

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Maria Elisa Fernandes Octaviano

**Formulação Ótima Multiperíodo para Alocação de BESS em Sistemas
de Distribuição Considerando Aspectos Operacionais**

Juiz de Fora

2025

Maria Elisa Fernandes Octaviano

Formulação Ótima Multiperíodo para Alocação de BESS em Sistemas de Distribuição Considerando Aspectos Operacionais

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 22 de setembro de 2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Leandro Ramos de Araujo - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Profa. Dra. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo - Coorientadora
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Bráulio César de Oliveira
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Wesley Peres
Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias
Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 28/08/2025.



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Ramos de Araujo, Professor(a)**, em 22/09/2025, às 18:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Debora Rosana Ribeiro Penido Araujo, Professor(a)**, em 22/09/2025, às 18:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 22/09/2025, às 19:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

Documento assinado eletronicamente por **Bráulio César de Oliveira, Usuário Externo**, em 22/09/2025, às 19:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de](#)



[novembro de 2020.](#)



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Henriques Dias, Professor(a)**, em 24/09/2025, às 17:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Wesley Peres, Usuário Externo**, em 25/09/2025, às 13:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufff (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2583730** e o código CRC **85C38831**.

Dedico este trabalho a minha família.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por estar ao meu lado ao longo de toda a minha jornada, sendo meu refúgio nos momentos de dificuldade.

Aos meus pais, José Roberto e Rita, sou profundamente grata pelo incentivo, apoio e amor. Agradeço também por todos os recursos que me permitiram trilhar este caminho e desenvolver meu trabalho. Obrigada por caminharem ao meu lado.

Ao meu marido, Lucas, agradeço por sua paciência ao ouvir cada etapa desta implementação, por seu incentivo constante, amor e por sempre acreditar em mim. Sua leveza e confiança são fundamentais em minha vida. Muito obrigada!

Aos meus amigos e familiares, que sempre apoiaram minhas decisões e acreditaram na minha capacidade, deixo meu sincero agradecimento.

Aos meus colegas da empresa, obrigada pelo incentivo e compreensão, principalmente quando eu precisava dedicar tempo ao doutorado.

Aos colegas do Programa de Pós-Graduação, obrigada pela parceria, pela ajuda mútua e pelos momentos de alegria que compartilhamos.

Aos meus orientadores, Leandro e Débora, minha eterna gratidão pelo conhecimento transmitido, pelas conversas descontraídas e por toda a trajetória que percorremos juntos desde a graduação. Vocês são orientadores para a vida, e por isso, muito obrigada!

Por fim, agradeço à comunidade acadêmica da Universidade Federal de Juiz de Fora, que segue formando profissionais qualificados para fazer a diferença na vida das pessoas.

Muito obrigada!

RESUMO

O presente trabalho trata dos sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) aplicados em sistemas de distribuição. Devido as contribuições que os BESS podem promover no suprimento energético dos sistemas, eles podem ser utilizados com aplicação diversificada melhorando índices de qualidade de energia elétrica e custos associados.

Neste trabalho é apresentada uma formulação ótima para alocação e gerenciamento de baterias, na qual serão considerados vários parâmetros relativos a aspectos operacionais como, por exemplo, a vida útil dos BESS, restrições de tensão, profundidade de descargas, SOH, dentre outros.

O método de otimização utilizado para solucionar o problema de alocação e gerenciamento das baterias é o Algoritmo Genético (AG), uma vez que o problema possui natureza não linear, variáveis discretas e contínuas e acoplamento temporal. Buscando a melhoria da convergência do AG, foi implementado um método de redução da área de procura de soluções candidatas através de melhorias nas populações iniciais do algoritmo.

A proposta é que seja feita uma alocação ótima considerando vários períodos de operação, ou seja, é necessária uma formulação multiperíodo. Para as questões temporais existentes na operação da bateria, utiliza-se o QSTS (do inglês: *Quasi-Static Time-Series*) que soluciona fluxos de potência sequenciais.

O método desenvolvido foi testado em diversos sistemas elétricos, com baterias de diferentes características, para análise do comportamento dos BESS e demonstração de sua eficácia.

Palavras-Chave: BESS, Sistemas de Distribuição, Algoritmo Genético, Gerenciamento de Baterias.

ABSTRACT

This work addresses battery energy storage systems (BESS) applied to distribution systems. Due to the contributions that BESS can provide to the energy supply of these systems, they can be used for diverse applications, improving electrical power quality indices and associated costs.

In this work, an optimal formulation for the allocation and management of batteries is presented, considering various parameters related to operational aspects such as, for example, the BESS lifespan, voltage constraints, depth of discharge, SOH, among others.

The optimization method used to solve the battery allocation and management problem is the Genetic Algorithm (GA), since the problem has a nonlinear nature, with discrete and continuous variables, as well as temporal coupling. To improve the convergence of GA, a method for reducing the search space of candidate solutions was implemented through enhancements in the algorithm's initial populations.

The proposal is to perform an optimal allocation considering multiple operating periods, that is, a multiperiod formulation is necessary. For the temporal aspects inherent to battery operation, Quasi-Static Time-Series (QSTS) is used, which solves sequential power flows.

The developed method was tested on several electrical systems, with batteries of different characteristics, to analyze the behavior of BESS and demonstrate its effectiveness.

Key Words: BESS, Distribution Systems, Genetic Algorithm, Battery Management.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Curva que relaciona o SOC com a tensão interna da bateria	21
Figura 2: Circuito de Bateria Utilizado	23
Figura 3: Representação do QSTS e Dependência do SOC	26
Figura 4: Profundidade de descarga em relação ao número de ciclos	29
Figura 5: Relação entre o percentual de capacidade da bateria e temperatura	29
Figura 6: Degradação do BESS versus número de ciclos	31
Figura 7: Relação entre SOC e número de ciclos	31
Figura 8: Representação da relação entre EA e SOH	32
Figura 9: Relação entre perda de capacidade e DOD	33
Figura 10: Representação 3D de $(3, 1)$	35
Figura 11: Esquemático de Conexões	36
Figura 12: Exemplo de SOC – Conexão 1	37
Figura 13: Exemplo de SOC – Conexão 2	38
Figura 14: Fluxograma do Algoritmo Genético	45
Figura 15: Estrutura de Cromossomos Proposta	46
Figura 16: Estrutura de Avaliação da População	46
Figura 17: Modelo esquemático de um nó com BESS	51
Figura 18: Procedimento de redução da capacidade do BESS ao longo do tempo	53
Figura 19: Algoritmo proposto para o item 4.2	54
Figura 20: Estrutura do cromossomo – problema 4.2	55
Figura 21: Sistema IEEE 34 Node Test Feeder	59
Figura 22: Curva de Variação da Temperatura	59
Figura 23: Curva de carga considerada nas execuções	60
Figura 24: Resultados das Perdas de Energia – Caso 2	62
Figura 25: Resultados da avaliação da restrição de descargas	63
Figura 26: Resultados da análise de diversas temperaturas	64
Figura 27: Comparação dos Perfis de SOC envolvendo descargas profundas	65
Figura 28: Análise de Sensibilidade de Perdas - Comparação casos 2 e 8	66
Figura 29: Comparação de perfis de SOC: casos 2 e 8	67
Figura 30: Custo horário de energia	68
Figura 31: Sistema Tutorial	69

Figura 32: Resultados Obtidos Para o Sistema Tutorial.....	74
Figura 33: Resultados obtidos para o IEEE 34.....	76
Figura 34: Sistema IEEE 123 Barras.....	78
Figura 35: Resultados Obtidos para o Caso I123-1	79
Figura 36: Resultados Obtidos para o Caso I123-2.....	80
Figura 37: Comparação com ênfase no artigo Wong et al. (2020).....	81
Figura 38: Comparação com ênfase no artigo Zu et al. (2022)	82
Figura 39: Comparação com ênfase no artigo Pompern et al. (2023)	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Parâmetros Considerados nos Trabalhos da Revisão Bibliográfica	13
Tabela 2: Características Representativas dos Principais Tipos de Baterias	25
Tabela 3: Comparação das formulações	39
Tabela 4: Resumo dos Casos Simulados	60
Tabela 5: Parâmetros das Baterias Empregadas	68
Tabela 6: Descrição dos Casos Executados no Sistema Tutorial (TS).....	70
Tabela 7: Resultados dos Casos Executados no Sistema Tutorial.....	71
Tabela 8: Descrição dos Casos Executados no IEEE 34	75
Tabela 9: Resultados dos Casos Executados no IEEE 34	75
Tabela 10: Descrição dos Casos Executados no IEEE 123	78
Tabela 11: Resultados dos Casos Executados no IEEE 123	78
Tabela 12: Descrição dos Casos Executados para Comparação.....	81
Tabela 13: Resultados dos Casos 1, 2 e 3	81
Tabela 14: Resultados dos Casos 4, 5 e 6.....	82
Tabela 15: Resultados dos Casos 7, 8 e 9.....	83

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
1.3	MOTIVAÇÃO	16
1.4	OBJETIVO	16
1.5	PUBLICAÇÕES DECORRENTES	18
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	19
2.	PREMISSAS BÁSICAS.....	20
2.1	CAPACIDADE NOMINAL (E_{nom})	20
2.2	POTÊNCIA NOMINAL	20
2.3	ESTADO DE CARGA (SOC_t).....	21
2.4	CICLO DE VIDA.....	22
2.5	MODELO DE BATERIA	22
2.6	AUTODESCARGA	23
2.7	EFICIÊNCIA DE CARGA E DESCARGA	24
2.8	TIPOS DE BATERIAS	24
2.9	SÉRIES TEMPORAIS QUASE ESTÁTICAS (QSTS).....	25
3.	FATORES QUE INFLUENCIAM NA DEGRADAÇÃO DE BATERIAS, ESTIMATIVA DE SOH E TIPOS DE CONEXÕES.....	27
3.1	FATORES INFLUENTES NA DEGRADAÇÃO DAS BATERIAS	27
3.1.1	ESTADO DE SAÚDE (SOH).....	27
3.1.2	CICLOS x PROFUNDIDADE DE DESCARGA (DOD)	28
3.1.3	TEMPERATURA x CAPACIDADE NOMINAL.....	29
3.1.4	CAPACIDADE NOMINAL x NÚMERO DE CICLOS	30
3.1.5	RELAÇÃO ENTRE CAPACIDADE NOMINAL E SOH.....	31
3.1.6	RELAÇÃO ENTRE SOH E DOD	33
3.2	ESTIMATIVA DE SOH	34
3.3	CONEXÕES.....	36
3.3.1	CONEXÃO 1	37
3.3.2	CONEXÃO 2	37
4.	METÓDO PROPOSTO.....	39

4.1	FORMULAÇÃO 1	40
4.1.1	MODELO MATEMÁTICO DA FORMULAÇÃO 1	40
4.1.2	SOLUÇÃO DA FORMULAÇÃO 1 VIA ALGORITMO GENÉTICO	44
4.2	FORMULAÇÃO 2	48
4.2.1	MODELO MATEMÁTICO DA FORMULAÇÃO 2	48
4.2.2	SOLUÇÃO DA FORMULAÇÃO 2 VIA ALGORITMO GENÉTICO	52
5.	RESULTADOS	58
5.1	RESULTADOS REFERENTES A FORMULAÇÃO 1	58
5.1.1	CASO 1	61
5.1.2	CASO 2	61
5.1.3	CASOS 3 E 4	62
5.1.4	CASO 5	63
5.1.5	CASOS 6 E 7	65
5.1.6	CASO 8	66
5.2	RESULTADOS REFERENTES A FORMULAÇÃO 2	67
5.2.1	SISTEMA TUTORIAL	68
5.2.2	SISTEMA IEEE 34	75
5.2.3	SISTEMA IEEE 123	77
5.2.4	MÉTODO PROPOSTO x OUTROS MÉTODOS	80
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	85
6.1	CONCLUSÕES	85
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	86
	REFERÊNCIAS	88

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AG	Algoritmo Genético
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (do inglês: <i>Battery Energy Storage System</i>)
BMS	Sistema de Gerenciamento de Baterias (do inglês: <i>Battery Management System</i>)
FOB	Função Objetivo
GD	Geração Distribuída
MATLAB	MATrix LABoratory
NaS	Sódio-enxofre
NiMH	Hidreto Metálico de Níquel
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
p.u.	Sistema por Unidade
QSTS	Séries Temporais Quase Estáticas (do inglês: <i>Quasi-static Time Series</i>)
SD	Sistema de Distribuição
SOC	Estado de Carga (do inglês: <i>State of Charge</i>)
SOH	Estado de Saúde (do inglês: <i>State of Health</i>)
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UPS	Fontes de Energia Ininterruptas (do inglês: <i>Uninterrupted Power Supply</i>)
VRB	Baterias de redox de vanádio (do inglês: <i>Vanadium Redox Batteries</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

$E_{f,t}$	Energia, em kWh, armazenada no final do intervalo de tempo t
$E_{nom,t}$	Capacidade nominal da bateria, expressa em kWh
SOC_t	Estado de carga calculado para o fim do instante de tempo t
V	Tensões nodais do sistema
V_{nom}	Tensão nominal da bateria, expressa em p.u.
P_{nom}	Potência nominal do BESS, em kW
η_{aut}	Fator de perdas por autodescarga, dado pelo fabricante, no intervalo [0,1]
$p^{Perdas,Aut}$	Perdas por autodescarga, em kW, da bateria
$p^{útil}$	Potência armazenada na bateria, em kW
p^{bat}	Potência, em kW, na entrada na bateria, inclui perdas por eficiência
η_{ef}	Fator de perdas por eficiência, dado pelo fabricante, no intervalo [0,1]
P_{sist}	Perdas totais de energia elétrica, em kW, do sistema de distribuição
P_{auto}	Perdas totais por autodescarga, em kW, das baterias alocadas
P_{efic}	Perdas totais por eficiência, em kW, das baterias alocadas
Fob	Função objetivo do problema de otimização
$Parc_{perdas}$	Representação das perdas de energia elétrica na FOB
$Parc_{vida}$	Representação do custo das baterias relativo à vida na FOB
T	Número de intervalos de tempo em uma curva de cargas
$E_{f,t-1}$	Energia, em kWh, no final do intervalo de tempo $t-1$ na bateria f

t_d	Discretização adotada na curva de cargas
V_{min}	Limite inferior de tensão, em p.u., considerado
V_{max}	Limite de tensão superior, em p.u., considerado
k_c	Constante de sensibilidade
T_t	Temperatura de operação no intervalo de tempo t
Pen_{vida}	Penalização devido à perda de vida útil
$Dias$	Número de dias considerados na simulação
$Custo_{bat}$	Custo das baterias, dado em reais
N_{ciclos}	Número de ciclos informado pelo fabricante
n_{bat}	Número de baterias monofásicas alocadas
$Custo_{perdas}$	Custo das perdas em reais por MWh
$Perdas$	Perdas totais de energia elétrica em MWh
SOC_{min}	Limite inferior de SOC considerado no intervalo [0,1]
SOC_{max}	Limite superior de SOC considerado no intervalo [0,1]
ΔSOC_t	Variação de SOC no fim do intervalo de tempo t , no intervalo [0,1]
ΔSOC_{max}	Variação máxima permissível de SOC, no intervalo [0,1]
N_{bat}	Número de baterias alocadas
$p^{Perdas,Efic}$	Perdas por eficiência, em kW, para uma bateria
Fob_{pen}	Função objetivo caso haja penalização
$cont_{tens}$	Contador de tensões que desrespeitam a restrição de tensão
$cont_{\Delta SOC}$	Contador de ΔSOC s que desrespeitam a restrição de ΔSOC

No	Número de nós do sistema de distribuição
PT	Total de conjuntos de intervalos de tempo
I_{RE}	Soma das partes ativas das correntes injetadas em um nó do sistema
I_{IM}	Soma das partes reativas das correntes injetadas em um nó do sistema
$NoC_{Acum,p}$	Número de ciclos acumulado no conjunto p
$NoC_{Acum,p-1}$	Número de ciclos acumulado no conjunto $p-1$
$SOC_{n,t,p}$	Estado de carga da bateria n no tempo t no conjunto p
$SOC_{n,p,min}$	Limites inferior de SOC da bateria n , durante a operação da bateria no conjunto p
$SOC_{n,p,max}$	Limites superior de SOC da bateria n , durante a operação da bateria no conjunto p
$\eta_{n,ef}$	Eficiência da bateria n
$E_{n,t,p}$	Energia armazenada, em kWh, na bateria n no tempo t no conjunto p
$E_{a,nom}$	Energia nominal disponível, em kWh, da bateria n no conjunto $p=1$
$E_{a,n,p}$	Energia nominal disponível, em kWh, da bateria n no conjunto p
$SOH_{n,p}$	Estado de saúde da bateria n no conjunto p
$P_{n,t,p}$	Potência, em kW da bateria n no tempo t no conjunto p
N_k	Vetor binário cuja dimensão é o número de nós no sistema
$N_{k,max}$	Número máximo da bateria que podem ser alocados no sistema
$P_{a,n,p}$	Potência nominal, em kW, da bateria n no conjunto p
$\{E1,E2,\dots\}$	Valores de energia dos BESS que podem ser utilizados

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentadas as considerações gerais, bem como a motivação e os objetivos do trabalho. Apresenta-se a revisão bibliográfica realizada, demonstrando o estado da arte na área de alocação de baterias em sistemas de distribuição.

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A crescente penetração de fontes de energia renováveis na matriz energética dos Sistemas de Distribuição (SD), na forma de geração distribuída (GD), fez com que os sistemas elétricos se tornassem, a princípio, mais flexíveis em relação ao modelo clássico caracterizado por fontes geradoras longe das cargas. Porém, trouxe muitos desafios para o planejamento e a operação da Distribuição.

A característica intermitente de alguns tipos de geração, como a eólica e a solar são responsáveis por parte dos desafios nos sistemas de potência, e para solucionar os diversos problemas advindos dessa característica é necessário pesquisar e desenvolver novos métodos e ferramentas computacionais, além de investir em equipamentos modernos para que haja um melhor gerenciamento energético. Dentre as possibilidades, os sistemas de armazenamento de energia formados por baterias têm se mostrado uma alternativa interessante.

Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS, do inglês *Battery Energy Storage Systems*) são compostos, de forma geral, por três elementos principais: as baterias, que armazenam a energia elétrica; os inversores, responsáveis pela conversão da energia entre corrente contínua (DC) e corrente alternada (AC); e os controladores, que gerenciam a operação do sistema, monitorando parâmetros como carga, descarga, temperatura e estado de saúde das baterias. A integração desses componentes permite que o BESS atue de forma eficiente no fornecimento e regulação de energia em diversas aplicações.

Os BESS estão sendo estudados e utilizados em diversos países. Nos Estados Unidos, por exemplo, estão sendo criadas condições regulatórias para utilização destes

sistemas, conforme mostrado no relatório *Grid Energy Storage* do Departamento de Energia dos Estados Unidos (2022).

No Brasil, o estudo de sistemas de armazenamento de energia ainda está em fase inicial. Entretanto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) incentiva, em seus projetos estratégicos, pesquisas que discutam a inserção de sistemas de armazenamento no sistema elétrico nacional.

Mesmo que a utilização de BESS avance lentamente no Brasil, sua aplicabilidade é bastante diversificada e pode trazer melhorias nos padrões de qualidade de energia. Os sistemas de armazenamento podem auxiliar no suprimento energético de SD, podem contribuir para a regulação de tensão e ainda promover ganhos financeiros.

Observando esses benefícios, pode-se vislumbrar que as aplicações com BESS são promissoras. Porém, para a realização de estudos com esta temática, uma série de considerações devem ser realizadas e pode-se chegar a soluções diferentes dependendo das premissas adotadas. O problema de alocação de BESS pode ser formulado com diversos objetivos como, por exemplo, a minimização de perdas, a regulação de tensão, a redução de custos, otimização do suprimento energético de sistemas que contenham fontes renováveis, entre outros. Dependendo do objetivo, os BESS podem atuar de maneira diferente para um mesmo sistema, solucionando diferentes problemas.

Dentre algumas questões necessárias para as aplicações, que poderiam também ser tratadas em uma futura legislação, deve-se analisar o ponto de conexão destes BESSs. Isso porque, esta localização, sendo feita de forma otimizada, pode trazer benefícios tanto para a concessionária quanto para os consumidores próximos a estes BESS.

Além disso, outro fator impactante nos estudos consiste no tipo de tecnologia de bateria utilizado (Li-íon, VRB, chumbo-ácido...) pois a tecnologia de bateria utilizada impacta tanto nos custos do BESS (custos das baterias) como em fatores de desempenho operando nos sistemas de distribuição (eficiência, tempo de vida, capacidade das baterias).

Finalmente, mais um parâmetro importante é a perda de vida útil. Deve-se salientar que todos os equipamentos do sistema elétrico estão sujeitos a este fenômeno, porém nem todos os autores consideram esta premissa no estudo de baterias o que pode levar a obtenção de soluções não factíveis, já que implicariam em deterioração dos BESS resultando em uma troca prematura destes equipamentos, reduzindo o ciclo de vida informado pelo fabricante.

