$
Na-Íon	42,56 MWh	13,39 MWh	8,51 M\$	2,68 M\$	11,19 M\$

Os resultados da análise dos indicadores de FMEP com cada implementação de SAEB estão detalhados na Tabela 44, incluindo as reduções em cada índice em comparação com o valor original.

É indicado que a tecnologia PbA tem o melhor desempenho. Embora a Li-Íon seja a mais

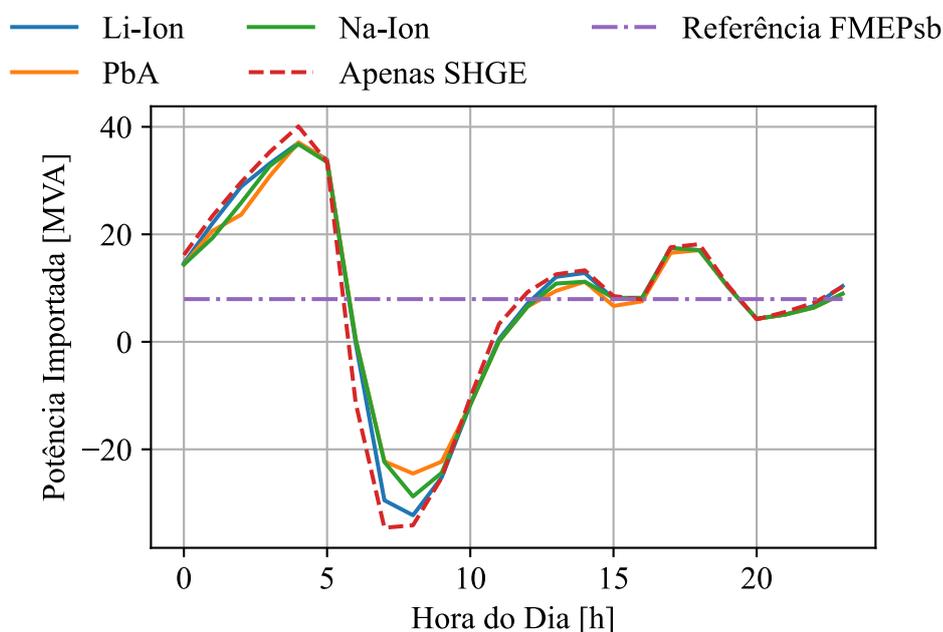
Tabela 44 – Avaliação da SHGE aplicada ao Sistema-Teste 3a, com os SAEB.

Tecnologia	Indicadores					Perdas
	FMEPF Sitio A	FMEPF Sitio B Sitio B	FMEPC Sitio A	FMEPF Sitio B	FMEPSb Sitio A	
Li-Íon	19,83% (-8,62%)	17,10% (-3,32%)	20,36% (-7,45%)	18,35% (-4,26%)	1700,56% (-4,39%)	5,47 MW (-0,19%)
PbA	18,62% (-14,17%)	16,90% (-4,43%)	18,70% (-15,01%)	17,97% (-6,25%)	1628,69% (-8,43%)	5,45 MW (-0,47%)
Na-Íon	18,87% (-13,02%)	17,01% (-3,84%)	18,98% (-13,71%)	18,22% (-4,98%)	1653,03% (-7,06%)	5,46 MW (-0,35%)

econômica, seu desempenho é inferior. As diferenças nas perdas do sistema com a adição de baterias são mínimas, não sendo um fator decisivo para o dimensionamento ou aplicação do uso das baterias. A localização não afetou significativamente o resultado.

Com os dimensionamentos ótimos estabelecidos, torna-se possível simular tanto o despacho de geração quanto o comportamento do sistema interconectado, incluindo a importação de energia ao longo do tempo.

Figura 54 – Valores da importação típicos dos SHGE do Sistema-Teste 3a, com SAEB, comparando as diferentes tecnologias.



Fonte: Própria do Autor.