No caso das baterias, a perda de vida útil é potencializada por dois fatores principais: descargas profundas e temperatura. As descargas profundas podem parecer vantajosas para a redução de perdas ou para realizar arbitragem de energia, porém elas podem não ser ideais em sistemas reais pois contribuem para acelerar a perda de vida útil. Em relação a temperatura, trata-se de um fator externo do ambiente que influencia na capacidade da bateria. De maneira geral, em temperaturas elevadas, a capacidade da bateria é maior, porém sua vida útil é reduzida.

Neste trabalho, todos os fatores citados serão levados em consideração. Isso porque, para uma boa modelagem do problema, deve-se levar em consideração tanto as melhorias nos índices de qualidade do sistema elétrico advindos do uso de baterias quanto as dificuldades e limitações de operação, considerando a vida útil e os fatores que nela impactam, para que a solução obtida esteja o mais próxima possível de um cenário real aplicável.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diversos autores têm realizado estudos na área de alocação, gerenciamento e dimensionamento de BESS com diferentes premissas. Nesta seção serão apresentados os trabalhos formadores da base bibliográfica analisada durante o desenvolvimento deste trabalho e trabalhos que apresentam o estado-da-arte no tema.

Abordando o dimensionamento de subestações para a integração de usinas fotovoltaicas com sistemas de armazenamento de energia em baterias, o trabalho de Yoo *et al.* (2020) propôs um método de otimização para determinar a capacidade ideal da subestação e do BESS. O estudo analisou dados de radiação solar e condições de mercado para maximizar o lucro da operação do BESS, permitindo o deslocamento da injeção da geração fotovoltaica para períodos de maior valor da eletricidade. Além disso, o BESS foi utilizado para restringir o fluxo de potência para a subestação, possibilitando a conexão de maiores capacidades fotovoltaicas sem necessidade imediata de expansão da rede.

Tratando dos sistemas de gerenciamento de bateria (BMS, do inglês: *Battery Management Systems*), o trabalho de Wang *et al.* (2022) abordou o desenvolvimento de um projeto e sua implementação. O sistema, que utilizou BMS para armazenamento de

energia, foi capaz de coletar diversos dados como, por exemplo, tensão, temperatura e corrente da bateria. Desta forma, possibilitou-se a otimização do uso das baterias.

Com o objetivo de modelar BESS baseados em conversores de fonte de tensão (VSC-BESS), o trabalho de Wu *et al.* (2019) apresentou um novo modelo que considera a interação entre potência ativa, potência reativa e tensão do sistema. O estudo propôs a incorporação desse modelo em uma formulação de fluxo de potência ótimo ativo-reativo (A-R-OPF), permitindo otimizar a operação do BESS e configurar parâmetros do conversor PWM-VSC. Para resolver o problema, foi utilizada uma abordagem de programação cônica de segunda ordem mista-inteira (SOCP), viabilizando soluções eficientes. Resultados de simulação mostraram que o modelo proposto reduziu perdas em linhas de transmissão e perdas nas interfaces em comparação com modelos tradicionais de BESS.

Explorando um modelo de alocação e dimensionamento ótimos de sistemas de armazenamento de energia em baterias em redes de distribuição, o trabalho de Boonluk *et al.* (2020) propôs um modelo de otimização para minimizar os custos relacionados à regulação de tensão, perdas de potência e demanda de pico. Utilizando os algoritmos genético e de otimização por enxame de partículas (PSO), o estudo avaliou a instalação do BESS em uma rede de distribuição IEEE 33-bus. Os resultados demonstraram que a instalação do BESS melhora os índices de desempenho da rede ao reduzir desvios de tensão e perdas elétricas, além de mitigar a demanda máxima, permitindo uma operação mais eficiente do sistema elétrico de distribuição.

Tratando da mitigação de flutuações de tensão em redes de distribuição com alta penetração fotovoltaica, o trabalho de Khan *et al.* (2022) propôs um controle coordenado entre o sistema de armazenamento de energia em baterias e transformadores com troca de tape sob carga (OLTC, do inglês: *On-Load Tap Changer*). O estudo introduziu um esquema inteligente em tempo real que regula a tensão localmente via BESS e globalmente via OLTC, utilizando medições de unidades fasoriais (PMU). Implementado na rede IEEE 13-bus, o método reduziu o tempo médio de violação de tensão para um quinto do tempo registrado pelo esquema convencional e diminuiu significativamente os ciclos de energia do BESS, prolongando sua vida útil e otimizando sua utilização.

Abordando o tema dos custos de energia e a aplicação de BESS com o intuito de redução do pico de demanda, o trabalho de Schneider *et al.* (2021) avalia a viabilidade econômica das baterias. A abordagem considera a tecnologia, o tamanho da bateria e o gerenciamento do equipamento (cargas e descargas). O algoritmo considera a degradação

das baterias através da contagem de ciclos e a viabilidade das baterias é discutida nos resultados.

Considerando a regulação de tensão em redes de distribuição com alta penetração fotovoltaica, o trabalho de Zhang *et al.* (2022) propôs um método híbrido baseado em eventos para coordenação entre compensação de potência reativa de inversores fotovoltaicos e compensação de potência ativa de sistemas de armazenamento de energia em baterias. A abordagem reduz a necessidade de comunicação contínua, acionando a regulação apenas quando há variações significativas de tensão. Além disso, o estudo apresenta um cálculo para dimensionamento mínimo do BESS, garantindo que o sistema atenda às exigências de regulação de tensão sem superdimensionamento. Testes em uma rede de distribuição real demonstraram que o método melhora a eficiência da regulação, otimizando o uso do BESS.

Tendo em vista o problema da capacidade de hospedagem em redes de distribuição, o trabalho de Wang *et al.* (2021) propõe um método que objetiva melhorar esta capacidade, acomodando mais painéis fotovoltaicos, utilizando BESS. Para fazer isso, o método realiza a alocação otimizada de baterias, visando redução do desequilíbrio e melhoria dos perfis de tensão. O método proposto considera as incertezas associadas às futuras instalações de GD e os resultados verificam a robustez do método.

Tratando do dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia em baterias considerando a estabilidade de frequência em *microgrids*, o trabalho de Javadi *et al.* (2024) propôs um modelo de otimização baseado em programação linear inteira mista (MILP) e decomposição de Benders. O estudo analisou os modos de operação conectado à rede e isolado, levando em conta contingências de geração e restrições de estabilidade de frequência, como a taxa de variação da frequência e a frequência de estado estacionário. A abordagem proposta equilibra os custos operacionais e os benefícios do BESS em comparação ao alto custo de investimento, otimizando o compromisso unitário e a resposta primária de frequência. Simulações realizadas em um *microgrid* de média tensão demonstraram que o método assegura a estabilidade da frequência após eventos contingenciais e melhora a viabilidade econômica do sistema.

Observando a relação entre a vida útil dos BESS e sua utilização, o trabalho de He *et al.* (2021) desenvolve um método que avalia o custo marginal de degradação da bateria para o despacho de energia elétrica. Em estudos de caso, é demonstrada a evolução dos custos ótimos de degradação que correspondem ao despacho otimizado de cada caso. O trabalho também considera o custo de geração na rede.

Atuando no gerenciamento de energia em sistemas de distribuição inteligentes com alta penetração de sistemas de armazenamento de energia em baterias, o trabalho de Zhuang *et al.* (2019) propôs um esquema hierárquico e descentralizado baseado em otimização estocástica. O modelo divide o problema em dois níveis: no nível inferior, o gerenciamento de energia dos BESS individuais é formulado como um processo de decisão de Markov para minimizar o custo de eletricidade; no nível superior, essas decisões são agregadas pelo operador do sistema de distribuição para minimizar as perdas nas linhas e regular os níveis de tensão. A abordagem emprega um método de pesquisa heurística para reduzir a complexidade computacional em redes com alta penetração de BESS. Resultados de simulação em sistemas de teste IEEE demonstraram que o esquema reduz os custos de eletricidade tanto para os consumidores quanto para o operador, além de melhorar a estabilidade da rede.

Focando na melhoria do desempenho do controle automático de geração (AGC, do inglês: *Automatic Generation Control*) em sistemas elétricos, o trabalho de Doenges *et al.* (2020) propôs uma nova estratégia de controle para sistemas de armazenamento de energia em baterias. O estudo abordou a precisão da resposta regulatória, minimizando a taxa de não conformidade com os critérios dinâmicos estabelecidos pelo operador do sistema de transmissão. A estratégia inclui um controle abrangente do estado de carga, utilizando o BESS apenas em períodos designados de assistência regulatória para evitar níveis extremos de carga e descarga. A abordagem foi testada com 400 horas de operação real de AGC, demonstrando que o BESS pode reduzir significativamente a taxa de não conformidade, preservando sua vida útil e minimizando a degradação.

Também como foco em melhorias, mas da qualidade de energia em redes de distribuição, o trabalho de Islam *et al.* (2021) propôs um esquema de planejamento de potência reativa (Var) utilizando a combinação de BESS e bancos de capacitores. O estudo analisou quatro tipos de redes de distribuição para determinar a alocação e dimensionamento ideais dos dispositivos compensadores. Utilizando o software ETAP para simulação, os resultados mostraram benefícios em termos de estabilidade de tensão e redução de perdas, com um período de retorno de investimento de aproximadamente dois anos. Além disso, o planejamento otimizado do BESS e dos capacitores permitiu minimizar custos operacionais e melhorar o fator de potência da rede.

Abordando a mitigação do fluxo reverso de potência (RPF, do inglês: *Reverse Power Flow*) em redes de distribuição com alta penetração fotovoltaica, o trabalho de Unahalekhaka *et al.* (2020) analisou o dimensionamento e a posição ideal para a

instalação de sistemas de armazenamento de energia em baterias. O estudo comparou a instalação do BESS em três locais: um barramento de alta tensão (115 kV), um barramento de baixa tensão (22 kV) e na própria usina fotovoltaica. A pesquisa demonstrou que a instalação do BESS diretamente na usina fotovoltaica foi a solução mais eficiente, reduzindo significativamente as perdas de energia, as flutuações de potência e o impacto do RPF na transmissão. Além disso, a otimização do BESS possibilitou um melhor alisamento da curva de carga da rede de distribuição, garantindo maior estabilidade e eficiência energética.

Realizar a alocação otimizada de BESS, estações de recarga de veículos elétricos e geração distribuída em redes de distribuição é o foco do trabalho de Saldanha *et al.* (2024) que propôs um modelo baseado em inteligência artificial utilizando algoritmos genéticos para determinar a melhor localização desses recursos. O estudo visou minimizar as perdas de energia e mitigar picos de demanda, considerando restrições técnicas e operacionais da rede elétrica. Os resultados das simulações demonstraram que a abordagem proposta reduziu significativamente as perdas no sistema, melhorou os níveis de tensão e otimizou a resposta da rede durante períodos de alta demanda, validando a metodologia através de testes comparativos com outras técnicas de otimização.

Também tratando do posicionamento e dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia em baterias considerando o fenômeno da “curva do pato”, o trabalho de Wong *et al.* (2020) propôs um método baseado no Algoritmo de Otimização da Baleia. O estudo visou minimizar as perdas no SD ao otimizar a localização e o tamanho do BESS, ao mesmo tempo em que mitigava os impactos da “curva do pato”, como o aumento súbito da carga líquida ao anoitecer. A abordagem foi validada por meio de comparações com os algoritmos de Enxame de Partículas e Firefly, demonstrando que o Algoritmo da Baleia foi mais eficiente na escolha dos locais e tamanhos ideais das baterias. Os resultados indicaram que, ao considerar restrições de taxa de rampa da geração convencional, o dimensionamento necessário do BESS foi reduzido, tornando a solução economicamente viável, mesmo com uma leve redução na eficiência da mitigação das perdas do sistema.

Focando no dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia em baterias para regulação de frequência e arbitragem de energia, o trabalho de Wu *et al.* (2022) propôs uma metodologia de otimização para definir a capacidade ideal do BESS em redes de distribuição. O modelo considera a operação do BESS tanto para estabilização da frequência quanto para compra e venda estratégica de eletricidade,

respeitando restrições de estado de carga. Utilizando dados históricos de uma concessionária dos EUA, os resultados indicaram que a participação do BESS no mercado de regulação de frequência gera altos lucros e que o dimensionamento deve priorizar a capacidade máxima de potência em vez da capacidade de energia.

Abordando a alocação sequencial e abrangente de sistemas de armazenamento de energia em baterias em redes de distribuição ativas e desbalanceadas, o trabalho de Su *et al.* (2021) propôs um modelo de otimização multiobjetivo considerando perfis variáveis de carga e geração distribuída, além dos preços da eletricidade. O estudo introduziu um índice de sensibilidade de perdas abrangente, que leva em conta tanto a carga quanto a descarga do BESS, permitindo uma alocação mais eficiente e distribuída dos sistemas de armazenamento. A metodologia foi testada em uma rede de distribuição real na Austrália com alta penetração fotovoltaica, demonstrando que a estratégia proposta reduz os custos operacionais, melhora a regulação de tensão e minimiza as perdas elétricas de forma mais eficaz do que abordagens tradicionais baseadas em redes balanceadas.

Tratando da alocação e dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia em baterias em redes de distribuição integradas com geração fotovoltaica e veículos elétricos, o trabalho de Pompern *et al.* (2023) propôs um modelo de otimização baseado em algoritmos metaheurísticos. Foram utilizadas as técnicas de otimização por enxame de partículas, algoritmo de otimização dos abutres africanos (AVOA), e algoritmo do enxame de salpas para minimizar os custos totais do sistema, incluindo instalação, substituição, operação e manutenção. A abordagem foi testada em sistemas IEEE de 33 e 69 barras, demonstrando que a instalação do BESS melhora o perfil de tensão, reduz as perdas na transmissão e diminui a demanda de pico. Entre os métodos analisados, o PSO apresentou os melhores valores para a função objetivo, enquanto o AVOA proporcionou o menor tempo de retorno do investimento.

Tendo em vista o perfil de tensão em redes de distribuição inteligentes considerando falhas em sistemas de armazenamento de energia em baterias e na rede de comunicação, o trabalho de Baptista *et al.* (2022) propôs uma metodologia baseada em simulação de Monte Carlo sequencial em tempo fixo. O estudo analisou os impactos da indisponibilidade do BESS e de falhas na infraestrutura de comunicação na conformidade da tensão, utilizando três modelos de fluxo de potência ótimo para representar a operação da rede. Os resultados demonstraram que as falhas no BESS e na comunicação impactam significativamente os índices de variação de tensão de longa duração, destacando a

importância da resiliência dos sistemas de armazenamento e da infraestrutura de comunicação para garantir a qualidade da energia em redes inteligentes.

Propondo um método para dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia em baterias para *microgrids*, o trabalho de Kelly e Leahy (2020) considera uma abordagem de otimização multiobjetivo para superar o problema de escala de investimento associado ao método de *Annual Worth*. O estudo introduziu dois modelos: o *Paired Comparison*, que maximiza a diferença diária entre benefícios e custos do BESS, e o *Rating Method*, que equilibra essa diferença com a relação custo-benefício. Utilizando programação de compromisso para resolver os modelos, os autores demonstraram que a abordagem baseada no *Rating Method* fornece soluções mais realistas, reduzindo significativamente o tamanho ótimo do BESS sem grandes perdas de benefício econômico. Testes em diferentes cenários mostraram que a consideração da escala de investimento é essencial para evitar superdimensionamento e melhorar a viabilidade econômica do BESS.

Considerando o problema da participação ótima de sistemas de armazenamento de energia em baterias no mercado de energia e serviços auxiliares, o trabalho de Khalilisenobari e Wu (2022) propôs um modelo de otimização bi-nível para analisar estratégias de operação de BESS atuando como agentes formadores de preço. O estudo integrou uma função de custo de degradação precisa para avaliar o impacto do uso intensivo de BESS no mercado de regulação de frequência, abordando a interação entre maximização de lucro e operação do mercado atacadista. Foi desenvolvido um modelo de despacho de sinais de controle automático de geração para examinar a resposta dos BESS no mercado de regulação, considerando custos de degradação. Estudos de caso demonstraram que a participação do BESS no mercado de regulação é mais rentável do que em mercados de energia e reserva, devido à menor profundidade dos ciclos de carga e descarga, reduzindo a degradação da bateria e maximizando a lucratividade.

Abordando a configuração e operação ótima de sistemas de armazenamento de energia em baterias no lado do usuário, o trabalho de Chen *et al.* (2023) propôs uma estrutura de otimização de dois níveis para maximizar o lucro líquido do BESS ao longo de seu ciclo de vida. O modelo considera a degradação da bateria de íons de lítio através de um modelo semiempírico e incorpora estratégias econômicas para determinar a capacidade e potência ideais do BESS. A camada externa otimiza o dimensionamento, enquanto a interna foca na estratégia operacional diária. Utilizando o algoritmo de otimização por enxame de partículas e o toolbox *fmincon* do MATLAB, os resultados

demonstraram que a metodologia proposta melhora significativamente a viabilidade econômica do BESS para usuários industriais, equilibrando custos operacionais e degradação da bateria.

Tratando da regulação de tensão em redes de distribuição de baixa tensão com alta penetração fotovoltaica, o trabalho de Kang *et al.* (2022) propôs um método distribuído baseado em controle acionado por eventos para coordenar a operação de sistemas de armazenamento de energia em baterias. O estudo utiliza um controlador local de queda de tensão/potência para que os BESS absorvam ou injetem potência conforme as variações de tensão na rede. A abordagem equilibra a participação dos BESS de acordo com suas capacidades e estado de carga, reduzindo a necessidade de comunicação contínua. Além disso, a estratégia é robusta a falhas na comunicação entre BESS, garantindo a regulação da tensão mesmo em cenários de interrupções. Testes em MATLAB/Simulink demonstraram que o método mantém os níveis de tensão dentro da faixa aceitável e melhora a distribuição da carga entre os BESS, reduzindo o tráfego de comunicação.

Focando na mitigação do desbalanço trifásico de potência em redes de distribuição com alta penetração de veículos elétricos (EVs), o trabalho de Huang *et al.* (2022) propôs um modelo de otimização distribuída para coordenar o carregamento e descarregamento de EVs e sistemas de armazenamento de energia em baterias. A abordagem combina um modelo de transação de energia entre veículos e um modelo de otimização distribuída, permitindo que os proprietários de EVs ajustem suas estratégias de carregamento em resposta a incentivos financeiros. Os resultados das simulações indicaram que o método reduz significativamente o desbalanço de fases e a diferença entre picos e vales da carga, melhorando a qualidade da energia e a confiabilidade do sistema, além de beneficiar tanto os operadores da rede quanto os usuários de EVs.

Propondo um método de dimensionamento e alocação ótima de múltiplos sistemas de armazenamento de energia em baterias em redes de distribuição, o trabalho de Wichitkrailat *et al.* (2024) propôs o uso do Algoritmo de Otimização do Lagostim (COA) para minimizar os custos totais do sistema, considerando a regulação de tensão, a redução da demanda de pico e a diminuição das perdas elétricas. A abordagem foi testada em redes de distribuição IEEE de 33 e 69 barras e comparada com os algoritmos de Otimização por Enxame de Partículas e Enxame de Salpas (SSA). Os resultados demonstraram que a instalação de múltiplos BESS melhora significativamente a

eficiência da rede elétrica, sendo o COA mais eficiente na alocação dos dispositivos, proporcionando reduções na demanda de pico e nas perdas elétricas.

Abordando a participação de sistemas de armazenamento de energia em baterias no controle automático de geração, o trabalho de Zhang *et al.* (2023) propôs uma estratégia de compartilhamento de potência baseada em fatores de participação. O modelo introduz um custo dinâmico para a regulação de frequência, ajustando o fator de participação de cada BESS em tempo real conforme o estado de carga e a demanda de potência AGC. Além disso, um algoritmo distribuído baseado na teoria do consenso foi implementado para reduzir a carga computacional do centro de controle, permitindo que os BESS operem de forma *plug-and-play*. Resultados de simulação demonstraram que a abordagem melhora a precisão da resposta do AGC, equilibra o SOC dos BESS e reduz a necessidade de comunicação centralizada, tornando o sistema mais eficiente e resiliente.

Tratando do gerenciamento de energia em sistemas com recursos energéticos distribuídos, o trabalho de Jha *et al.* (2024) propôs um dispositivo robusto de gerenciamento inteligente de energia (SEMD, do inglês: *Smart Energy Management Device*) habilitado para Internet das Coisas (IoT, do inglês: *Internet of Things*). O SEMD se comunica com a infraestrutura de medição existente por meio do protocolo Modbus e opera em três módulos sequenciais: pré-processamento de dados, previsão e otimização, visando minimizar os custos de energia dos consumidores. Testado em um sistema experimental no *Indian Institute of Technology Gandhinagar*, que inclui consumidores com sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia em baterias e veículos elétricos, o SEMD demonstrou eficiência na redução dos custos com eletricidade e em estratégias de gerenciamento de demanda.

Considerando o despacho ótimo de sistemas de armazenamento de energia em baterias em redes de transmissão congestionadas com alta penetração de fontes renováveis, o trabalho de Nanou e Psarros (2024) propôs um modelo de compromisso unitário baseado em programação linear inteira mista (MILP). O conceito de linha de potência virtual (VPL, do inglês: *Virtual Power Line*) foi explorado, no qual duas estações de BESS são estrategicamente posicionadas nos lados de suprimento e demanda de corredores de transmissão críticos para aliviar congestionamentos. O modelo incorpora restrições de fluxo de potência e controle de carga/descarga dos BESS, além de alocar reservas rápidas para responder a falhas de linha. Testes em sistemas IEEE RTS-79 e de 6 barras demonstraram que o VPL aumenta a capacidade de transmissão efetiva e reduz

cortes de geração renovável, confirmando seu potencial como ativo de transmissão dedicado.

Por fim, o trabalho de Su *et al.* (2021) propôs uma alocação de BESS multiobjetivo para redes desbalanceadas considerando carga variável no tempo, perfis renováveis e custos. Isso foi feito com o intuito de minimização de custos de investimentos promovendo também uma maximização da economia de energia perdida.

Na Tabela 1 é apresentada uma comparação sintetizada com os trabalhos citados, destacando-se o conteúdo do trabalho proposto (Prop.) em relação ao estado da arte. A Tabela 1 está organizada da seguinte maneira:

- ToP – Temperatura de Operação: Considera o impacto da temperatura nas características operacionais do BESS.
- DOD – Profundidade de Descarga, do inglês, *Depth of Discharge*: Considera o impacto da profundidade de descarga na vida útil e nas características operacionais do BESS.
- NoC – Número de Ciclos: Considera o impacto do número de ciclos na vida útil e nas características operacionais do BESS.
- M/T – Monofásico/Trifásico: Considera a alocação de baterias apenas monofásicas ou BESS trifásico.
- TPH – Trifásico: Considera o modelo trifásico da rede. Se este campo não estiver marcado, significa que o artigo considerou redes balanceadas.
- MPH – Multifásico: Considera o modelo completo da rede, incluindo neutros e aterramentos.
- PDG – Geração Distribuída Fotovoltaica: Analisa os impactos da geração distribuída.
- VRG – Regulador de Tensão: Considera dispositivos de regulação de tensão.
- LOC – Localização: O local de instalação do BESS é uma variável de otimização.
- CPC – Capacidade: A capacidade do BESS é uma variável de otimização.
- Método: Indica o método de otimização utilizado.
 - MISCP – Programação cônica de segunda ordem inteira mista.
 - RPC, APC – Compensação de potência reativa e ativa em tempo real.
 - ORA – Otimização Robusta Adaptativa
 - MILP – Programação linear inteira mista.

- Dec-POMDP – Processo de decisão de Markov descentralizado parcialmente observável.
- RTC – Controle em tempo real.
- SA – Análise de sensibilidade.
- EA – Análise exaustiva.
- GA – Algoritmo genético.
- WOA – Algoritmo de otimização da baleia.
- MOOP – Otimização multiobjetivo baseada em Pareto.
- SSA – Otimização por enxame de salpas.
- COA – Algoritmo de Otimização do Lagostim.
- AVOA – Algoritmo de otimização dos abutres africanos.
- MILP – Programação Linear Inteira Mista.
- APT-FPSO – Otimização por Enxame de Partículas Fuzzy Ajustável Adaptativo.
- DO – Otimização distribuída.
- MINLP – Programação não linear inteira mista.
- OPF – Fluxo de potência ótimo.

Notação: '✓' é utilizado quando o artigo apresenta a característica. Espaços em branco indicam que a característica não está presente.

Tabela 1: Parâmetros Considerados nos Trabalhos da Revisão Bibliográfica

Ref.	BESS				Rede				Otimização		
	ToO	DOD	NoC	M/T	TPH	MPH	PDG	VRG	LOC	CPC	Método
Baptista <i>et al.</i> (2022)							✓	✓			OPF
Boonluk <i>et al.</i> (2020)			✓						✓	✓	GA, PSO
Chen <i>et al.</i> (2023)		✓	✓							✓	DO
Doenges <i>et al.</i> (2020)		✓					✓				RTC
He <i>et al.</i> (2021)							✓	✓	✓	✓	Dec- POMDP

Huang <i>et al.</i> (2022)				T	✓						MINLP
Islam <i>et al.</i> (2021)							✓		✓	✓	SA
Javadi <i>et al.</i> (2024)							✓			✓	MILP
Jha <i>et al.</i> (2024)							✓				DO
Kang <i>et al.</i> (2022)							✓				---
Kelly e Leahy (2020)							✓		✓	✓	MOOP
Khalilisenobari e Wu (2022)			✓								APT- FPSO
Khan <i>et al.</i> (2022)		✓		T	✓		✓	✓			---
Nanou e Psarros (2024)							✓			✓	Solver
Pompern <i>et al.</i> (2023)			✓				✓	✓	✓	✓	PSO, AVOA, SSA
Saldanha <i>et al.</i> (2024)							✓	✓	✓		GA
Schneider <i>et al.</i> (2021)		✓	✓							✓	MOOP
Su <i>et al.</i> (2021)				T	✓		✓		✓	✓	PSO, SA
Su <i>et al.</i> (2021)				T	✓		✓		✓	✓	PSO

Unahalekhaka <i>et al.</i> (2020)							✓		✓	✓	EA
Wang <i>et al.</i> (2021)					✓		✓		✓		ORA
Wang <i>et al.</i> (2022)	✓					✓					---
Wichitkrailat <i>et al.</i> (2024)			✓				✓		✓	✓	PSO, SSA, COA
Wong <i>et al.</i> (2020)							✓		✓	✓	WOA
Wu <i>et al.</i> (2019)							✓			✓	MISCP
Wu <i>et al.</i> (2022)							✓		✓	✓	Solver
Yoo <i>et al.</i> (2022)							✓			✓	Solver
Zhang <i>et al.</i> (2022)							✓				RPC, APC
Zhang <i>et al.</i> (2023)											APT- FPSO
Zhuang <i>et al.</i> (2019)					✓		✓				Dec- POMDP
Prop.	✓	✓	✓	M/T	✓	✓	✓	✓	✓	✓	GA

Nesta seção, apresentou-se diversos trabalhos com o intuito de mostrar a aplicabilidade diversificada que os BESS possuem em SDs. Há muitos pesquisadores trabalhando nesta área. O método proposto engloba todos os fatores mencionados, o que resulta em um problema de otimização complexo. Por essa razão, a escolha do Algoritmo

Genético como ferramenta de solução se justifica por sua capacidade em lidar com um modelo altamente não linear, com variáveis contínuas e discretas e acoplamento temporal.

1.3 MOTIVAÇÃO

Diversos artigos e projetos já demonstraram que os BESS possuem grande aplicabilidade em sistemas de distribuição e diversas pesquisas estão sendo realizadas neste tema. Sendo assim, pode-se ver que o assunto em questão é promissor e ainda apresenta diversos pontos de oportunidade para melhorias conforme apresentados na revisão bibliográfica da seção anterior.

Dentre as várias questões associadas às baterias, destaca-se a necessidade do cuidado com a manutenção da vida útil destes equipamentos. Os principais fatores capazes de reduzir a vida útil das baterias são a temperatura, os ciclos de carga/descarga e a profundidade da descarga, dessa forma, estudos correlacionados nestes temas são de grande interesse.

Além disso, devido a constante modernização do sistema elétrico, a utilização de sistemas de armazenamento por baterias em sistemas de distribuição ou em veículos elétricos será uma realidade em um futuro próximo e, com isso, é necessário que pesquisas sejam intensificadas nesta área.

Diante dos fatos apresentados, a motivação para realização deste trabalho é analisar as alocações e o gerenciamento de BESS em sistemas de distribuição realizando um tratamento diferenciado dos fatores que influenciam a vida útil das baterias com o intuito de contribuir com esta área de conhecimento.

1.4 OBJETIVO

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma formulação ótima multiperíodo para alocação e gerenciamento de BESS considerando aspectos operacionais. Assim, será desenvolvido um método para a alocação de BESS em sistemas de distribuição, fornecendo ajustes dos estados de carga (SOCs), com o intuito de otimizar a operação do sistema para um cenário específico de curva de demanda dentro de um período de análise,

e para isso será realizada uma otimização multiperíodo considerando o acoplamento temporal de variáveis.

Para obter resultados mais precisos, tem-se também como objetivo a utilização de modelos que considerem diversas características importantes das baterias reais e aspectos operacionais. Serão modelados diversos fatores inerentes às baterias, como a perda de vida útil, temperatura de operação, ciclos de carga e profundidade de descarga, considerando parâmetros como limite de potência, estado de carga, custo das baterias, número de ciclos, estado de saúde e tecnologia das baterias. Além disso, restrições de tensão também serão consideradas.

Serão avaliadas várias funções objetivo relacionadas à operação das baterias, como a redução de perdas e maximização de lucros. A quantidade, capacidade e modelo das baterias a serem alocadas poderá ser definida pelo usuário ou ser uma resposta disponibilizada pelo método proposto, ressalta-se que podem ser escolhidas baterias monofásicas ou trifásicas com operação conjunta ou independente por fase. A modelagem considerará uma curva de variação no carregamento individual que será aplicada aos nós do sistema com o objetivo de promover variação de cargas, característica do sistema de distribuição.

O problema proposto possui natureza não linear com variáveis contínuas e discretas e acoplamento temporal, e não há uma solução totalmente analítica conhecida para problemas deste porte. Sendo assim, o método de solução empregado será o Algoritmo Genético.

Além disso, o acoplamento temporal, dado pela dependência entre o nível de carregamento final da bateria em um determinado intervalo de tempo e a condição inicial do intervalo de tempo posterior, é tratado utilizando a técnica Quasi-Static Time Series. O método considera que o intervalo de tempo total do estudo será dividido em intervalos menores, e para cada intervalo, questões intrínsecas dos sistemas e dos BESS são atualizadas conforme o desempenho no intervalo anterior, como o aumento de carga, SOH, SOC, e energia de armazenamento disponível.

A implementação do método, que permite considerar diferentes curvas de carga e análise multiperíodo, será feita através do software MATrix LABoratory (MATLAB) com interface com o Open Distribution System Simulator (OpenDSS).

1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

As seguintes publicações foram alcançadas com a temática deste trabalho:

Artigos de Revista:

- “Allocation of BESS and state of charge management in unbalanced distribution networks considering the State of Health” in *Electric Power Systems Research*, Volume 242, 2025, 111467, ISSN 0378-7796, May 2025.
- “Battery Allocation in Distribution Systems Considering Temperature Constraints” in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 22, no. 2, pp. 136-143, Feb. 2024.

Artigos de Congresso:

- “Avaliação do Impacto da Capacidade e da Eficiência de Baterias na Redução das Perdas e no Custo de Operação de Sistemas de Distribuição”. CBA, Congresso Brasileiro de Automática, 2024.
- “Avaliação de Impacto de Uso de Baterias em Sistemas de Distribuição”. INERGE, International Conference on Electric Energy, 2024.
- “Método para dimensionamento e gerenciamento da operação de baterias em sistemas industriais para minimização de custos de energia”. SBSE, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2023.
- “Método para alocação e gerenciamento de baterias em sistemas de distribuição com minimização de perdas considerando vida útil e restrições de temperatura”. CBA, Congresso Brasileiro de Automática, 2022.
- “Battery Management and Allocation Analysis Considering Cost and Depth of Discharge”. CLAGTEE, Congress on Electricity Generation and Transmission, 2022.
- “Alocação de Baterias em Sistemas de Distribuição com Minimização de Perdas Considerando Custos e Vida Útil”. CBA, Congresso Brasileiro de Automática, 2020.
- “Método para alocação, dimensionamento e gerenciamento da operação de BESS visando redução de perdas elétricas em sistemas de distribuição”. CBA, Congresso Brasileiro de Automática, 2020.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho possui cinco capítulos descritos a seguir:

No Capítulo 1, foi realizada uma introdução ao tema e uma revisão bibliográfica com o objetivo de avaliação do estado da arte do problema de utilização de BESS em sistemas elétricos. A motivação e os objetivos do trabalho foram explicitados.

No Capítulo 2, são detalhadas as premissas básicas consideradas neste trabalho, assim como o modelo de bateria adotado e a tratativa do acoplamento temporal aplicada.

No Capítulo 3, são mostrados os aspectos inovadores do método e as principais suposições empregadas para o funcionamento da formulação matemática desenvolvida.

No Capítulo 4 é apresentada a formulação matemática do método desenvolvido para alocação de baterias em sistemas de distribuição utilizando o AG como ferramenta de solução.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados das implementações bem como uma discussão dos comportamentos obtidos. As simulações foram feitas para diversos sistemas com diferentes parâmetros.

No Capítulo 6 são apresentadas algumas considerações, conclusões e sugestões para melhorar o método proposto em trabalhos futuros.

2. PREMISSAS BÁSICAS

Este capítulo tem o objetivo de mostrar os principais conceitos e premissas considerados no desenvolvimento deste trabalho. São explicados parâmetros de baterias, um modelo de bateria e uma modelagem para o acoplamento temporal.

2.1 CAPACIDADE NOMINAL (E_{nom})

A capacidade nominal de uma bateria é a quantidade de energia que esta é capaz de armazenar. Este parâmetro pode ser expresso em Ampére-hora (Ah) ou Watt-hora (Wh).

Para exemplificar tem-se que uma bateria de 1000Wh é capaz de entregar, continuamente, 100W por 10 horas ou 1000W por 1 hora. Porém muitas vezes, em baterias reais, uma alta taxa de descarga em pouco tempo é inviável. A princípio tem-se que, quanto menor o tempo de fornecimento, maior poderia ser a potência entregue. Porém, há também limitação de potência, que será tratada em item posterior.

Como contra-exemplo tem-se que, para uma bateria de 1000Wh, seria impossível entregar 200 W por 10 horas, já que isso ultrapassaria sua capacidade. A restrição de capacidade fez parte da formulação matemática no método proposto.

2.2 POTÊNCIA NOMINAL

A potência nominal de uma bateria é a potência máxima na qual ela é capaz de receber ou fornecer energia, sendo normalmente indicada pelo fabricante. Combinada com a capacidade da bateria ela limita o modo e a quantidade de fornecimento ou absorção de energia pela bateria.

2.3 ESTADO DE CARGA (SOC_t)

O estado de carga (SOC, do inglês: *state-of-charge*) de uma bateria é a forma de avaliar a quantidade de energia em uma bateria em um momento t em relação à sua capacidade nominal. Matematicamente, o estado de carga pode ser expresso conforme a equação (2. 1).

$$SOC_t = \frac{E_{f,t}}{E_{nom,t}} \cdot 100\% \quad (2. 1)$$

Onde:

$E_{f,t}$ é a energia, em kWh, armazenada no final do intervalo de tempo t ;

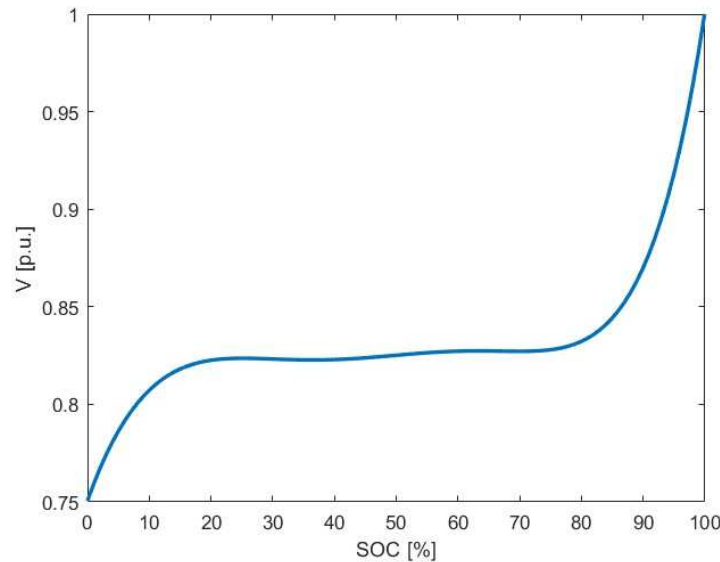
$E_{nom,t}$ é a capacidade nominal da bateria, expressa em kWh;

SOC_t é o estado de carga calculado para o fim do intervalo de tempo t .

A energia que pode ser armazenada na bateria é contabilizada, neste trabalho, pelo SOC. Não se pode armazenar mais energia do que a capacidade da respectiva bateria.

Há também o relacionamento do SOC com outras variáveis da bateria, conforme pode-se verificar na análise a seguir.

Figura 1: Curva que relaciona o SOC com a tensão interna da bateria



Fonte: Oliveira (2018) - Adaptado.

A observação da Figura 1 nos permite verificar três áreas distintas.

No intervalo de 0 a 10%, devido ao comportamento da tensão interna (V_{int}), pode haver sobreaquecimentos que poderiam provocar a redução da vida útil da bateria. Já no intervalo de 90% a 100%, a taxa de carregamento da bateria possui elevada taxa de

variação, o que segundo Zhang *et al.* (2017), pode resultar em esforço para a bateria, não sendo recomendada sua operação nesta região. Entre 10% e 90% há pouca variação de tensão interna, conforme destacado em Oliveira (2018).

Logo, diante desta análise, percebe-se que a melhor região para a operação da bateria seria a de SOC entre 10% e 90%, o que foi considerado neste trabalho.

2.4 CICLO DE VIDA

O ciclo de vida de uma bateria corresponde ao número de ciclos completos de carga e descarga que ela é capaz de realizar até que sua capacidade diminua para 80% do valor nominal, de acordo com a definição mais difundida e informado pelo fabricante.

Porém, na realidade nem sempre são efetuados ciclos completos, pois existem diferentes formas de gerenciamento das baterias, e a capacidade também não é a mesma durante toda vida útil da bateria. Entre os principais fatores que contribuem para a degradação da capacidade destacam-se a temperatura de operação e a profundidade de descarga. Tais fatores serão analisados em maior detalhe em próximas seções.

2.5 MODELO DE BATERIA

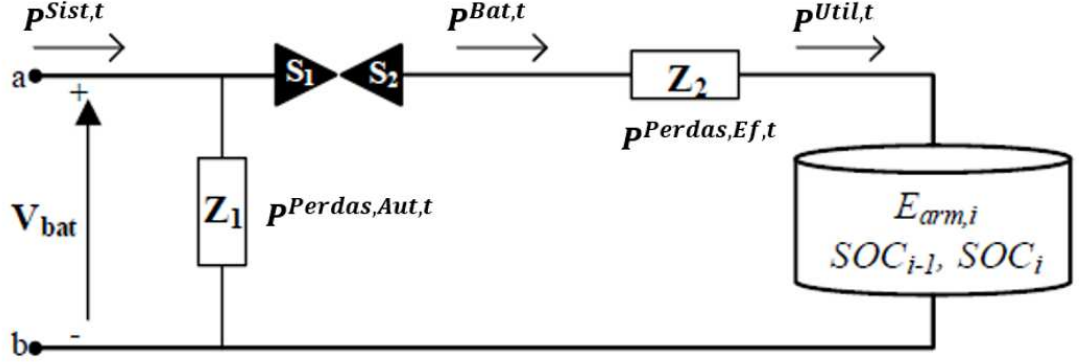
A Figura 2 mostra o modelo utilizado neste trabalho para a bateria. Ele é semelhante ao modelo utilizado pelo OpenDSS, porém, são realizadas considerações operacionais para ser possível modelar questões relacionadas ao SOH.

Diante da observação do circuito da Figura 2, nota-se que o fluxo P_{sist} , bem como as demais potências, fluem no sentido do processo de carga que será utilizado para definição do modelo.

De acordo com a nomenclatura utilizada na Figura 2, $P^{Sist,t}$ representa a potência fornecida pelo sistema elétrico no ponto de entrada “a” (conexão). Parte dessa potência é dissipada nas perdas por autodescarga da bateria, representadas pela impedância Z_1 , resultando em uma potência líquida que flui como $P^{Bat,t}$ através das chaves S_1 e S_2 . Em seguida, $P^{Bat,t}$ sofre perdas adicionais por eficiência representadas pela impedância Z_2 , o que reduz a potência para o armazenamento de energia pela bateria, indicada por $P^{Útil,t}$.

Dessa forma, para fins de equacionamento, $P^{Bat,t}$ corresponde à potência disponível para carregamento da bateria após as perdas por autodescarga, mas antes das perdas por eficiência.

Figura 2: Circuito de Bateria Utilizado



Fonte: Dugan (2010) - Adaptado.