A Figura 54 apresenta uma análise da importação de energia na barra de balanço, considerando cenários tanto com quanto sem a assistência do SAEB no despacho. Observa-se um efeito de suavização na curva de potência, particularmente evidente ao comparar o cenário sem

SAEB com os cenários que incluem o SAEB. De maneira geral, a presença das baterias contribui para uma redução nas amplitudes da curva e nas flutuações de energia durante o período de análise anual. Esta redução variou de 4,39% no pior cenário a 8,43% no melhor. Uma diminuição de 17,43% na amplitude típica foi observada.

Portanto, conclui-se que a localização da SHGE no sistema tem uma influência limitada no dimensionamento ótimo do SAEB. Em uma rede bem dimensionada, onde as perdas técnicas na transmissão são baixas, não se observa um impacto significativo nos resultados. Sendo assim, uma análise de estabilidade de tensão torna-se mais relevante para determinar o melhor ponto de conexão para as SHGE neste caso.

5.4 AVALIAÇÃO GERAL DOS CASOS ANALISADOS

A análise detalhada de cada índice de FMEP revelou diferenças significativas. Entretanto, ao combinar os três indicadores, alcançou-se um equilíbrio, entre a flexibilidade operativa, redução da possibilidade de *curtailment* e redução nas variações na transmissão.

De forma geral, a tecnologia PbA se destacou como a opção mais vantajosa. Seu custo-benefício, em comparação com as outras tecnologias, possibilitou que o algoritmo identificasse soluções com capacidades frequentemente superiores, equilibrando um desempenho ligeiramente inferior com um custo mais acessível.

Embora as demais tecnologias não tenham se destacado de maneira significativa nas situações analisadas, espera-se uma evolução no mercado. Com a previsão de redução de custos da tecnologia Na-Íon, dada sua recente introdução no mercado, é provável que nos próximos anos ocorra uma mudança na preferência para armazenamento em SHGE de despacho centralizado, migrando da PbA para a Na-Íon. A tecnologia Li-Íon, apesar de seu custo elevado e da alta demanda por veículos elétricos, que pode restringir a redução de seus custos, destaca-se pela densidade de potência. Isso indica que, em situações que exigem controle rápido de frequência, com necessidade de alta descarga ou absorção de energia em curtos períodos, a Li-Íon pode ser a mais adequada.

Uma observação pertinente sobre o algoritmo é seu comportamento na otimização de múltiplos SAEB. Em cenários que combinam parques com características variadas, o algoritmo tende a priorizar a alocação do armazenamento no parque de desempenho mediano, buscando maximizar o benefício marginal. Isso resulta na alocação de SAEB menores para os parques com índices iniciais bons ou ruins. No caso estudado, o parque com melhores índices recebeu uma bateria de menor tamanho, enquanto o de índice muito ruim não teve nenhuma bateria alocada, uma vez que o investimento não se justificava.

A comparação das situações com os SHGE em diferentes barras na rede demonstrou pouca ou nenhuma influência nos resultados finais. As perdas dentro de todo o sistema IEEE 30 barras são mínimas em relação aos tamanhos dos parques, nem a introdução de SAEB resultou

numa redução significativa. Assim, embora a localização física dos parques com base em perdas tenha mostrado uma redução, ela não é significativa e não influencia o dimensionamento do armazenamento de energia. A análise da curva de estabilidade de tensão P-V se mostrou mais produtiva, identificando regiões que necessitam de suporte de reativo para melhorar a estabilidade de tensão, sugerindo um campo promissor para futuras investigações sobre a alocação de sistemas de armazenamento.

Em suma, o SAEB cumpriu com os objetivos propostos neste estudo, aumentando a flexibilidade no despacho do parque, reduzindo a possibilidade das ocorrências de *curtailment* e diminuindo as variações de potência na barra de balanço. Isso pode ser interpretado como uma atenuação nas variações em uma linha de transmissão que interliga subsistemas.

Capítulo 6

Conclusões

Esta dissertação apresentou uma metodologia para o dimensionamento ótimo de SAEB, abordando de maneira sistemática as dinâmicas de fluxo de carga, importação de energia, flexibilidade operacional e *curtailment*. O estudo focou em SHGE conectadas a sistemas de transmissão de alta tensão.