2.6 AUTODESCARGA

A autodescarga é um processo de descarga natural da bateria no qual há perda de energia devido a reações químicas entre os elementos que a compõem. Vale ressaltar que este fenômeno também pode ser potencializado por temperaturas elevadas. O fabricante deve informar o percentual de autodescarga da bateria e este pode variar de acordo com características construtivas dos BESS. Matematicamente, as perdas por autodescarga podem ser expressas por (2. 2).

$$P^{Perdas,Aut,t} = \frac{|V_t|^2}{|V_{nom}|^2} \cdot P_{nom} \cdot \eta_{aut} \quad (2. 2)$$

Onde:

V_t é a tensão nodal, em p.u., no intervalo de tempo t ;

V_{nom} é a tensão nominal da bateria, expressa em p.u.;

P_{nom} é a potência nominal do BESS, em kW;

η_{aut} é o fator de perdas por autodescarga, dado pelo fabricante, no intervalo $[0,1]$.

$p^{Perdas,Aut,t}$ são as perdas por autodescarga, em kW, da bateria no intervalo de tempo t .

2.7 EFICIÊNCIA DE CARGA E DESCARGA

A eficiência de carga e descarga é uma definição importante, pois avalia a potência que é de fato injetada na bateria em relação a potência que entra em seus terminais. Matematicamente, a equação (2. 3) expressa a eficiência de carga da bateria, de acordo com a notação da Figura 2.

$$\eta_{ef} = \frac{p^{útil,t}}{p^{bat,t}} \quad (2. 3)$$

Onde:

$p^{útil,t}$ representa a potência injetada na bateria, em kW;

$p^{bat,t}$ é a potência, em kW, que entra na bateria durante a carga;

η_{ef} é o fator de perdas por eficiência, dado pelo fabricante, no intervalo $[0,1]$;

Caso seja necessário é possível considerar a η_{ef} de carga e a de descarga diferentes. Para a descarga, as potências fluem em sentido inverso e o cálculo da eficiência fica conforme mostrado em (2. 4). Mas usualmente, os dois valores são iguais ou muito próximos.

$$\eta_{ef} = \frac{p^{bat,t}}{p^{útil,t}} \quad (2. 4)$$

2.8 TIPOS DE BATERIAS

Existem diferentes tipos de baterias, com diferentes características. O método de otimização desenvolvido neste trabalho considera alguns dados relativos aos tipos de baterias.

A Tabela 2 apresenta as principais características de acordo com as principais tecnologias de bateria disponíveis atualmente.

Tabela 2: Características Representativas dos Principais Tipos de Baterias

<i>Característica</i>	Chumbo-Ácido	NIMH	Lítio-íon	NaS	VRB
<i>Densidade de Energia (Wh/kg)</i>	25-50	60-120	75-200	150-240	10-30
<i>Densidade de Potência (W/kg)</i>	75-300	250-1000	500-2000	150-230	80-150
<i>Ciclo de Vida</i>	200-1000	180-2000	1000-10000	2500-4000	>12000
<i>Custo (US\$/kWh)</i>	100-300	900-3500	300-2500	300-500	150-1000
<i>η_{ef} (%)</i>	75-85	~65	85-97	75-90	75-90
<i>Autodescarga (%/dia)</i>	0.033-1.1	0.3-4.0	0.03-0.33	0-20	Desprezível

Fonte: Hu *et al.* (2017) e Vian *et al.* (2021).

2.9 SÉRIES TEMPORAIS QUASE ESTÁTICAS (QSTS)

Devido às suas características, os BESS possuem dependência temporal porque sua atuação em um determinado intervalo de tempo depende de sua condição final no intervalo de tempo anterior. Este enlace temporal deve-se às restrições de estado de carga da bateria.

Para respeitar estas restrições e representar este acoplamento temporal, em estudos de sistemas elétricos de potência em regime permanente, é possível empregar um método denominado QSTS (do inglês: *Quasi-Static Time Series*). A ideia principal do método é solucionar uma série de fluxos de potência sequenciais nos quais a solução de um determinado estágio depende de parâmetros do estágio anterior.

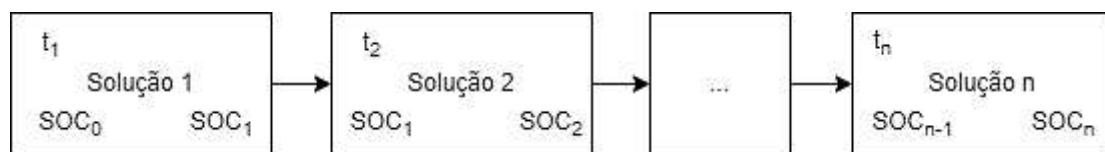
A solução dos fluxos de potência é feita para intervalos de tempo discretos, o que permite, através do método, aproximar de forma simplificada o comportamento de um sistema dinâmico. Desta forma, segundo Bastos (2015), é possível observar variações de

geração, SOC e até mesmo a mudança em alguns parâmetros de equipamentos elétricos de um intervalo de tempo para outro.

Neste trabalho a implementação do método pode ser justificada uma vez que a carga inicial da bateria no início de um intervalo de tempo deve ser a mesma do intervalo anterior.

Na Figura 3 é mostrado um esquema para que haja um melhor entendimento do método. Nela também é ressaltado o acoplamento temporal estabelecido pelo SOC.

Figura 3: Representação do QSTS e Dependência do SOC



Fonte: Elaborada pela Autora.

No intervalo t_1 , o algoritmo é inicializado com um valor inicial, SOC_0 e, a partir da solução do fluxo de potência 1, é obtido um novo estado de carga para a bateria, SOC_1 . Este valor, por sua vez, serve como dado de entrada para a operação no intervalo 2 e a posterior obtenção de SOC_2 e assim sucessivamente.

3. FATORES QUE INFLUENCIAM NA DEGRADAÇÃO DE BATERIAS, ESTIMATIVA DE SOH E TIPOS DE CONEXÕES

Este capítulo tem como objetivo apresentar fatores que influenciam na degradação de baterias que em muitos trabalhos são negligenciados pelos autores e que serão considerados neste trabalho, uma proposta de estimativa de SOH inovadora para ser incorporada na modelagem do problema e os tipos de conexões considerados.

3.1 FATORES INFLUENTES NA DEGRADAÇÃO DAS BATERIAS

Para uma modelagem mais realista das baterias, além dos parâmetros e comportamentos explicados até aqui, há outros elementos que devem ser avaliados e considerados pois influenciam no funcionamento e na vida útil das baterias.

Existem por exemplo fatores que influenciam na degradação das baterias e consequente modificação de seus parâmetros, que podem impactar grandemente na operação e nas decisões de planejamento.

A degradação das baterias é um fenômeno inevitável ao longo do tempo, resultante de processos químicos e físicos que afetam seu desempenho. Diversos fatores contribuem para essa deterioração, influenciando diretamente a capacidade de armazenamento de energia e a eficiência de carregamento. O entendimento e modelagem destes fatores são necessários para otimizar a vida útil das baterias, reduzir custos operacionais e aprimorar a confiabilidade dos sistemas que dependem delas.

Alguns destes elementos serão descritos nos itens seguintes.

3.1.1 ESTADO DE SAÚDE (SOH)

O Estado de Saúde (*State of Health* - SOH) de uma bateria é uma métrica que indica o estado de degradação da bateria em relação às suas condições iniciais de fábrica. Ele é expresso geralmente em porcentagem, onde 100% representa uma bateria nova e 0% indica uma bateria completamente degradada e sem capacidade de armazenamento útil. O SOH é influenciado por diversos fatores ao longo do seu ciclo de vida:

- Ciclos de carga e descarga: cada ciclo reduz gradualmente a capacidade da bateria.
- Temperatura de operação: temperaturas elevadas aceleram reações químicas indesejadas e reduzem a vida útil.
- Taxa de descarga: descargas rápidas geram maior estresse e podem acelerar a degradação dos componentes internos.
- Profundidade de descarga: descargas profundas frequentes podem reduzir a vida útil da bateria.

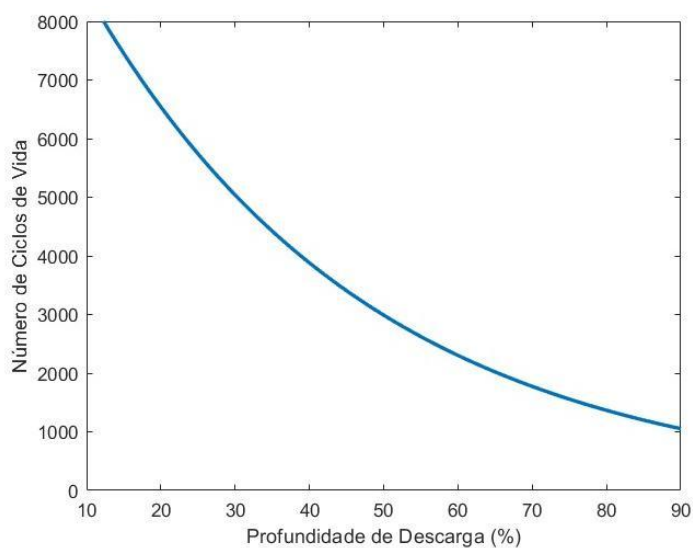
No método proposto nesta tese, o funcionamento da bateria é representado por meio da divisão do tempo total de operação em múltiplos intervalos menores. Ao início de cada novo intervalo, o estado de saúde (SOH) da bateria é atualizado, de forma a refletir com maior fidelidade o comportamento real das baterias ao longo do tempo.

3.1.2 CICLOS x PROFUNDIDADE DE DESCARGA (DOD)

Na Figura 4 é mostrada a dependência entre número de ciclos e profundidade de descarga, onde fica claro que quanto maior a profundidade de descarga permitida, menor o número de ciclos suportados pela bateria. Operações com elevada profundidade de descarga, também conhecidas como operações em descargas profundas, são uma possibilidade, porém, implicam num menor número de ciclos de vida útil da bateria. Nota-se, portanto, que este é um parâmetro importante de ser considerado na modelagem de problemas envolvendo BESS.

Visando melhorar a estimativa do SOH, é necessário conhecer o número de ciclos e a profundidade de descarga da bateria. Assim, o método proposto utiliza essas informações para aprimorar a modelagem do envelhecimento e do desempenho ao longo do tempo.

Figura 4: Profundidade de descarga em relação ao número de ciclos

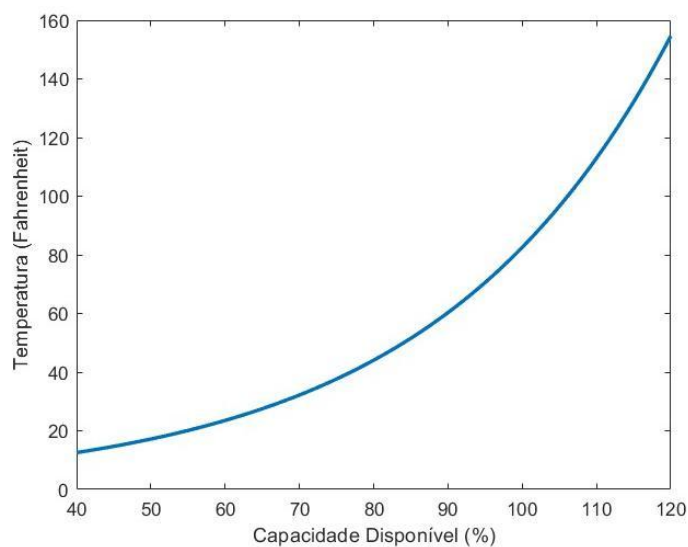


Fonte: Octaviano (2024).

3.1.3 TEMPERATURA x CAPACIDADE NOMINAL

Outro fator importante que não foi considerado em grande parte dos trabalhos analisados na revisão bibliográfica é a variação da capacidade nominal das baterias com a temperatura. A Figura 5, relativa a dados de um datasheet da Trojan Battery Company, mostra este comportamento. Nota-se que uma variação média de 1 °C impacta em variação de 1% da capacidade total da bateria.

Figura 5: Relação entre o percentual de capacidade da bateria e temperatura



Fonte: Octaviano (2024).

Ou seja, a temperatura permitida de trabalho da bateria impacta na capacidade da bateria. Porém, lembra-se que assim como qualquer outro equipamento, há limite permitido de temperatura de trabalho.

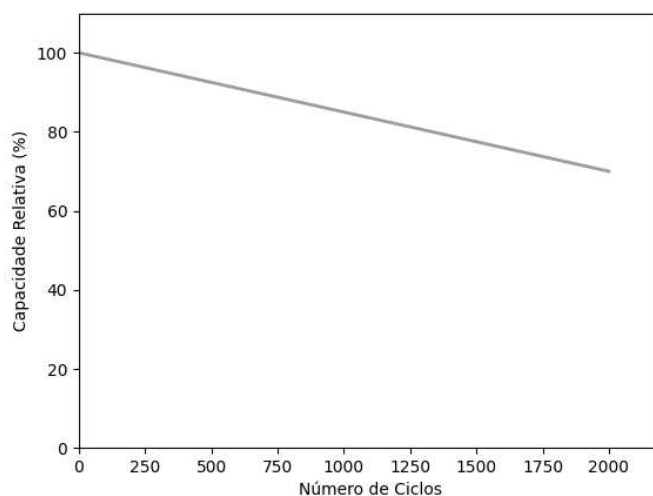
Na implementação proposta, serão avaliadas as diferenças nos perfis de operação de baterias sob diferentes condições de temperatura. Ressalta-se que a operação dita como “acima de 100% da capacidade” não se refere a uma sobrecarga elétrica — como correntes ou tensões superiores aos limites nominais —, mas sim a uma sobrecarga térmica. Essa condição térmica provoca reações químicas mais intensas e aceleradas no interior da bateria, o que pode gerar um aumento momentâneo de desempenho, mas compromete significativamente sua vida útil.

3.1.4 RELAÇÃO ENTRE CAPACIDADE NOMINAL E NÚMERO DE CICLOS

De acordo com a Figura 6, percebe-se que quanto maior o número de ciclos realizados, menor fica a capacidade da bateria. Sendo assim, a contagem de ciclos é um aspecto importante e que afeta consideravelmente a vida útil do BESS. Nesse trabalho o número de ciclos será considerado igual ao valor da soma de todas as descargas, conforme mostrado na Figura 7. Também será considerado um fator de ajuste a essa contagem, que depende do tipo de bateria empregado.

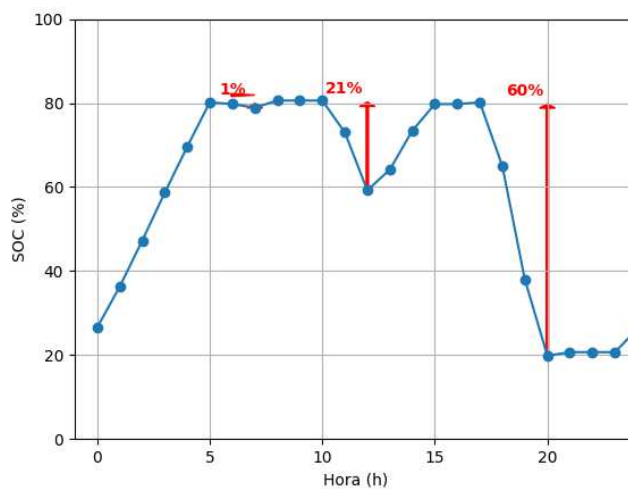
A Figura 7 apresenta um exemplo de perfil diário de operação da bateria, evidenciando as variações no estado de carga ao longo de 24 horas. As setas vermelhas indicam três ciclos distintos de descarga e recarga, com profundidades variando entre 1%, 21% e 60%. Embora nem todos os ciclos apresentem grande profundidade, eles ainda contribuem para a degradação do estado de saúde da bateria, conforme discutido por Camargo (2016). Neste exemplo específico, é possível observar que aproximadamente 82% dos ciclos ocorrem dentro de um único dia, mas esse valor deve ser ajustado considerando o número de ciclos acumulado, bem como a profundidade de descarga. Isso deve ser feito utilizando-se um fator de correção (Li *et al.* (2018)) que representa o impacto proporcional na degradação do SOH. Dessa forma, mesmo ciclos pouco profundos, quando frequentes, podem ter influência significativa sobre a bateria, como pode ser mais bem observado na Figura 6.

Figura 6: Degradação do BESS versus número de ciclos



Fonte: Asif *et al.* (2019).

Figura 7: Relação entre SOC e número de ciclos



Fonte: Elaborada pela Autora.

3.1.5 RELAÇÃO ENTRE CAPACIDADE NOMINAL E SOH

A Figura 8 ilustra dois sistemas de armazenamento de energia por baterias com diferentes estados, rotulados conforme a porcentagem de energia disponível (E_A). Cada barra representa a quantidade de energia disponível ao longo do tempo, evidenciando que,

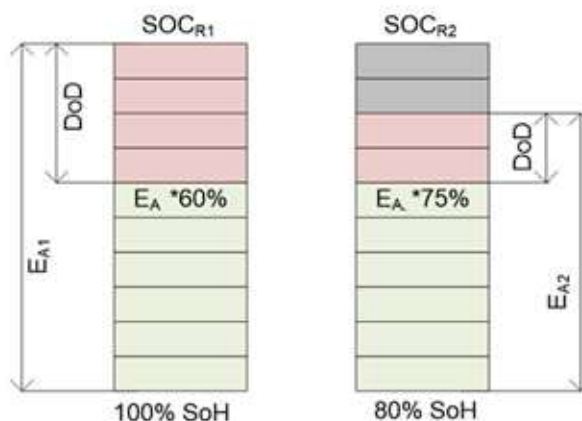
à medida que o SOH diminui, a energia disponível na bateria também é reduzida. Esse comportamento será abordado na modelagem proposta.

A Figura 8 apresenta dois cenários de baterias com diferentes níveis de degradação de capacidade, resultantes de ciclos de descarga profunda. No primeiro caso, a bateria possui inicialmente 100% de seu estado de saúde, ou seja, sua capacidade total está preservada. No entanto, após ser submetida a uma descarga profunda, a energia disponível é reduzida para apenas 60% da energia nominal original (EA_1).

No segundo exemplo, representado à direita, a bateria já parte de uma capacidade nominal diferente (EA_2), correspondente a 80% de SOH original, e, dessa forma, nova energia acumulada na bateria é 75% da capacidade utilizável. Ou seja, o valor de energia nos dois casos é o mesmo, houve apenas uma adequação do valor em porcentagem.

Essa figura ilustra como o SOH — parâmetro que reflete a condição de envelhecimento e perda de capacidade da bateria — é afetado pelas condições de operação, especialmente pela profundidade das descargas. A degradação do SOH impacta diretamente a energia efetivamente disponível no sistema e será considerada na modelagem proposta neste trabalho.

Figura 8: Representação da relação entre E_A e SOH



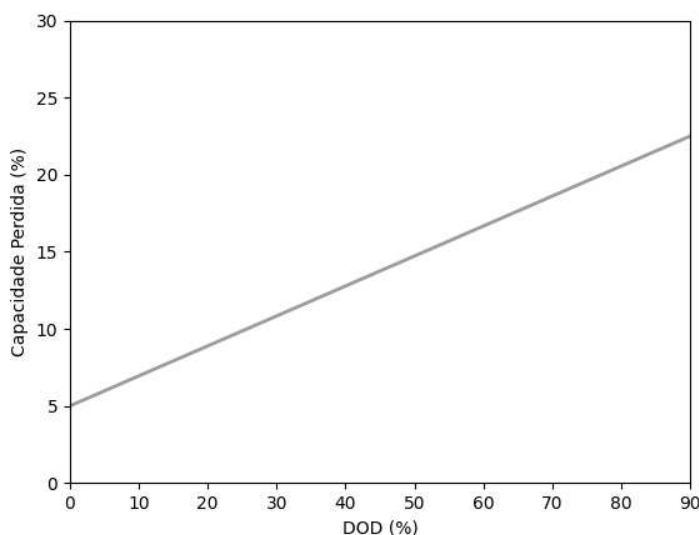
Fonte: Elaborada pela Autora.

3.1.6 RELAÇÃO ENTRE SOH E DOD

A Figura 9, adaptada de Gauthier et al. (2022), ilustra a relação direta entre a profundidade de descarga e a perda de capacidade normalizada da bateria (%). Observa-se que, à medida que a DOD aumenta, ou seja, quanto mais profundamente a bateria é descarregada em cada ciclo, maior é a perda acumulada de capacidade da bateria ao longo do tempo. Esse comportamento reflete a degradação do SOH, que representa a capacidade restante da bateria em comparação à sua condição original.

A curva apresentada demonstra uma tendência aproximadamente linear, indicando que ciclos com DOD elevados aceleram significativamente a perda de capacidade da bateria. Portanto, quanto maior o DOD aplicado em um determinado intervalo de tempo, menor será o SOH no próximo ciclo de operação. Esses efeitos combinados — entre profundidade de descarga e degradação do SOH — serão considerados de forma integrada na modelagem proposta neste trabalho.

Figura 9: Relação entre perda de capacidade e DOD



Fonte: Gauthier *et al.* (Adaptada).

3.2 ESTIMATIVA DE SOH

Após a apresentação de parâmetros que impactam na degradação das baterias, importantes de serem considerados, mas ausentes em muitos métodos, apresenta-se nesta seção uma proposta de estimativa de SOH para ser incorporada na modelagem do problema que será desenvolvida para o método proposto nesta tese.