Desenvolveu-se uma abordagem combinando o PSO, NR e índices de confiabilidade FMEP para o dimensionamento de SAEB em diferentes SHGE. Esta metodologia levou em conta diferentes tecnologias de baterias e buscou o máximo benefício marginal, considerando restrições como o estado de carga e limitações específicas de cada tecnologia. Para a análise, utilizaram-se dados do NASA POWER e do ONS, focando no subsistema Nordeste, com locais de geração na Bahia, Rio Grande do Norte e Ceará. Para a avaliação dos resultados, foram observadas diversas situações possíveis, evoluindo desde um caso mais simples, com o dimensionamento de apenas um SAEB em um sistema de menor porte até configurações mais complexas com dois SAEB, em um sistema de maior porte, para garantir a compreensão e validação.

A implementação da metodologia possibilitou, ainda, uma análise detalhada da eficácia do SAEB na integração de ER, evidenciando uma significativa redução na flutuação de energia e um efeito de suavização notável, contribuindo para a estabilidade e eficiência operacional do sistema elétrico. Além disso, o uso do PSO possibilitou identificar eficientemente os pontos ótimos, resultando nas capacidades ideais do SAEB para o sistema, segundo o conceito de máximo benefício marginal.

A respeito dos resultados particulares às tecnologias específicas, o SAEB de PbA apresentou um efeito de suavização mais pronunciado, destacando-o como uma opção eficaz e econômica. Sua melhor relação custo-benefício permitiu a obtenção de benefícios marginais com capacidades superiores, sem necessariamente resultar em custos totais mais elevados, compensando o desempenho inferior da tecnologia. Em contraste, a tecnologia de Li-Íon, embora tenha um custo mais alto, relacionado a demanda elevada em veículos elétricos, é destacada pela sua densidade de potência, um atributo de menos valorizado em aplicações estacionárias. A tecnologia de Na-Íon, mostrou-se como um meio termo e ainda com um preço elevado. Com expectativa de uma rápida redução de custos, dada a sua novidade tecnológica, é importante reavaliá-la nos próximos anos, na perspectiva de aplicações estacionárias.

A análise comparativa entre diferentes alocações elétricas, na rede, indicou pouca influência nos resultados do SAEB. As perdas associadas são baixas em comparação com os tamanhos

dos parques e a própria influência do SAEB nas perdas da rede são mínimas. Na perspectiva da alocação dos SHGE no sistema IEEE 30 barras ficou-se evidente a necessidade, de realizar análises na curva de estabilidade de tensão P-V, para compreender pontos de alocação mais oportunos que não sejam suscetíveis variações grandes de tensão com elevadas injeções de potência. Também é possível, com essa análise, identificar regiões que necessitariam de suporte de reativo para reduzir as variações de tensão relacionada ao aumento da potência. Na perspectiva de alocação ótima de SAEB, então, esse tipo de análise mostra-se como um ponto de partida para futuras pesquisas.

A incorporação da análise da rede aprimorou, significativamente, a avaliação da eficácia do SAEB na redução de cortes e seu impacto na barra de balanço. O efeito de suavização, proeminente observado, tem o potencial de aumentar a confiabilidade e a eficiência de custos do sistema.

Em síntese, o SAEB atendeu aos objetivos estabelecidos nesta dissertação, nos quais proporcionou uma maior flexibilidade no despacho do parque, reduziu a possibilidade ocorrência de *curtailment* e diminuiu a variação de potência na barra de balanço. Isso pode ser interpretado como a redução da variação em uma linha de transmissão de interligação de subsistemas. Este estudo abordou apenas algumas das inúmeras aplicações potenciais do SAEB, ressaltando a importância de avaliar o impacto de múltiplas aplicações, como serviços ancilares, resposta rápida a frequência, *peak-shaving*, *black start*, inércia sintética, entre outras, para uma avaliação tecno-econômica mais abrangente.

Assim, a pesquisa realizada se destaca como um guia valioso para a escolha de tecnologias e integração de SAEB em redes de energia renovável de alta penetração, abrangendo aspectos de planejamento e operacionais, considerando a complexidade da integração de ER em sistemas de despacho centralizados. A estrutura, que leva em conta a flexibilidade operacional e a dinâmica do sistema interconectado, oferece uma abordagem holística para avaliação dos desafios complexos impostos pela integração de recursos de ER e para o dimensionamento ótimo de SAEB. Os resultados alcançados nos estudos de caso são também relevantes como referência para outros estudos, reforçando a viabilidade e eficácia do SAEB aplicado a sistemas SHGE.

Como parte das direções para pesquisas futuras, expandir os modelos de despacho para abranger serviços auxiliares, é uma via promissora para explorar seus impactos mais amplos. Além disso, estender a estrutura de dimensionamento ótimo para incorporar considerações de localização ótima em redes com instalações de SHGE existentes, representa uma área para investigação adicional a partir de análises de restrições de escoamento do sistema e estabilidade de tensão. A inclusão de um sistema de ordem de magnitude maior e uma abordagem probabilística para lidar com incertezas em fontes de energia renováveis e carga, são áreas para investigação adicional. Já para a avaliação técnica-econômica das tecnologias de baterias, são necessárias as análises de restrição de projeto e a criação de um modelo probabilístico para a degradação dos componentes do SAEB, visando uma maior aproximação com a realidade operacional.

REFERÊNCIAS

- ABDALLA, A. N. et al. Integration of energy storage system and renewable energy sources based on artificial intelligence: An overview. **Journal of Energy Storage**, v. 40, p. 102811, 2021. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X21005387>>.
- ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. Wiley, 2012. ISBN 9781119942085. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=y7430s86pQAC>>.
- AHMAD, P.; SINGH, N. Optimal sizing of ess in a hybrid wind-diesel power system using nar and narx model. In: **2020 IEEE 7th Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (UPCON)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–6.
- AL-SHAHRI, O. A. et al. Solar photovoltaic energy optimization methods, challenges, and issues: A comprehensive review. **Journal of Cleaner Production**, v. 284, p. 125465, 2021. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620355116>>.
- BOROWY, B.; SALAMEH, Z. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and pv array in a wind/pv hybrid system. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 11, n. 2, p. 367–375, 1996.
- CEN, B. et al. Penalty adjustment-based sizing method for flexible resources in isolated microgrids. **IEEE Access**, v. 8, p. 228619–228627, 2020.
- CHAUDHARY, G. et al. Review of energy storage and energy management system control strategies in microgrids. **Energies**, v. 14, n. 16, 2021. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/14/16/4929>>.
- DATTA, U.; KALAM, A.; SHI, J. Battery energy storage system for transient frequency stability enhancement of a large-scale power system. In: **2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.
- DEY, P.; BHATTACHARYA, A.; DAS, P. Tuning of power system stabilizer for small signal stability improvement of interconnected power system. **Applied Computing and Informatics**, v. 16, 12 2017.
- DIAB, A. A. Z. et al. Application of different optimization algorithms for optimal sizing of pv/wind/diesel/battery storage stand-alone hybrid microgrid. **IEEE Access**, IEEE, v. 7, p. 119223–119245, 2019.
- DYKES, K. et al. **Results of IEA Wind TCP Workshop on a Grand Vision for Wind Energy Technology**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2020/12/Results-of-IEA-Wind-TCP-Workshop-on-a-Grand-Vision-for-Wind-Energy-Technology.pdf>>.
- EL-BIDAIRI, K. S. et al. A hybrid energy management and battery size optimization for stand-alone microgrids: A case study for flinders island, australia. **Energy Conversion and Management**, v. 175, p. 192–212, 2018. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418309415>>.

EPE. **Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas**. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-617/NT-EPE-DEE-011-2021-R2.pdf>>.

EPE, E. d. P. E. **Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. Ministério de Minas e Energias, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf>.

ERIKSSON, R.; MODIG, N.; ELKINGTON, K. Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, n. 5, p. 507–514, 2018. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-rpg.2017.0370>>.

EóLICA, A. B. de E. **Annual Wind Energy Report 2022**. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://abeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/08/WIND-ENERGY-REPORT-2022-1.pdf>>.

GARMABDARI, R. et al. Multi-objective energy storage capacity optimisation considering microgrid generation uncertainties. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 119, p. 105908, 2020. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519332053>>.