No funcionamento de baterias, tanto a DOD quanto o número de ciclos impactam o SOH do BESS. Diversos autores apresentaram estudos relacionados a esse fenômeno, como é o caso dos trabalhos de Hu *et al.* (2016), Wang e Hong (2015) e Li *et al.* (2018). Contudo esse relacionamento não foi verificado na literatura em métodos de otimização multiperíodo de forma a considerar a variação do SOH com base em acontecimentos em períodos anteriores.

O tratamento adequado do SOH requer a análise do sistema ao longo de todo o horizonte temporal, de modo que o conhecimento dos estados futuros se torna indispensável para a otimização dos eventos passados. Essa particularidade foi devidamente incorporada ao método proposto, cujo desenvolvimento será exposto no próximo capítulo.

No método proposto em cada período de tempo específico, o número de ciclos e a profundidade de descarga serão calculados. Em seguida, a equação (3. 1) será aplicada para estimar o estado de saúde (SOH) com base nesse número de ciclos e na profundidade de descarga (DOD).

Vale destacar que, a partir do segundo período, o número de ciclos será acumulado ($NoC_{Acum,p}$) ao total de ciclos previamente calculados no período anterior ($NoC_{Acum,p-1}$). A equação (3. 1) foi apresentada originalmente no trabalho de Li *et al.* (2018), mas sua utilização considerando o número de ciclos acumulado, (3. 2), e as diversas restrições que serão tratadas e solucionadas via AG é uma contribuição original deste trabalho.

$$SOH(NoC_{Acum,p}, DOD, p) = SoH(0) - \frac{NoC_{Acum,p}}{a \cdot DOD_p^{-b}} \quad (3. 1)$$

Onde:

$SOH(0)$ é o estado original de saúde da bateria, no intervalo $[0,1]$;

$a = 694$ e $b = 0,795$ para baterias lítio-íon, segundo Li *et al.* (2018).

$SOH(nc, DOD, p)$ é o estado de saúde após nc ciclos e uma profundidade de descarga, DOD . Ressalta-se que o SOH é atualizado para cada período, p , da simulação (que é composto por $t = 1, 2, \dots, T$).

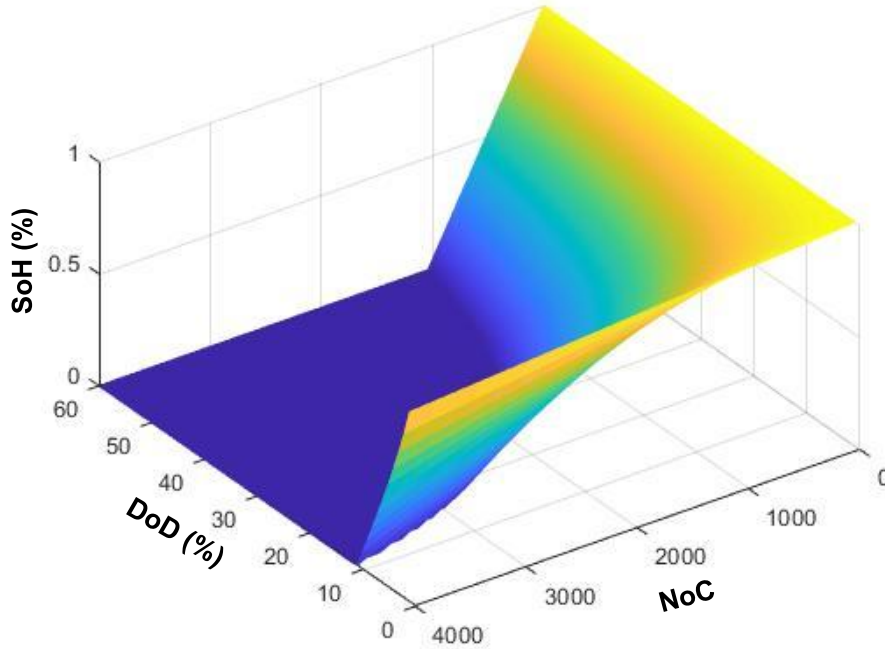
$$NoC_{Acum,p} = NoC_{Acum,p-1} + arred \left(N_{dias,p} * \left(\sum_{\Delta SOC_p < 0} |\Delta SOC_p| \right) \right) \quad (3. 2)$$

Onde:

$NoC_{Acum,p}$ é o número de ciclos acumulado no período p ; $NoC_{Acum,p-1}$ é o número de ciclos acumulado no período $p-1$; arred significa arredondar o produto entre número de ciclos e a quantidade de dias no período, como exemplificado na Figura 7.

Uma representação 3D da equação (3. 1) é feita na Figura 10. Nessa figura, o impacto da DOD e do número de ciclos no SOH do BESS é mostrado. Note que descargas profundas reduzem consideravelmente a vida útil de uma bateria.

Figura 10: Representação 3D de (3. 1)



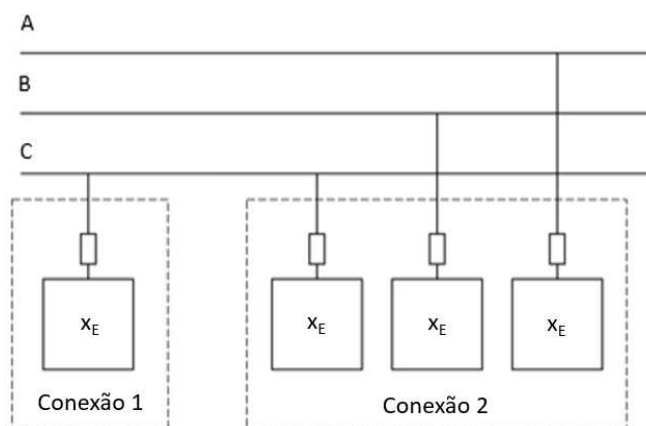
Fonte: Elaborada pela Autora.

O comportamento apresentado na Figura 10 foi incorporado à modelagem proposta neste trabalho. O cálculo periódico do SOH, baseado no número acumulado de ciclos e nos valores de DOD em cada intervalo de tempo, permite uma estimativa mais realista do envelhecimento da bateria ao longo do horizonte multiperíodo da otimização. Essa abordagem representa uma contribuição metodológica relevante para o tratamento adequado do SOH em problemas de otimização.

3.3 CONEXÕES

Outra questão relevante que deve ser considerada envolvendo BESS é o impacto que diferentes conexões podem ter em relação aos perfis de operação. Nesta seção, será apresentada uma análise visual e descritiva por meio da discussão das conexões das baterias em relação a rede elétrica, bem como os respectivos perfis de estado de carga. Cada configuração será abordada, destacando como as estratégias de alocação influenciam o desempenho das baterias e o impacto no sistema elétrico. A Figura 11 mostra um esquemático dessas conexões, que serão mais bem especificadas nos itens a seguir.

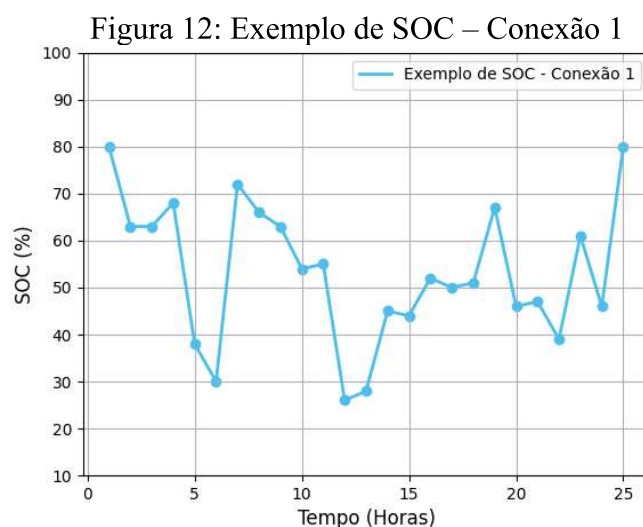
Figura 11: Esquemático de Conexões



Fonte: Elaborada pela Autora.

3.3.1 CONEXÃO 1

Conforme ilustrado na Figura 11, a Conexão 1 indica que os BESS serão sempre alocados de forma monofásica, podendo ser conectados a qualquer uma das fases (A, B ou C). Ressalta-se que, no exemplo considerado, o BESS possui capacidade nominal de xE kWh, sendo o SOC calculado com base nesse valor. A Figura 12 apresenta um exemplo da operação do BESS nesse cenário.

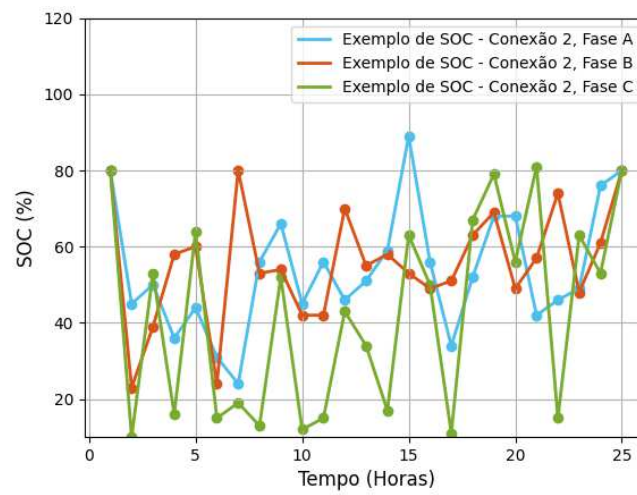


Fonte: Elaborada pela Autora.

3.3.2 CONEXÃO 2

Na Figura 11, a Conexão 2 indica que os BESS serão alocados num banco trifásico formado por três monofásicos, onde serão conectados em todas as fases (A, B ou C) de um determinado nó. Ressalta-se que, no exemplo considerado, o BESS possui capacidade nominal de xE kWh para casa fase, sendo o SOC calculado com base nesse valor. Nesta conexão é considerada que cada bateria opera de forma independente, logo cada fase apresenta seu próprio SOC conforme mostrado na Figura 13.

Figura 13: Exemplo de SOC – Conexão 2



Fonte: Elaborada pela Autora.

4. METÓDO PROPOSTO

Neste capítulo será apresentado o método desenvolvido para alocação e gerenciamento de baterias em sistemas de distribuição utilizando o AG como ferramenta de solução.

Apresentam-se duas abordagens distintas para a formulação da alocação e operação de BESS. Ambas são voltadas ao planejamento e se diferenciam por suas características e aplicações específicas.

A **Formulação 1** utiliza curvas de carga com durações pré-definidas pelo usuário. Essa abordagem permite avaliar o impacto da degradação do BESS sob diferentes condições de operação, além de identificar até que ponto a utilização das baterias permanece vantajosa para o SD.

A **Formulação 2** adota um modelo multiperíodo, onde a curva de carga e o SOH das baterias são atualizados ao longo do tempo. Por exemplo, após cada ano de operação, a deterioração acumulada da bateria é atualizada no método. Esse modelo é necessário para capturar os efeitos de longo prazo da degradação, garantindo um planejamento mais realista e preciso.

A tabela a seguir resume as principais diferenças entre as formulações:

Tabela 3: Comparação das formulações

Modelagem do Problema	Características Principais	Importância
Formulação 1	Curvas de carga fixas definidas pelo usuário, avaliando até que ponto a utilização de BESS permanece vantajosa.	Permite uma análise rápida e simplificada dos impactos na degradação do BESS.
Formulação 2	Atualiza a curva de carga ao longo do tempo, incorporando a deterioração da bateria.	Captura efeitos de longo prazo, garantindo um planejamento mais realista.

4.1 FORMULAÇÃO 1

Nesta seção, apresenta-se o modelo matemático correspondente à primeira formulação desenvolvida para o método, cujo objetivo é determinar a alocação otimizada e o gerenciamento eficiente dos BESSs, em conformidade com algumas restrições técnicas e alguns requisitos de qualidade estabelecidos pelas normas do PRODIST. As equações que compõem esta modelagem serão detalhadas a seguir. Neste modelo, a localização e operação das baterias são variáveis de decisão.

4.1.1 MODELO MATEMÁTICO DA FORMULAÇÃO 1

O problema de otimização da localização e do gerenciamento de BESS foi modelado conforme as equações (4. 1. 1)-(4. 1. 8). As variáveis e os detalhes da formulação desenvolvida serão descritos na sequência.

$$\min \quad Parc_{perdas} + Parc_{vida} \quad (4. 1. 1)$$

Sujeito a:

$$I_{Re,n,t} = 0, \quad \forall n \in \{1, \dots, No\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (4. 1. 2)$$

$$I_{Im,n,t} = 0, \quad \forall n \in \{1, \dots, No\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (4. 1. 3)$$

$$E_{f,t} = \begin{cases} E_{f,t-1} + (P^{bat} * t_d) / \eta_{ef}, & P^{bat} < 0 \\ E_{f,t-1} + P^{bat} * t_d * \eta_{ef}, & P^{bat} > 0 \end{cases} \quad (4. 1. 4)$$

$$SOC_t = E_{f,t} / E_{nom,t} \quad (4. 1. 5)$$

$$V_{min} \leq V_t \leq V_{max} \quad (4. 1. 6)$$

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (4. 1. 7)$$

$$|\Delta SOC_t| \leq \Delta SOC_{max} \quad (4. 1. 8)$$

$$k \in \{0,1\} \quad (4. 1. 9)$$

$$\sum_{n=1}^{No} k_n \leq k_{max} \quad (4. 1. 10)$$

Sendo:

$$Parc_{vida} = k_c Pen_{vida} Dias \frac{Custo_{bat}}{N_{ciclos}} \quad (4. 1. 11)$$

$$Pen_{vida} = \sum_{f=1}^{n_{bat}} \sum_{t=1}^T abs \left(\frac{E_t - E_{t-1}}{E_{nom,t}(T_t) - E_{nom,t-1}(T_{t-1})} \right) \quad (4.1.12)$$

$$Parc_{perdas} = Custo_{perdas} Perdas \text{ Dias} \quad (4.1.13)$$

$$Perdas = P_{sist} + P_{auto} + P_{efic} \quad (4.1.14)$$

$$P_{auto} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{bat}} p^{Perdas,Aut,t,n} \quad (4.1.15)$$

$$P_{efic} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{bat}} p^{Perdas,Efic,t,n} \quad (4.1.16)$$

$$p^{Perdas,Efic,t} = \begin{cases} p^{bat,t}(1 - (1/\eta_{ef})), & p^{bat} < 0 \\ p^{bat,t}(1 - \eta_{ef}), & p^{bat} > 0 \end{cases} \quad (4.1.17)$$

Onde:

P_{sist} são as perdas totais de energia elétrica, em kW, da rede do sistema de distribuição;

P_{auto} representa as perdas totais por autodescarga, em kW, das baterias alocadas;

P_{efic} mensura as perdas totais por eficiência, em kW, das baterias alocadas;

I_{RE} , I_{IM} são as somas das correntes ativas e imaginárias injetadas em um nó do sistema;

No é o número de nós do sistema de distribuição;

T é o último intervalo de tempo da curva de cargas, dado em horas;

$E_{f,t}$ é a energia, em kWh, no final do intervalo de tempo t na bateria f ;

$E_{f,t-1}$ é a energia, em kWh, no final do intervalo de tempo $t-1$ na bateria f ;

k_c é o fator multiplicativo do preço do BESS. Utilizado para considerar o custo dos BESS;

N_{ciclos} é o número de ciclos informado pelo fabricante da bateria alocada;

p^{bat} é a potência, em kW, que entra ou sai da bateria (carga/descarga);

t_d é a discretização adotada na curva de cargas. Neste trabalho, $t_d = 1h$;

η_{ef} é o fator de perdas por eficiência, dado pelo fabricante, no intervalo $[0,1]$;

SOC_t é o estado de carga no fim do intervalo de tempo t , no intervalo $[0,1]$;

$E_{nom,t}$ é a capacidade nominal da bateria expressa em kWh;

T_t é a temperatura de operação no intervalo de tempo t ;

V_{min} é o limite inferior de tensão, em p.u., considerado;

V_{max} é o limite de tensão superior, em p.u., considerado;

SOC_{min} é o limite inferior de SOC considerado no intervalo $[0,1]$;

SOC_{max} é o limite superior de SOC considerado no intervalo $[0,1]$;

ΔSOC_t é a variação de SOC no fim do intervalo de tempo t , no intervalo $[0,1]$;

ΔSOC_{max} é a variação máxima permissível de SOC, no intervalo $[0,1]$;

k é um vetor binário cuja dimensão é o número de nós do sistema;

k_{max} é o número máximo de baterias que podem ser alocadas no sistema;

N_{bat} é o número de baterias alocadas;

$p^{Perdas,Aut,t,n}$ são as perdas por autodescarga, em kW, para bateria n no fim do intervalo de tempo t ;

$p^{Perdas,Efic,t,n}$ são as perdas por eficiência, em kW, para bateria n no fim do intervalo de tempo t ;

A função objetivo do problema de otimização formulado, é dada por (4. 1. 1). Conforme pode ser observado, a função é composta por dois fatores, sendo que o primeiro destes se refere ao custo das perdas de energia elétrica ($Parc_{perdas}$) e o outro ao custo da vida útil das baterias e da operação fora dos limites recomendados ($Parc_{vida}$).

As equações (4. 1. 2) e (4. 1. 3) modelam as restrições impostas pelo fluxo de potência. Estas equações são resolvidas para os intervalos de tempo de 1 a T . Para cada intervalo de tempo t , as cargas assumem um valor diferente e constante. No Capítulo 5, serão mostradas as curvas de carga utilizadas nas simulações.

A equação (4. 1. 4) mostra como é feita a atualização da energia elétrica armazenada nas baterias. Ressalta-se que nem toda potência que entra na bateria é, de fato, absorvida na mesma (processo de carga) e nem toda potência que sai da bateria é de fato entregue ao sistema (processo de descarga), conforme explicitado na Figura 2.

Em (4. 1. 5) é atualizado o valor do estado de carga das baterias alocadas. Nesta equação pode-se observar a dependência deste parâmetro com a energia armazenada nas baterias.

Conforme observado na revisão bibliográfica, os BESS podem ser utilizados com o intuito de melhoria no perfil de tensão e isso é imposto pela equação (4. 1. 6). Sendo assim, as tensões num determinado nó deverão estar 0,93 e 1,05 p.u. e o não atendimento

dessa restrição acarreta penalização (cuja consideração será explicada na aplicação do algoritmo genético à solução do método).

A restrição imposta por (4. 1. 7) está em conformidade com a Figura 1, já que existem valores mínimos e máximos recomendados para a operação do SOC nas baterias. Neste trabalho, foram utilizados os valores de 20% e 90% para valores mínimos e máximos de SOC, respectivamente.

A equação (4. 1. 8) define um limite máximo para variação de SOC em cada intervalo de tempo t . Isso é feito, uma vez que descargas profundas (com grandes variações de SOC) fazem com que a vida útil das baterias seja reduzida. Neste trabalho, não foram permitidas descargas maiores que um valor especificadas pelo usuário em cada intervalo de tempo.

A equação (4. 1. 9) descreve o vetor k , e ela estabelece que cada elemento desse vetor só pode assumir dois estados: 0 ou 1. Um valor de 0 significa que nenhum BESS foi atribuído ao nó equivalente correspondente àquela posição específica no vetor k . Por outro lado, um valor de 1 indica que um BESS foi alocado para essa posição. Já a restrição (4. 1. 10) define o limite superior para a quantidade de BESS que podem ser instalados ou distribuídos.

Um dos fatores que compõem (4. 1. 1) é apresentado em (4. 1. 11). A parcela $Parc_{vida}$ contabiliza o custo monetário de cada ciclo de carga e descarga das baterias, este custo é calculado como sendo um quociente entre o custo da bateria e o número de ciclos médio e este valor é corrigido pela temperatura em (4. 1. 12).

Em (4. 1. 12), o impacto da temperatura na vida útil da bateria é contabilizado em relação as variações de capacidade nominal que ocorrem devido a curva de temperatura conforme apresentada na Figura 5.

A constante k_c é uma ferramenta de análise de sensibilidade para a instalação das baterias. O custo da operação indicado pelo usuário é desconsiderado quando se considera $k_c = 0$ e totalmente considerado para $k_c = 1$. A variação do valor de k_c permite verificar qual é o custo da bateria a partir do qual sua instalação se torna desvantajosa para o sistema.

As perdas de energia elétrica são calculadas utilizando (4. 1. 13) e explicitadas em (4. 1. 14). Ressalta-se que as perdas da bateria e as perdas na rede do sistema de

distribuição são consideradas. Neste trabalho foi considerado $Custoperdas = 552$ R\$/MWh.

Em (4. 1. 15) é explicitada a relação entre as baterias alocadas e as perdas por autodescarga. Sendo assim, este parâmetro é contabilizado para cada bateria n no final de cada intervalo de tempo t . Maiores informações sobre o cálculo das perdas por autodescarga são descritas no item 2.6.