GESEL. **Webinar GESEL: Perspectivas do Armazenamento como Elemento de Integração entre Geração e Transmissão**. 2021. Disponível em: <<https://gesel.ie.ufrj.br/eventos/webinar-gesel-perspectivas-do-armazenamento-como-elemento-de-integracao-entre-geracao-transmissao/>>.

GRAHAM, V.; HOLLANDS, K. A method to generate synthetic hourly solar radiation globally. **Solar energy**, Elsevier, v. 44, n. 6, p. 333–341, 1990.

GRAINGER, J.; STEVENSON, W. **Power System Analysis**. McGraw-Hill, 1994. (McGraw-Hill series in electrical and computer engineering: Power and energy). ISBN 9780070585157. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=74NB91nQSTEC>>.

GUTIERREZ, L.; VALLE, C. Fernandez del. **Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability**. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_Storage_valuation_2020.pdf>.

HANNAN, M. et al. Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues. **Journal of Energy Storage**, v. 42, p. 103023, 2021. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X21007349>>.

HOMER. **How HOMER Calculates Wind Turbine Power Output**. 2023. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/how_homer_calculates_wind_turbine_power_output.html>.

IEC. **Electrical energy storage (EES) systems - Part 1: Vocabulary**. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/60286>>.

IMPRAM, S.; NESE, S. V.; ORAL, B. Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey. **Energy Strategy Reviews**, Elsevier, v. 31, p. 100539, 2020.

- IRENA. **Innovation landscape brief: Utility-scale batteries**. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Utility-scale-batteries_2019.pdf>.
- JAWAD, R.; KADHUM, A. A.; MONEER, M. Performance comparison of meta-heuristic algorithms pso and aco for optimum power flow in power systems. In: **2021 International Conference on Communication Information Technology (ICICT)**. [S.l.: s.n.], 2021. p. 19–24.
- JIA, Q.-S.; XIE, M.; WU, F. Ordinal optimization based security dispatching in deregulated power systems. In: . [S.l.: s.n.], 2009. p. 6817–6822.
- KELLY, J.; LEAHY, P. Optimal investment timing and sizing for battery energy storage systems. **Journal of Energy Storage**, v. 28, p. 101272, 2020. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19310308>>.
- KHARRICH, M.; SAYOUTI, Y.; AKHERRAZ, M. Microgrid sizing with environmental and economic optimization. In: **2018 Renewable Energies, Power Systems Green Inclusive Economy (REPS-GIE)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.
- KIEHBAD, M. et al. Modeling, design, and optimization of a cost-effective and reliable hybrid renewable energy system integrated with desalination using the division algorithm. **International Journal of Energy Research**, v. 45, n. 1, p. 429–452, 2021. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.5628>>.
- KING, J. et al. Other, **Opportunities for Research and Development of Hybrid Power Plants**. 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75026.pdf>>.
- KROPOSKI, B. et al. Achieving a 100 % renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 2, p. 61–73, 2017.
- LABORATORY, N. R. E. **Are Hybrid Systems Truly the Future of the Grid?** 2021. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/news/features/2021/are-hybrid-systems-truly-the-future-of-the-grid.html>>.
- LI, X.; YAO, L.; HUI, D. Optimal control and management of a large-scale battery energy storage system to mitigate fluctuation and intermittence of renewable generations. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 4, n. 4, p. 593–603, 2016.
- MAHMOOD, F. B. K. et al. Weakest location exploration in ieee-14 bus system for voltage stability improvement using statcom, synchronous condenser and static capacitor. In: **2017 International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering (ECCE)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 623–629.
- MALAQUIAS, O. C. P. **Otimização tecno-econômica de sistemas híbridos de geração de energia elétrica**. Dissertação (B.S. thesis) — Federal University of Campina Grande, 2020.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. **Solar Energy**, v. 50, n. 5, p. 399–405, 1993. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X93900602>>.

MARCHIORI, I. et al. Avaliação de funções de penalização para o dimensionamento otimizado de redes de distribuição de Água. In: . [S.l.: s.n.], 2017.