A equação (4. 1. 16) mostra o cálculo das perdas por eficiência, que é feito para cada bateria n no final de cada intervalo de tempo t . As perdas por eficiência são calculadas de forma diferente para os processos de carga/descarga conforme mostrado em (4. 1. 17) e contabilizam o comportamento modelado pela impedância Z_2 na Figura 2.

4.1.2 SOLUÇÃO DA FORMULAÇÃO 1 VIA ALGORITMO GENÉTICO

Conforme pode ser observado no problema apresentado na seção anterior, trata-se de uma otimização de natureza não linear com acoplamento temporal e variáveis contínuas e discretas. Para sistemas de grande porte, não há ferramentas totalmente analíticas para a solução, por isso decidiu-se usar o AG como método de otimização. Essa escolha foi feita, uma vez que este algoritmo tem sido capaz de encontrar boas soluções para o problema de alocação de BESS, como salientado em Oliveira (2018).

Nesta seção serão feitas explicações sobre o AG e a rotina de definição da população inicial desenvolvida, que auxiliou a convergência do método. Um fluxograma do algoritmo proposto é mostrado na Figura 14. Seus passos serão detalhados a seguir

Em P1 é realizado o processo de inicialização de variáveis, que inclui a definição da curva de cargas, a definição de dados do sistema elétrico que será simulado e o cálculo de perdas de energia elétrica sem a alocação de baterias. Também são dados de entrada o SOC inicial das baterias a serem alocadas e os valores mínimos e máximos das restrições tratadas no item 4.1.

No passo P2 são criados os cromossomos para representar as variáveis de otimização do problema. Neste trabalho, os sistemas serão resolvidos para curvas de carga de 24 horas, com discretização de 1 hora. A estrutura dos cromossomos propostos é

apresentada na Figura 15. No que diz respeito aos blocos SOC_{BAT} , indica-se que cada um deles representa uma bateria e, na figura, temos a alocação de N baterias.

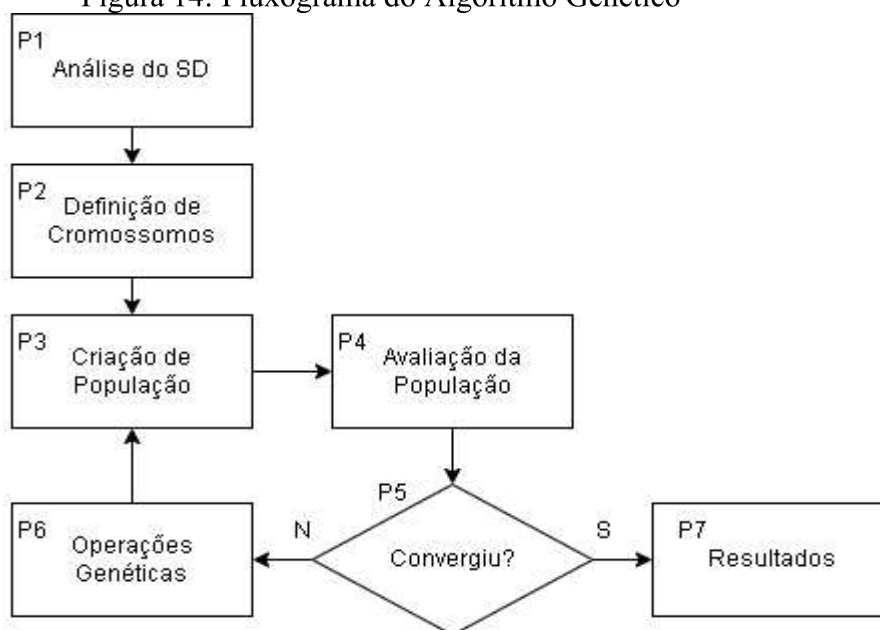
Cada bloco de estado de carga possui SOC's para cada intervalo de tempo. Sendo assim, a dimensão do cromossomo mostrado é $N(T + 1)$. Para exemplificar, se tivermos três baterias e 24 horas, a dimensão do cromossomo é 75, dos quais 72 genes representariam o estado de carga e os demais representariam o nó (barra + fase) onde cada bateria seria alocada.

De acordo com a estrutura cromossômica definida na Figura 15, em P3 é criada a população. Salienta-se que POS_{BAT} representa a posição das baterias alocadas no SD e os valores presentes nos blocos SOC_{BAT} respeitam a restrição de SOC_{max} e SOC_{min} . Uma estratégia utilizada para melhorar a convergência do AG, é realizar a pré-setagem dos valores de SOC tendo em vista os níveis de carregamento do sistema. Isso poderá ser observado no capítulo de resultados.

Neste trabalho, o tamanho da população utilizada foi obtido através de testes e foram considerados 50 indivíduos que, atrelados ao critério de convergência adotado gerou resultados satisfatórios para a formulação proposta.

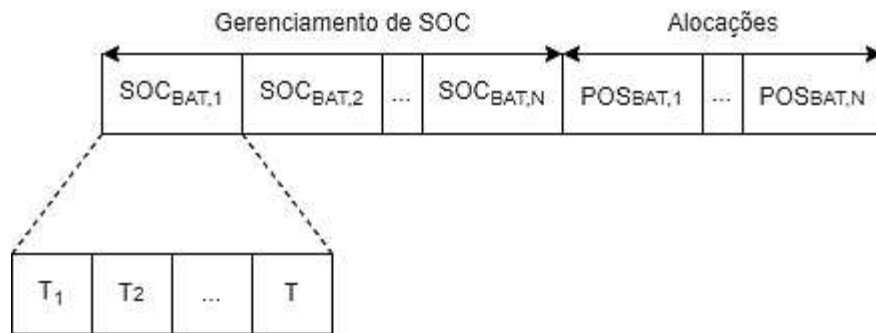
No passo P4, os cromossomos da população formada são avaliados através das equações apresentadas no item 4.1. Na Figura 16 é apresentado um fluxograma da estrutura utilizada para avaliação dos indivíduos.

Figura 14: Fluxograma do Algoritmo Genético



Fonte: Elaborada pela Autora.

Figura 15: Estrutura de Cromossomos Proposta

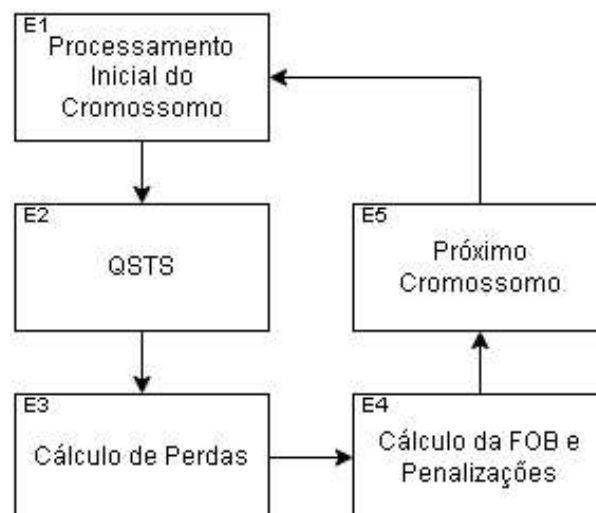


Fonte: Elaborada pela Autora.

No passo P5, são avaliados os critérios de convergência do AG. Aspectos referentes ao comportamento da convergência do método serão descritos na seção de resultados. Caso o critério de convergência não seja atendido, segue-se para o passo P6, no qual os operadores genéticos irão atuar, definindo nova população para a próxima avaliação. Dentre estes, pode-se citar principalmente os operadores de mutação e reprodução. Neste trabalho, a taxa de mutação utilizada foi de 10%, já o *crossover*, operador que representa a reprodução, teve a taxa ajustada em 80%. A taxa de elitismo utilizada preserva os 5% melhores indivíduos da população a cada geração.

Em P7 são apresentados os resultados que contém o gerenciamento das baterias alocadas, as perdas de energia elétrica, locais de alocação e valores do fluxo de potência. Além disso, é apresentado um gráfico de convergência do AG.

Figura 16: Estrutura de Avaliação da População



Fonte: Elaborada pela Autora.

Na etapa E1, é realizado o processamento do cromossomo, que identifica os genes pertencentes ao grupo SOC_{BAT} e POS_{BAT}. Ressalta-se que o QSTS implementado neste trabalho foi feito a partir da potência que a bateria injeta ou absorve do sistema, sendo assim é necessário relacionar o SOC com a potência correspondente.

Os fluxos de potência são calculados utilizando-se o QSTS na etapa E2, previamente definido no item 2.9 deste trabalho. Os resultados obtidos serão utilizados na etapa seguinte.

Em E3, são calculadas as perdas internas das baterias (eficiência e autodescarga) que são somadas as perdas de energia elétrica devido a rede do sistema.

Por fim na etapa E4, o valor obtido em E3 é utilizado juntamente com as penalizações para cálculo da função objetivo que será o meio de comparação entre os cromossomos. Neste trabalho, caso as restrições (4. 1. 6) e (4. 1. 8) sejam desrespeitadas, é somado um valor de forma a penalizar a função objetivo. Para isso, foram implementados contadores que são incrementados caso as restrições não sejam atendidas. A equação (4. 1. 18) representa a estrutura de penalização utilizada.

$$Fob_{pen} = Fob + cont_{tens} * 20\% Fob + cont_{\Delta SOC} * 80\% Fob \quad (4. 1. 18)$$

Onde:

Fob_{pen} representa a função objetivo caso haja penalização;

Fob é a função objetivo previamente definida em (4. 1. 1);

$cont_{tens}$ é o contador de tensões que desrespeitam (4. 1. 6);

$cont_{\Delta SOC}$ é o contador de ΔSOC s que desrespeitam (4. 1. 8).

Uma vez concluído o processo, segue-se para E5 no qual um próximo cromossomo será avaliado. Os valores dos cromossomos são retornados para o passo P4.

Assim, esta metodologia desenvolvida permite obter uma alocação e gerenciamento ótimos de baterias, considerando restrições de operação e limites de variáveis e várias características operacionais das baterias.

4.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA CONSIDERANDO A DETERIORAÇÃO DO BESS – FORMULAÇÃO 2

Esta seção apresenta a segunda formulação matemática desenvolvida para o problema de alocação e operação de BESS, incorporando agora os efeitos da deterioração das baterias ao longo do tempo. Neste sentido, o modelo é ampliado para incluir novas variáveis de decisão e restrições associadas ao envelhecimento das baterias. A seguir, são descritas as equações que compõem esta formulação.

4.2.1 MODELO MATEMÁTICO DA FORMULAÇÃO 2

O problema de otimização para alocação e operação de sistemas de armazenamento de energia em baterias proposto nesta seção é modelado conforme as equações (4. 2. 1)-(4. 2. 12). Mais uma vez, foram adotados limites de tensão do PRODIST e a localização, operação e capacidade nominal das baterias são variáveis de decisão. Os detalhes da formulação desenvolvida serão descritos na sequência.

Já se adianta que a FOB será descrita na formulação a seguir como uma FOB genérica, como se fosse qualquer índice de desempenho que se desejasse otimizar, e as duas formulações de FOBs testadas neste trabalho com essa formulação serão explicitadas adiante.

$$FOB \quad (4. 2. 1)$$

$$I_{Re,n,t,p} = 0, \quad \forall n \in \{1, \dots, No\}, \forall t \in \{1, \dots, T\}, \forall p \in \{1, \dots, PT\} \quad (4. 2. 2)$$

$$I_{Im,n,t,p} = 0, \quad \forall n \in \{1, \dots, No\}, \forall t \in \{1, \dots, T\}, \forall p \in \{1, \dots, PT\} \quad (4. 2. 3)$$

$$V_{min} \leq V \leq V_{max} \quad (4. 2. 4)$$

$$E_{n,t,p} = \begin{cases} E_{n,t-1,p} + P_{n,t,p} \Delta t_d \eta_{n,ef}, & P_{n,t,p} > 0 \\ E_{n,t-1,p} + \left(\frac{P_{n,t,p} \Delta t_d}{\eta_{n,ef}} \right), & P_{n,t,p} < 0 \end{cases} \quad (4. 2. 5)$$

$$SOC_{n,p,min} \leq SOC_{n,t,p} \leq SOC_{n,p,max} \quad (4. 2. 6)$$

$$SOC_{n,t,p} = \frac{E_{n,t,p}}{E_{a,n,p}} \quad (4.2.7)$$

$$E_{a,n,p} = E_{a,nom} SoH_{n,p} \quad (4.2.8)$$

$$E_{a,nom} \in \{E1, E2, \dots\} \quad (4.2.9)$$

$$|P_{n,t,p}| \leq P_{a,n,p} \quad (4.2.10)$$

$$k \in \{0,1\} \quad (4.2.11)$$

$$\sum_{n=1}^{No} k_n \leq k_{max} \quad (4.2.12)$$

Onde:

No é o número de nós do sistema de distribuição;

T é o número de intervalos de tempo estudados dentro de um conjunto p . Cada intervalo de tempo tem uma duração definida pelo usuário; neste trabalho, cada intervalo de tempo é $\Delta t_d = 1h$;

PT é o número total de conjuntos de intervalos de tempo; em cada conjunto, os valores de carga e os dados operacionais das baterias podem ser alterados;

I_{RE} , I_{IM} são as somas das correntes ativas e imaginárias injetadas em um nó do sistema;

V são as tensões nodais do sistema;

V_{min} e V_{max} são as tensões nodais mínimas e máximas permitidas;

$SOC_{n,t,p}$ é o estado de carga da bateria n no tempo t no conjunto p ;

$SOC_{n,p,min}$ e $SOC_{n,p,max}$ são os limites inferior e superior do estado de carga permitido durante a operação da bateria no conjunto p ;

$\eta_{n,ef}$ é a eficiência do BESS n ;

$E_{n,t,p}$ é a energia armazenada, em kWh, na bateria n no tempo t no conjunto p ;

$E_{a,nom}$ é a energia nominal disponível, em kWh, da bateria n no conjunto $p=1$;

$E_{a,n,p}$ é a energia nominal disponível, em kWh, da bateria n no conjunto p ;

$SoH_{n,p}$ é o estado de saúde da bateria n no conjunto p conforme apresentado na seção 3.1;

$P_{n,t,p}$ é a potência, em kW, consumida ou fornecida pela bateria n no tempo t no conjunto p ;

k é um vetor binário cuja dimensão é o número de nós do sistema. Cada posição pode assumir os valores 0 ou 1, onde 0 indica que o recurso não foi alocado e 1 indica que o recurso foi alocado;

k_{max} é o número máximo de baterias que podem ser alocadas no sistema;
 $P_{a,n,p}$ é a potência nominal, em kW, da bateria n no período p ;
 $\{E1, E2, \dots\}$ são os valores de energia das baterias que podem ser utilizados.

A equação (4. 2. 1), denominada FOB, representa qualquer função objetivo adequada a este problema de otimização. Busca-se otimizar um parâmetro de desempenho do sistema enquanto são considerados vários impactos na vida útil do BESS, conforme proposto anteriormente. Assim, este método foi desenvolvido para equilibrar a otimização do desempenho com a longevidade do BESS.

Este trabalho considerou, como exemplo, duas funções objetivo: a maximização dos ganhos com a compra e venda de energia (4. 2. 13) e a redução de perdas (4. 2. 14).

$$\sum_{p=1}^{PT} \left(nDias_p \sum_{t=1}^T C_{p,t} Es_{p,t} \right) \quad (4. 2. 13)$$

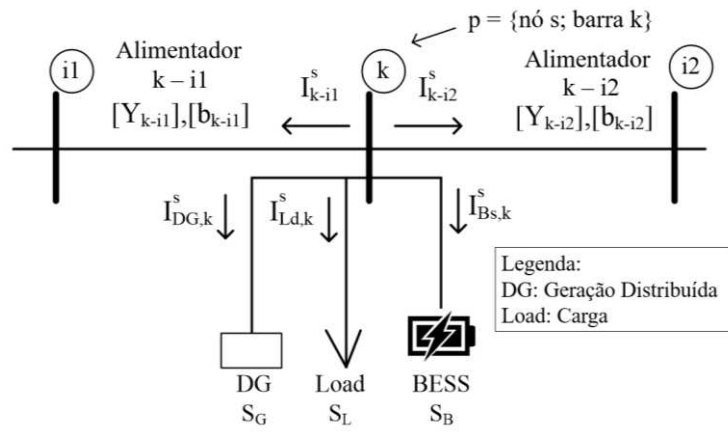
$$\sum_{p=1}^{PT} \left(nDias_p \sum_{t=1}^T Perdas_{p,t} \right) \quad (4. 2. 14)$$

Onde:

$Es_{p,t}$ é a energia, em kWh, demandada pela subestação no intervalo de tempo t do conjunto p ; um valor positivo indica que a subestação está fornecendo energia, enquanto um valor negativo indica que a subestação está absorvendo energia;
 $C_{p,t}$ é o custo da energia, em \$/kWh, no tempo t do conjunto p ;
 $nDias_p$ é o número de dias no conjunto p ;
 $Perdas_{p,t}$ representam as perdas, medidas em kWh, calculadas para o sistema durante o intervalo de tempo t do conjunto p ; as perdas da bateria, incluindo autodescarga e perdas de eficiência, também são consideradas nesse valor.

As restrições da rede são dadas pelas equações (4. 2. 2) e (4. 2. 3) e são modeladas com restrições de igualdade no método proposto. A Figura 17 apresenta um esquema que representa genericamente todos os equipamentos conectados ao nó s na barra k no tempo t , juntamente com as correntes exigidas por esses equipamentos. A soma dessas correntes é dada por (4. 2. 15), onde, neste caso, $I_{n,t}^s = I_{k-i1}^s + I_{k-i2}^s + I_{DG,k}^s + I_{Ld,k}^s + I_{Bs,k}^s$. Mais explicações podem ser encontradas em Penido *et al.* (2012).

Figura 17: Modelo esquemático de um nó com BESS



Fonte: Elaborada pela Autora.

$$I_{inj,k}^s = \sum_{i \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} \left(j b_{ki}^{st} V_k^t + (V_k^t - V_i^t) y_{ki}^{st} \right) + \left(\frac{S_{G_k}^s - S_{L_k}^s}{V_k^s} \right)^* + \left(k \frac{S_{B_k}^s}{V_k^s} \right)^* \quad (4.2. 15)$$

Onde:

V_k^t é o fasor de tensão da fase t para o terra na barra k ;

V_i^t é o fasor de tensão da fase t para o terra na barra i ;

b_{ki}^{st} é a susceptância shunt do ramo $k-i$;

y_{ki}^{st} é a admitância série do ramo $k-i$;

$s, t \in \{a, b, c, n\}$;

Ω_k é o conjunto de barras diretamente conectadas à barra k ;

$S_{G_k}^s$ é a potência complexa injetada pelos geradores distribuídos (DGs) no nó s da barra k ;

$S_{L_k}^s$ é a potência complexa demandada pelas cargas no nó s da barra k ;

$S_{B_k}^s$ é a potência complexa injetada pelos BESSs no nó s da barra k . Se o fator de potência for igual a 1, pode-se considerar $S_B = P_n$.

k indica se o BESS foi alocado ao nó.

Os limites de tensão são representados pela equação (4.2. 4), utilizando-se neste trabalho os valores de 0,93 e 1,05 p.u., provenientes do PRODIST. A equação (4.2. 5) modela as perdas internas do BESS, resultantes dos processos de transformação químico-elétrica durante os ciclos de carga e descarga.

A restrição para o estado de carga do BESS é apresentada na equação (4.2. 6).

A equação utilizada para calcular o SOC no instante p é apresentada na equação (4.2. 7).

A equação que relaciona a energia máxima que pode ser armazenada em um BESS no instante p com a energia máxima nominal é dada pela equação (4. 2. 8).

Os tipos possíveis de BESS que podem ser alocados são definidos pela equação (4. 2. 9); cada BESS nesta lista possui uma capacidade nominal, potência nominal e eficiência associadas.

As potências máximas consumidas ou despachadas pelo BESS são limitadas conforme mostrado na equação (4. 2. 10).

A equação (4. 2. 11) indica que os valores do vetor k podem ser apenas 0 (nenhum BESS alocado no nó equivalente da posição específica no vetor k) ou 1 (BESS alocado).

O número máximo de BESS que podem ser alocados é dado pela equação (4. 2. 12).

4.2.2 SOLUÇÃO DA FORMULAÇÃO 2 VIA ALGORITMO GENÉTICO

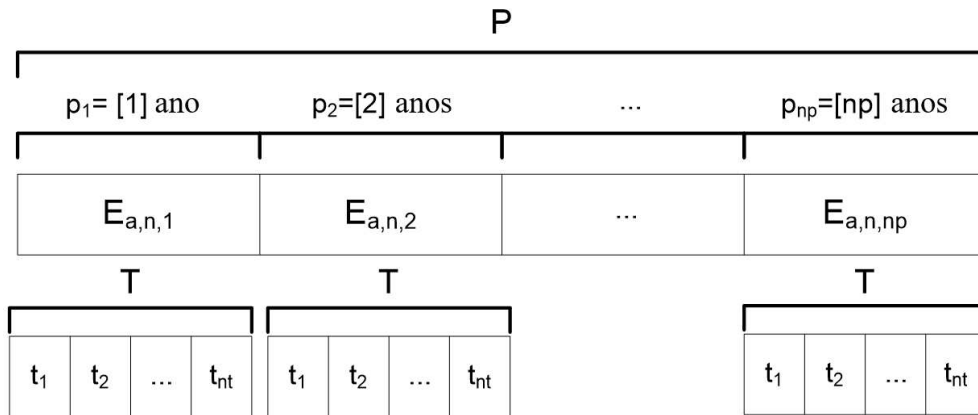
Nesta seção será apresentada a implementação computacional do algoritmo genético para solucionar esta formulação.