MERCANGÖZ, B. A. Applying particle swarm optimization to portfolio optimization. In: MERCANGÖZ, B. A. (Ed.). **Applying Particle Swarm Optimization: New Solutions and Cases for Optimized Portfolios**. Springer, 2021. p. 1–1. Disponível em: <https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-70281-6_1>.

MONCECCHI, M. et al. Battery modeling for microgrid design: a comparison between lithium-ion and lead acid technologies. In: **2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1215–1220.

MONTICELLI, A.; CEPEL. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. E. Blucher, 1983. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=b_qAkgEACAAJ>.

NAIDJI, I. et al. Efficient allocation strategy of energy storage systems in power grids considering contingencies. **IEEE Access**, v. 7, p. 186378–186392, 2019.

NOGUERA, A. L. G. **Otimização do projeto de um sistema híbrido Diesel-Ciclo Orgânico Rankine (ORC) / fotovoltaico**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) — Universidade Federal de Itajubá, 2017.

NREL. **Increasing Grid System Value with Hybrid Power Plants**. 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/news/video/increasing-grid-system-value-with-hybrid-power-plants-text.html>>.

ONS. **Análise da perturbação do dia 15/08/2023 às 8h30min**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h30min%20vers%c3%a3o%20final%20com%20anexos%20de%20diverg%c3%aancia_Final.pdf>.

PARIZAD, A.; HATZIADONIU, K. J. Multi-objective optimization of pv/wind/ess hybrid microgrid system considering reliability and cost indices. In: IEEE. **2019 North American Power Symposium (NAPS)**. [S.l.], 2019. p. 1–6.

PINHO, J. et al. **Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia**. [S.l.: s.n.], 2008. ISBN 978-85-98341-02-6.

POWER, N. **Prediction Of Worldwide Energy Resources**. 2023. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/>>.

POZO, N.; POZO, M. Battery energy storage system for a hybrid generation system grid connected using fuzzy controllers. In: **2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.

PU, X. et al. Recent progress in rechargeable sodium-ion batteries: toward high-power applications. **Small**, v. 15, n. 32, p. 1805427, 2019. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/sml.201805427>>.

RAKIB, K. et al. Stability analysis of grid integrated bess based hybrid photovoltaic (pv) and wind power generation. In: **2020 IEEE Region 10 Symposium (TENSymp)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1717–1720.

RMI. **Need for Advanced Chemistry Cell Energy Storage in India**. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://rmi.org/insight/need-for-advanced-chemistry-cell-energy-storage-in-india/>>.

RUIZ, C. et al. **Sodium-ion batteries ready for commercialization: For grids, homes, even compact EVs**. 2023. Disponível em: <<https://energypost.eu/sodium-ion-batteries-ready-for-commercialisation/>>.

SISTEMA, O. N. do. **Portal de Dados Abertos do ONS**. 2024. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/>>.

SKUNDIN, A.; KULOVA, T.; YAROSLAVTSEV, A. Sodium-ion batteries (a review). **Russian Journal of Electrochemistry**, Springer, v. 54, p. 113–152, 2018.

SOUZA, A. C. M. d. et al. **Aplicação de sistemas de armazenamento de energia por baterias para a suavização de potência em usinas eólicas**. Dissertação (B.S. thesis), 2022.

TORO, L. et al. A systematic review of battery recycling technologies: Advances, challenges, and future prospects. **Energies**, v. 16, n. 18, 2023. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/18/6571>>.

TUD. **Global Wind Atlas**. 2023. Disponível em: <<https://globalwindatlas.info/en>>.

UL, H. E. by. **How HOMER Calculates the PV Array Power Output**. 2021. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html>.

ZAKARIA, E.; RAMADAN, K.; ELTIGANI, D. Method of computing maximum loadability, using continuation power flow, case study sudan national grid. In: **2013 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTING, ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERING (ICCEEE)**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 663–667.

ÇETINBAŞ İpek; TAMYÜREK, B.; DEMIRTAŞ, M. Sizing optimization and design of an autonomous ac microgrid for commercial loads using harris hawks optimization algorithm. **Energy Conversion and Management**, v. 245, p. 114562, 2021. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689042100738X>>.