Deve-se novamente salientar que características operacionais e ambientais dos BESS devem ser consideradas para avaliar o impacto técnico-econômico da instalação de BESS em sistemas de distribuição. Alguns estudos negligenciam aspectos altamente relevantes que afetam significativamente os resultados, como os ciclos de carga e descarga e a profundidade de descarga.

A relação entre o número de ciclos, a profundidade de descarga e a degradação da capacidade do BESS foi discutida no Capítulo 2. Como pode ser observado, cada tecnologia de BESS apresenta um comportamento diferente. Portanto, esta é uma característica importante que deve ser considerada no modelo matemático: a redução da capacidade ao longo do tempo, essa redução de capacidade é contabilizada para variável $SOH_{n,p}$.

A Figura 18 apresenta o método usado para representar as mudanças nos sistemas e nos BESS ao longo do tempo, fundamentando a formulação do modelo que será utilizado na implementação computacional.

Figura 18: Procedimento de redução da capacidade do BESS ao longo do tempo



Fonte: Elaborada pela Autora.

Como pode ser visto na Figura 18, o intervalo total de operação (P) é dividido em conjuntos de intervalos definidos pelo usuário (PT) para representar esses fenômenos (degradação da vida útil do BESS e variação nos parâmetros elétricos do sistema de distribuição). O intervalo total de operação é segmentado em conjuntos menores (p), definidos pelo usuário. Dessa forma, os dados de carga do sistema e geração distribuída são atualizados em cada conjunto p , assim como a capacidade do BESS, que é ajustada com base na profundidade de descarga (DOD) e no número de ciclos (NoC), conforme apresentado na seção 3.2 e equação (3. 1).

Em cada conjunto p , a operação do sistema é analisada ao longo de um intervalo total T , sendo T dividido em intervalos menores t , onde cada t representa um instante na operação do sistema de distribuição. Nesse caso, o estado do sistema no tempo $t+1$ depende do estado do sistema no tempo t . Por exemplo, o intervalo T pode representar 24 horas, com cada $t=1h$. Para calcular os valores totais correspondentes a um ano em relação a uma dada função objetivo, os valores obtidos podem ser multiplicados por 365.

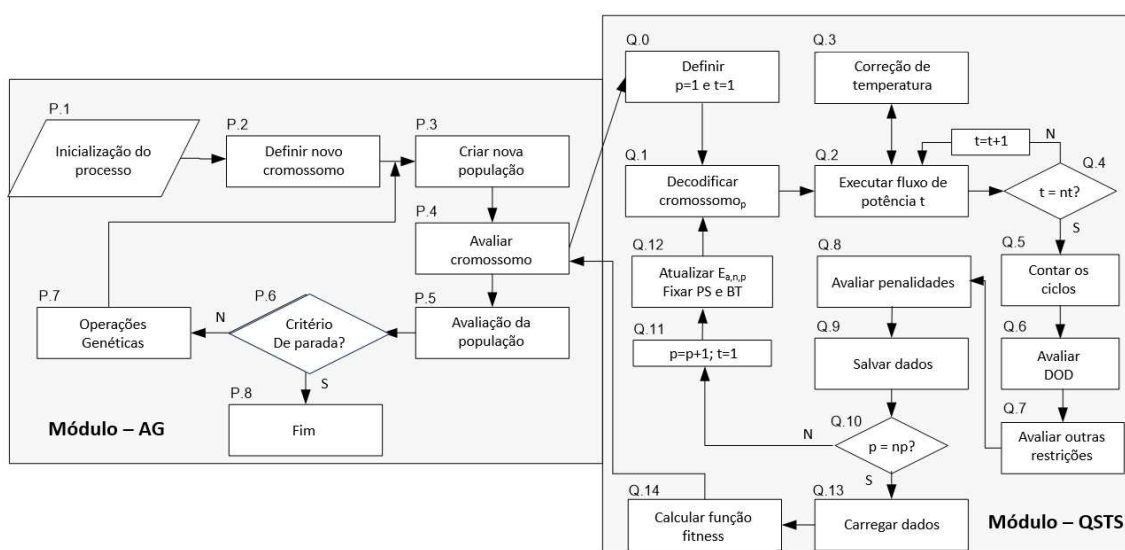
Para ilustrar esse procedimento, considere um período de análise de 4 anos ($P=4$), dividido em 4 intervalos de 1 ano cada ($p=1$). Durante o primeiro intervalo (p_1), foi utilizado 1 ciclo por dia, resultando em 365 ciclos para o período. Consequentemente, o algoritmo estima que 365 ciclos também serão utilizados no próximo intervalo (p_2). A partir do segundo intervalo, a capacidade do BESS é corrigida usando a degradação média do BESS no início e no final do intervalo (p e $p+1$).

Agora que a relação entre os intervalos P , o conjunto p e os intervalos menores t foi esclarecida, podemos avançar para a explicação da implementação do problema apresentado na seção anterior.

Esse problema de otimização envolve variáveis contínuas e discretas de natureza não linear, com uma forte dependência temporal entre as etapas. Além disso, os parâmetros operacionais e de vida útil dependem de dados tabelados (que não podem ser modelados por equações analíticas contínuas), o que torna sua resolução especialmente desafiadora para métodos clássicos. Para lidar com essas complexidades, foi utilizada a técnica de Algoritmos Genéticos, reconhecida por sua eficiência na resolução de problemas dessa categoria.

A Figura 19 apresenta o fluxograma proposto para abordar o problema definido na seção anterior. As etapas descritas na figura serão detalhadas a seguir.

Figura 19: Algoritmo proposto para o item 4.2



Fonte: Elaborada pela Autora.

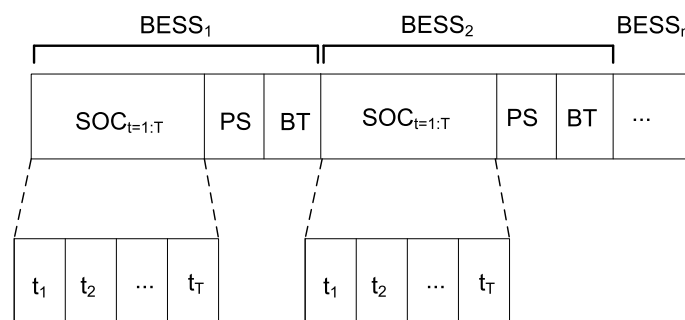
Módulo - AG: Na etapa P.1, é realizada a inicialização das variáveis. Durante essa fase, as curvas de carga e os dados elétricos do sistema de distribuição são carregados. Além disso, são calculadas as grandezas elétricas (tensões, correntes, potências, etc.) e as funções de desempenho do sistema (por exemplo, perdas, lucros, etc.) sem a alocação de BESS. As restrições e tabelas auxiliares (vida útil do BESS, temperatura) indicadas na seção anterior também são fornecidas pelo usuário nesta etapa.

Na etapa P.2, o cromossomo é inicializado. A Figura 20 ilustra a estrutura do cromossomo proposta. O cromossomo que representa o conjunto p_1 possui uma subestrutura fixa que trata de aspectos relacionados ao BESS. O campo SOC consiste em um vetor com um número de posições igual ao número de intervalos de tempo a serem estudados. O campo PS indica o nó onde o BESS será alocado, e o campo BT representa as características do BESS que podem ser utilizadas. Este campo aponta para linhas em tabelas contendo dados do BESS, como Energia Nominal, Potência Nominal, Custo, Eficiência e Vida Útil. Esses dados podem ser considerados como variáveis de otimização ou valores fixos.

Essa subestrutura é repetida no cromossomo para corresponder ao número de BESS a serem alocados ($BESS_1, \dots, BESS_n$). Se o campo PS assumir um valor nulo, nenhum BESS será alocado para aquela subestrutura.

O cromossomo que representa os conjuntos p_2 a p_{np} possui a mesma estrutura, mas os valores de PS e BT são fixados nos mesmos valores do conjunto p_1 .

Figura 20: Estrutura do cromossomo – problema 4.2



Fonte: Elaborada pela Autora.

Na etapa P.3, a população inicial é criada. 50% da população inicial é gerada de forma aleatória. 25% é criada com dados de SOC aleatórios, mas com locais de instalação limitados com base na análise de sensibilidade proposta em Martins *et al.* (2022). Os outros 25% são criados com SOC observando as curvas de carga ou as curvas de custo do sistema, e os locais de instalação são indicados por Martins *et al.* (2022).

Na etapa P.4, os cromossomos são avaliados por meio do cálculo da função objetivo e das restrições. Maiores detalhes sobre esse processo serão apresentados no Módulo - QSTS.

Na etapa P.5, a população é avaliada utilizando o método da roleta (*roulette wheel*).

Na etapa P.6, o critério de convergência do algoritmo genético é verificado. Caso a convergência não seja alcançada, a população será atualizada utilizando operadores genéticos (P.7). O critério de parada adotado foi o número de gerações e a estagnação.

Na etapa P.7, os operadores genéticos são aplicados. Foram utilizadas taxas de reprodução e mutação de 80% e 10%, respectivamente, além de uma taxa de elitismo de 5%. Na etapa P.8, a solução obtida, quando a convergência é alcançada, é apresentada.

Módulo – QSTS: Na etapa Q.0, as variáveis para o método QSTS são inicializadas. Em Q.1, o cromossomo é decodificado, e suas informações são usadas como dados de entrada para um método de fluxo de potência. O BESS é alocado no nó definido pela variável PS (Figura 20), e os dados do BESS indicados pelas variáveis BT são usados para configurar eficiência, custo e limites. Esses valores serão fixos para todo o intervalo operacional, T. Entretanto, os dados de SOC são considerados separadamente para cada intervalo analisado. Por exemplo, no intervalo 1-2, a potência injetada ou absorvida pelo BESS é calculada utilizando (4. 2. 5) e (4. 2. 7). Os dados de energia necessários para (4. 2. 5) são valores armazenados nas variáveis SOC_{t1} e SOC_{t2} .

Na etapa Q.2, um fluxo de potência é executado para o tempo t , considerando as restrições de igualdade dadas por (4. 2. 2) e (4. 2. 3). O método de fluxo de potência utilizado foi apresentado em Penido *et al.* (2013). A correção dos parâmetros do BESS em relação à temperatura de operação é realizada conforme indicado em Q.3.

O método Quasi-Static Time Series é empregado para realizar as etapas Q.2 e Q.4. Este método envolve a resolução de uma série de fluxos de potência, em que a solução de uma etapa depende da solução da etapa anterior, conforme discutido em Deboever *et al.* (2018). Como o problema tem um vínculo temporal devido às questões de SOC do BESS, é necessário utilizar o QSTS.

Em Q.4, a correção dos parâmetros operacionais do BESS é realizada. Na etapa Q.5, os ciclos de carga e descarga do BESS ao longo do intervalo de tempo são contados. Em Q.6 a profundidade de descarga é avaliada.

Na etapa Q.7 é avaliado se as outras restrições do problema foram respeitadas para cada intervalo de tempo. As restrições que não foram respeitadas são armazenadas em um banco de dados. Em Q.8, as restrições não respeitadas nas etapas anteriores são

agregadas em uma função de penalidade. Cada penalidade é calculada usando uma expressão quadrática, como apresentado em (4. 2. 16), que será mostrada adiante.

Na etapa Q.9, todos os valores obtidos são armazenados no banco de dados. Em Q.10, verifica-se se todos os conjuntos p foram avaliados. Na etapa Q.11, as variáveis são inicializadas, e um novo conjunto p começa a ser avaliado.

Em Q.12, o SOH do BESS é atualizado conforme indicado na seção 3.2. Através dele, e da equação (4. 2. 8), a energia do BESS é atualizada. Para conjuntos diferentes de $p1$, as variáveis que indicam o tipo e a localização do BESS não são analisadas. Isso foi feito porque testes mostraram que considerar a posição e o tipo de BESS como variáveis de otimização em todos os conjuntos P não melhorou significativamente a qualidade dos resultados, mas aumentou muito o tempo de processamento computacional.

Em Q.13, todos os dados armazenados previamente são lidos e processados. Na etapa Q.14, a função de aptidão (*fitness*) do cromossomo é calculada. Seu valor é composto pelo valor da função objetivo e pelos valores das penalidades ativas calculadas em Q.8. O valor da função de aptidão é retornado para o Módulo – AG.

$$penal_k = kp(x - x_{lim})^2 \quad (4. 2. 16)$$

Onde:

- k_p é um valor definido pelo usuário que representa a importância da restrição violada;
- x é o valor da função ou variável violada;
- x_{lim} é o valor limite da função ou variável.

5. RESULTADOS

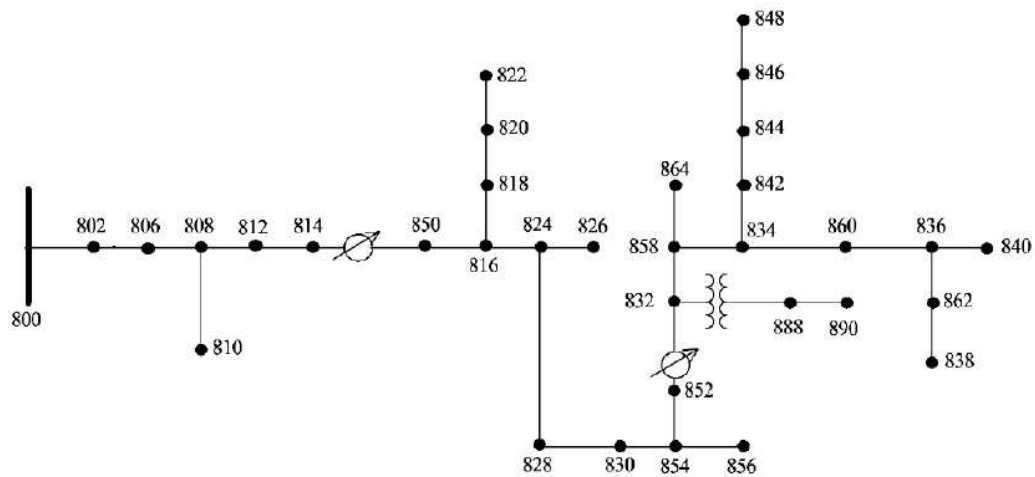
Este capítulo apresenta resultados obtidos a partir da aplicação dos métodos desenvolvidos para a alocação ótima de sistemas de armazenamento de energia por baterias em redes de distribuição considerando os desequilíbrios. Duas formulações distintas foram propostas neste trabalho, considerando diferentes estratégias de modelagem e otimização. As simulações foram realizadas em cenários representativos de sistemas de distribuição e os resultados são discutidos com base em métricas técnicas e operacionais, permitindo uma análise comparativa entre os métodos, evidenciando as contribuições de cada abordagem para o tratamento dos problemas em questão. Nas seções seguintes serão mostrados resultados obtidos com a aplicação das formulações 1 e 2, respectivamente. Todos os casos apresentados foram simulados utilizando um computador com processador Intel® Core™ i7-5500U, CPU de 2,40 GHz com dois núcleos, e 8 GB de memória RAM.

5.1 RESULTADOS REFERENTES A FORMULAÇÃO 1

Na primeira formulação proposta, considera-se que os parâmetros dos BESS, das cargas e do sistema permanecem estáticos ao longo de todo o período de estudo, sendo a localização e a operação das baterias tratadas como variáveis de decisão. Nesta seção, utilizou-se o sistema teste IEEE 34 Node Test Feeder, com os dados originais do caso e os reguladores de tensão mantidos em posição fixa. A representação do sistema IEEE 34 é apresentada na Figura 21.

O sistema IEEE 34 Barras é amplamente utilizado como um modelo de referência para estudos em sistemas de distribuição. Caracteriza-se por apresentar um perfil típico de redes de distribuição urbana e suburbana, com longos alimentadores que se estendem por grandes distâncias e blocos significativos de carga distribuídos ao longo da rede. Essas características resultam em desafios típicos de quedas de tensão, variações de corrente e perdas ao longo dos alimentadores, o que torna o sistema importante para estudos.

Figura 21: Sistema IEEE 34 Node Test Feeder

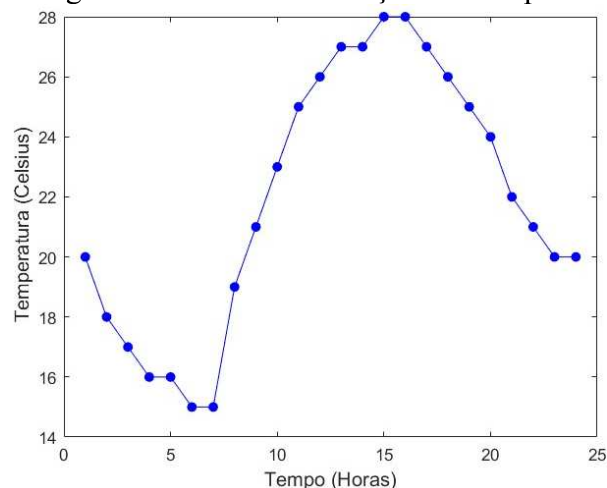


Fonte: IEEE PES (1991).

O BESS utilizado neste caso possui um custo aproximado de R\$1168,00/kWh sendo os valores obtidos de Hu *et. al* (2017). Na referência original, o custo estava em dólares. Desta forma, foi utilizado por um valor de conversão para reais $1\text{US\$} = \text{R\$}4,81$ (cotação em 02/08/2023).

A curva de temperaturas utilizada neste trabalho, é mostrada na Figura 22. Ressalta-se que essa curva foi utilizada com o intuito de facilitar a reprodução dos resultados e que a temperatura de operação da bateria deve ser estimada com base na temperatura ambiente e seu respectivo nível de operação.

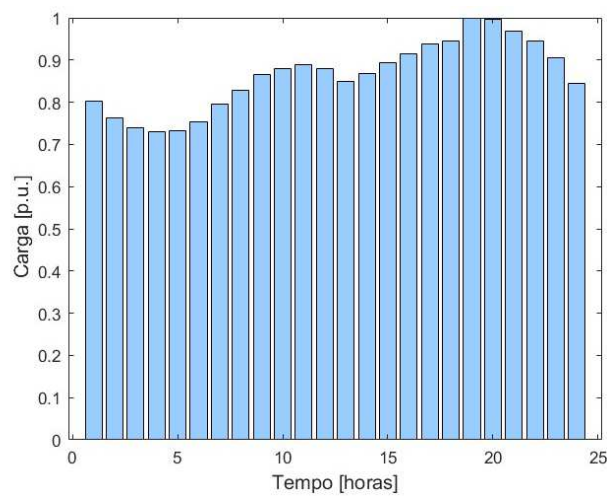
Figura 22: Curva de Variação da Temperatura



Fonte: Elaborada pela Autora.

Com relação a curva de variação do carregamento do sistema, foram utilizados valores provenientes da base de dados do ONS, sendo esta mostrada na Figura 23.

Figura 23: Curva de carga considerada nas execuções



Fonte: Elaborada pela Autora.

Para verificar os efeitos de redução da vida útil e da variação da temperatura sobre a capacidade da bateria, vários casos foram estudados conforme mostrado na Tabela 4, sendo que o Caso 1 corresponde ao sistema IEEE34 original sem alocação de baterias.

Na Tabela 4, a coluna “Capacidade” representa a capacidade máxima de cada bateria utilizada, “Descarga” é a profundidade máxima da descarga (relacionada ao número de ciclos conforme apresentado na Figura 4 e “Temperatura” indica se foi considerado o efeito da temperatura durante o funcionamento. O fator “ k_c ” indica se foi realizada uma avaliação da sensibilidade de custo.

Tabela 4: Resumo dos Casos Simulados

Casos	Capacidade	Descarga	Temperatura	k_c
1	-	-	-	-
2	200 kWh	-	-	Sim
3	200 kWh	30%	-	-
4	200 kWh	60%	-	-
5	200 kWh	-	Sim	-
6	200 kWh	30%	Sim	-
7	200 kWh	60%	Sim	-
8	200 kWh	60%	Sim	Sim

Fonte: Elaborada Pela Autora.

5.1.1 CASO 1

Conforme a tabela, neste item será mostrado o resultado da simulação do sistema IEEE34 sem alocação de baterias utilizando a curva de carga mostrada na

Com relação a curva de variação do carregamento do sistema, foram utilizados valores provenientes da base de dados do ONS, sendo esta mostrada na Figura 23.

Figura 23. Neste caso, definido como base, as perdas de energia elétrica foram de 4,7212 MWh, com menor tensão sendo 0,932 p.u. no nó 890 fase A, às 19h.

5.1.2 CASO 2

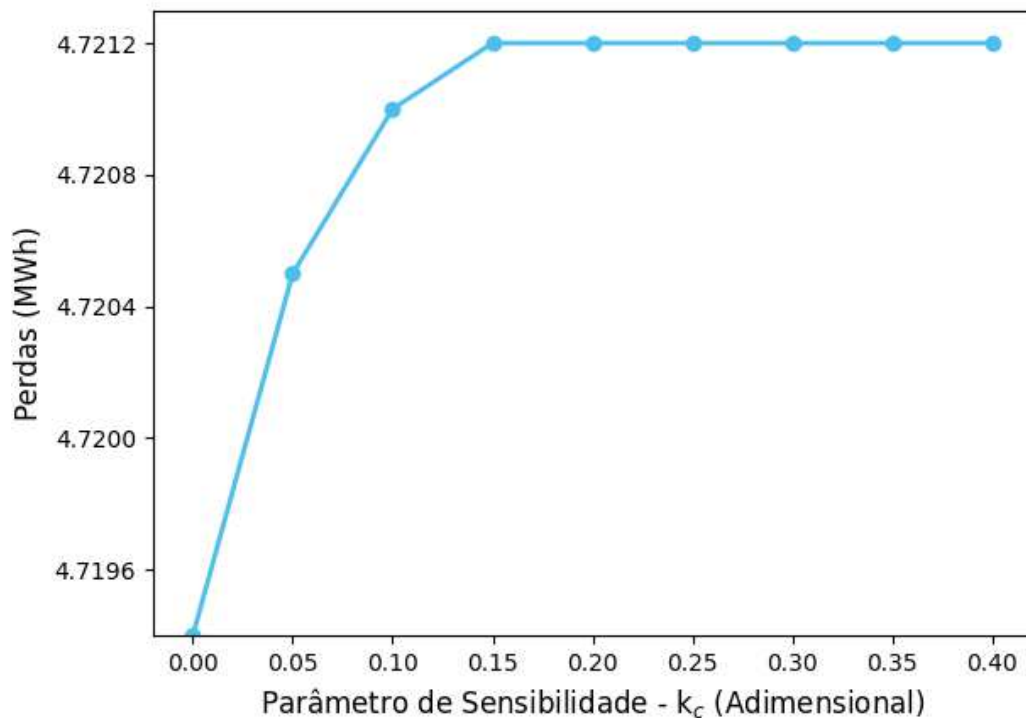
Com o objetivo de realizar uma análise de sensibilidade de custos associada ao parâmetro k_c , considera-se que esse parâmetro atua como um fator multiplicativo sobre um valor monetário arbitrário definido pelo usuário para a bateria. O produto entre k_c e esse valor base representa o custo de instalação do BESS. A variação de k_c permite avaliar a viabilidade econômica da alocação dos sistemas de armazenamento.

Neste caso foram desconsideradas as limitações de descarga e temperatura. Foram executadas múltiplas otimizações em que cada uma delas possuía um valor de k_c , variando de 0 a 0,4. A Figura 24 mostra os resultados desta avaliação.

Nota-se que a partir de $k_c = 0,15$ as perdas de energia elétrica se tornam iguais ao caso base, indicando que o custo da bateria ($k_c \text{ Custo}_{bat}$) deixou de ser vantajoso para o sistema e o método opta pela não utilização do BESS

Neste caso, o nó 888, fase B foi selecionado para alocação do BESS em todos os valores de k_c .

Figura 24: Resultados das Perdas de Energia – Caso 2



Fonte: Elaborada Pela Autora.

5.1.3 CASOS 3 E 4

Com o intuito de comparação de resultados, serão mostrados, juntamente, os referidos casos. Para avaliar o impacto da restrição de profundidade de descarga no desempenho do sistema e na vida útil da bateria, foram comparadas três situações: sem restrição na descarga da bateria (caso 2) e com limitação de 30% (caso 3) e com limitação de 60% (caso 4). Para explicitar o impacto da restrição de profundidade de descargas foi considerado $k_c = 0$. Os resultados são apresentados na Figura 25.

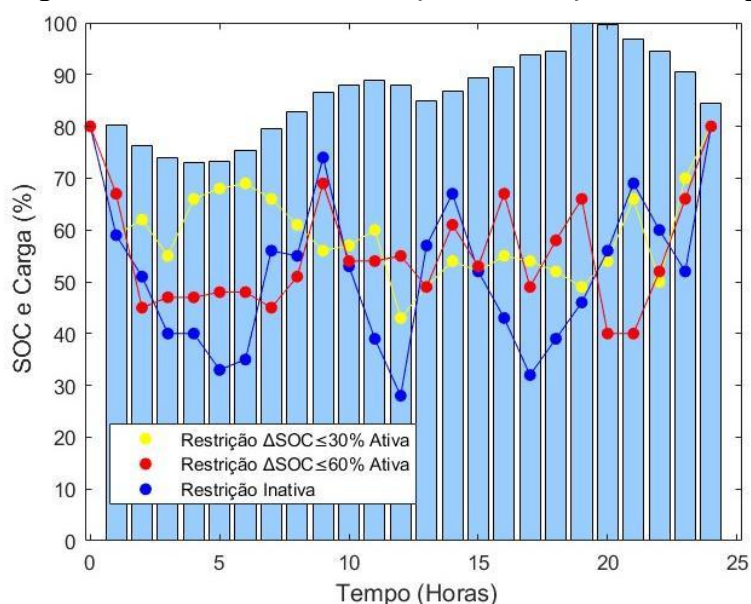
Diante da análise da Figura 25, observa-se que com a desativação da restrição definida em (4.1.8), que limita a variação máxima do SOC (ΔSOC), o algoritmo permite que a bateria seja descarregada mais profundamente durante seu funcionamento. Isso ocorre porque, ao "desativar" essa restrição, a bateria pode variar seu nível de carga (SOC) livremente, sem um limite máximo para a descarga. Como consequência, o algoritmo tende a explorar descargas mais profundas para minimizar a função objetivo. Contudo, esse comportamento leva o SOC a atingir valores menores (descargas profundas), o que é prejudicial para a vida útil da bateria e pode até causar sua degradação prematura.

Portanto, a restrição em ΔSOC atua justamente para evitar que o SOC atinja níveis baixos demais, protegendo a bateria.

Com relação as perdas de energia elétrica, os valores foram de 4,7108, 4,7211 e 4,7194 MWh, respectivamente, para os casos com a restrição inativada, com a restrição de descargas de 30% e com a restrição de 60%. A menor tensão para cada os respectivos casos foi de 0,9303, 0,9309 e 0,9301 p.u. sendo que todas ocorrem na barra 890 às 19h.

A alocação da bateria ocorreu no nó 888, fase C para o caso em que a restrição de 30% é considerada. Já, nos demais casos, a alocação ocorreu no nó 888, fase B e, conforme esperado, não permitir descargas profundas faz com que o sistema convirja para perdas próximas ao caso base.

Figura 25: Resultados da avaliação da restrição de descargas



Fonte: Elaborada Pela Autora.

5.1.4 CASO 5

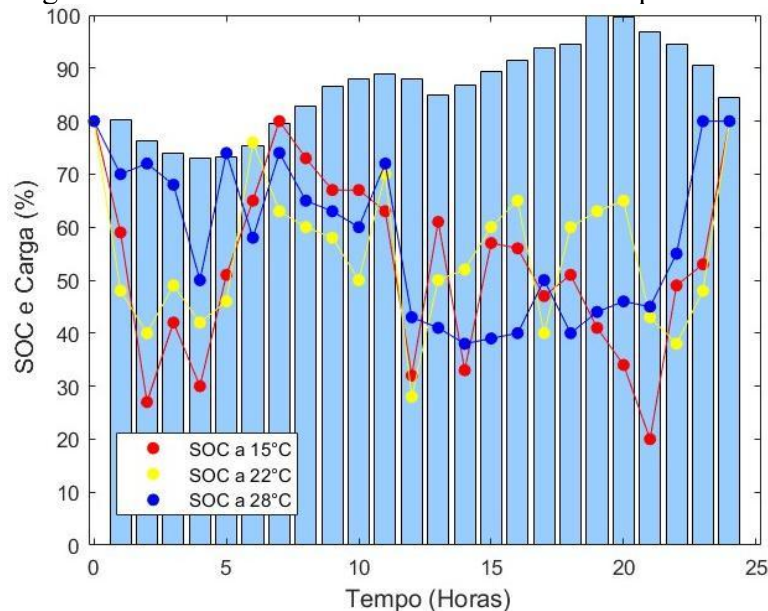
Neste item, será realizada uma análise que considera a temperatura de funcionamento da bateria em patamares fixos, sendo permitidas descargas profundas. Esta premissa foi adotada para facilitar a comparação dos resultados e, consequentemente, analisar o que acontece com a operação da bateria sob diferentes condições. Os resultados

a seguir consideram as temperaturas de 15 °C, 22 °C e 28 °C sendo executados para $k_c = 0$. Os resultados são apresentados na Figura 26.

Diante da observação dos resultados, pode-se perceber que, quanto menor a temperatura, maior é a profundidade das operações da bateria, ou seja, a bateria é descarregada mais profundamente. Isso se evidencia pela comparação entre os resultados obtidos a 15 °C e a 28 °C. A razão para isso está no fato de que a capacidade nominal das baterias é reduzida em temperaturas menores (Figura 5). Portanto, para que a bateria consiga fornecer a mesma quantidade absoluta de energia em baixa temperatura, é necessário que ela opere com uma descarga que corresponda a uma parcela maior da sua capacidade naquele momento — ou seja, a descarga é mais profunda em termos relativos à capacidade disponível. Assim, mesmo que a energia fornecida seja a mesma, a porcentagem do SOC descarregada é maior, o que impacta mais fortemente a vida útil da bateria, já que descargas profundas são mais agressivas.

Ressalta-se que este comportamento impacta na vida útil da bateria e, por este motivo, percebe-se que a inclusão da temperatura no problema de alocação de baterias é importante, uma vez que altera significativamente o perfil das soluções obtidas.

Figura 26: Resultados da análise de diversas temperaturas



Fonte: Elaborada Pela Autora.

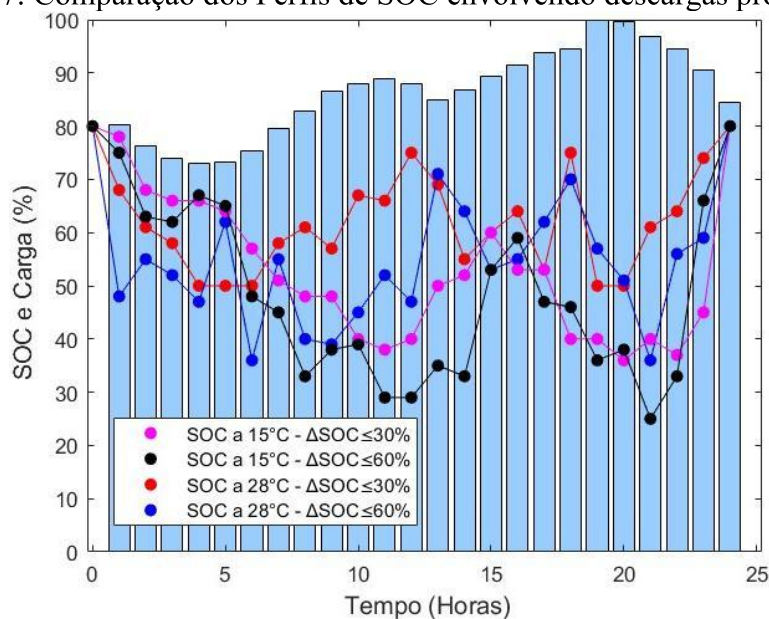
5.1.5 CASOS 6 E 7

Neste item, com o objetivo de avaliar o impacto de diferentes restrições de descarga sobre diferentes temperaturas no BESS, foi realizada uma análise considerando as temperaturas de funcionamento da bateria de 15 ° C e 28 ° C e restrições de descarga de 30% e 60%.

Os resultados da implementação acima estão dispostos na Figura 27. Diante da análise dos perfis de SOC, pode-se perceber que há variações menores de SOC em temperaturas maiores, uma vez que a capacidade nominal das baterias é aumentada em temperaturas maiores.

Percebe-se também quando se compara as curvas 15 ° C e $\Delta\text{SOC} \leq 30\%$ com 28 ° C e $\Delta\text{SOC} \leq 30\%$; 15 ° C e $\Delta\text{SOC} \leq 60\%$ com 28 ° C e $\Delta\text{SOC} \leq 60\%$ que, conforme esperado, as curvas para 15°C chegaram a patamares de SOC menores que às de 28 °C. Isso deve-se mais uma vez a variação da capacidade nominal das baterias com a temperatura.

Figura 27: Comparação dos Perfis de SOC envolvendo descargas profundas



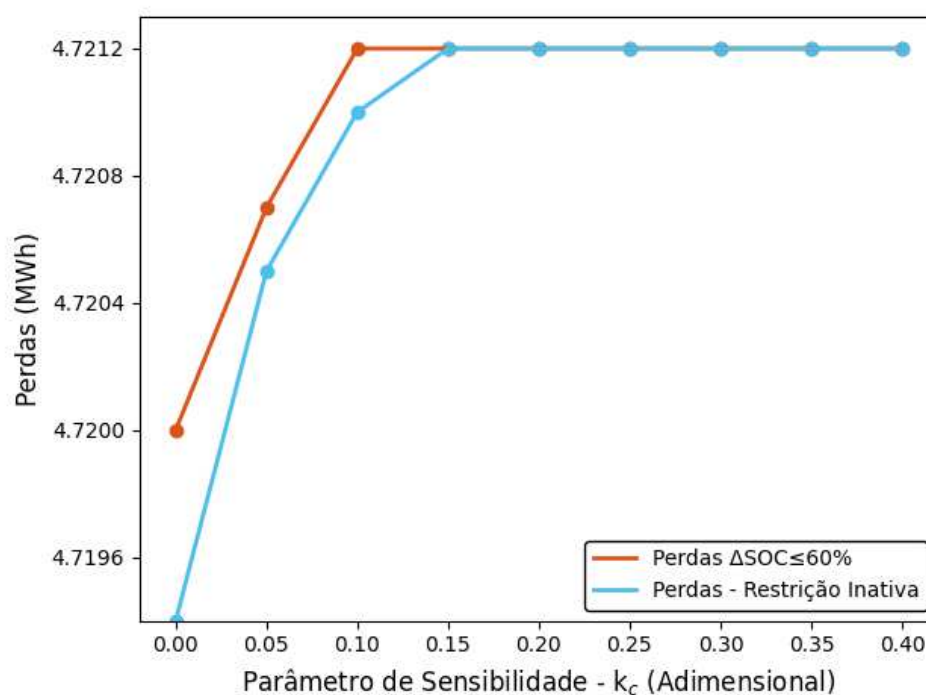
Fonte: Elaborada Pela Autora.

5.1.6 CASO 8

Nesta seção será avaliado o comportamento do modelo proposto no caso 8, em relação ao modelo, abordado no item 5.1.2. Destacando então, no caso atual, a temperatura de funcionamento da bateria e a restrição de descargas serão consideradas, o que não era feito no caso 2.

No presente modelo, será considerada a curva de temperaturas mostrada na Figura 22 e será adotada uma restrição de descargas de 60%. Como resultado, as baterias foram alocadas no nó 888, fase B e o perfil das soluções obtidas é mostrado na Figura 28 e Figura 29.

Figura 28: Análise de Sensibilidade de Perdas - Comparação casos 2 e 8



Fonte: Elaborada Pela Autora.

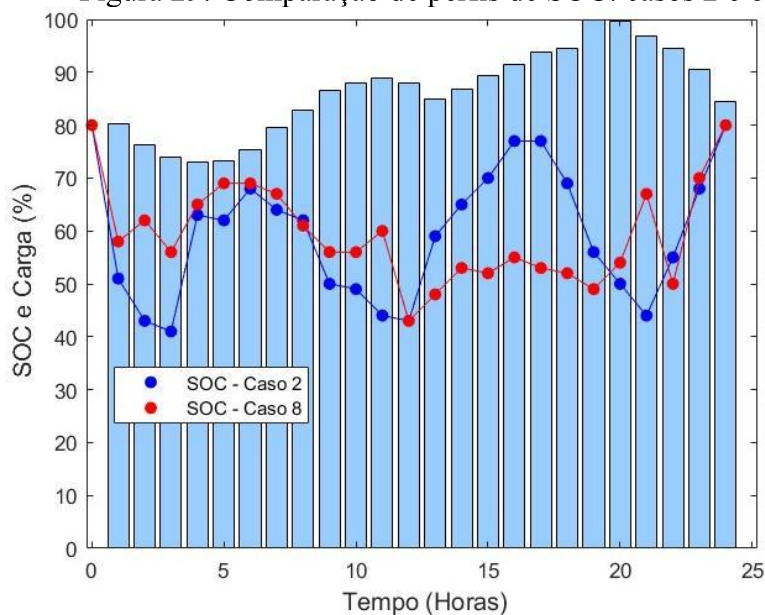
A Figura 28 apresenta uma análise da sensibilidade de perdas em relação ao custo da bateria e na Figura 29 é apresentada a variação horária do SOC. Diante da análise dos resultados, pode-se perceber os perfis de SOC são completamente distintos, o que demonstra o impacto das considerações realizadas na modelagem do método proposto.

Na Figura 28 pode ser percebido que o uso da bateria só se mostra economicamente interessante (com as restrições de descarga e temperatura ativas, que são

situações adequadas a realidade), caso o custo da bateria seja reduzido em aproximadamente 5% em relação ao valor atual de $Custo_{bat}$.

Além disso, percebe-se que a influência da temperatura e a limitação das descargas impactam consideravelmente nos resultados, sendo que a desconsideração destes parâmetros pode levar a soluções infactíveis.

Figura 29: Comparação de perfis de SOC: casos 2 e 8



Fonte: Elaborada Pela Autora.

5.2 RESULTADOS REFERENTES A FORMULAÇÃO 2

Nesta seção, o método proposto, considerando a formulação 2, foi testado em três sistemas para verificar e analisar diversas questões relacionadas ao seu funcionamento. Os testes foram realizados em um caso tutorial, no IEEE34 e no IEEE123. Foi realizada também uma comparação com outros métodos.

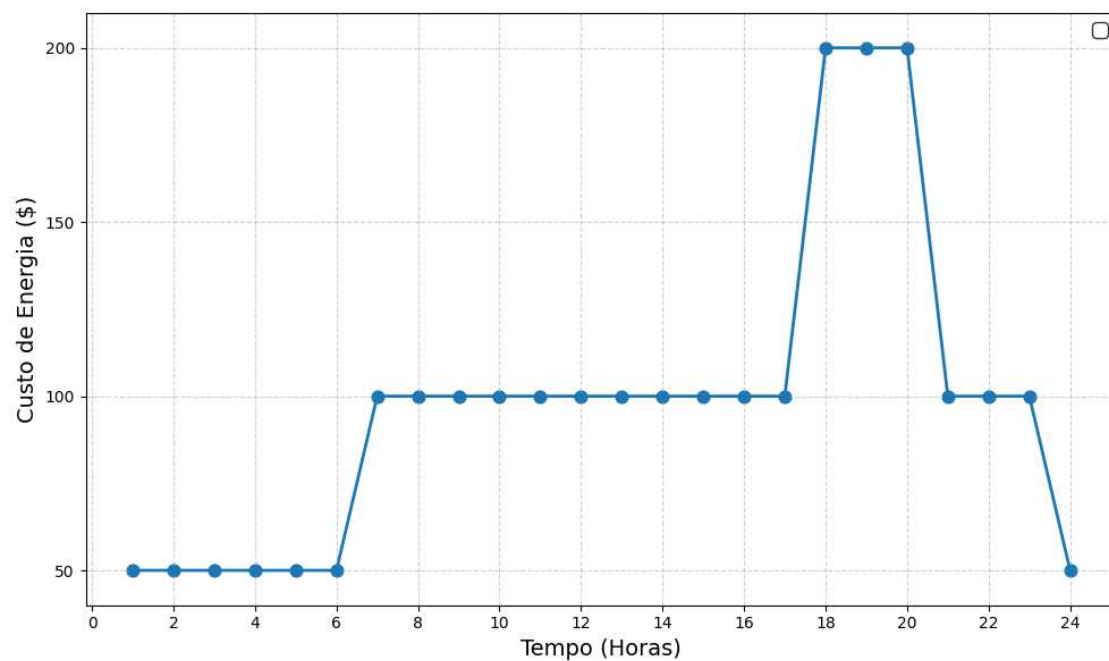
A Tabela 5 apresenta os parâmetros do BESS utilizados nos estudos desta seção. A Figura 30 fornece o custo de energia horária utilizados. Em todos os casos, foi considerada uma temperatura operacional de 24°C. De acordo com a Figura 5, isso indica que a capacidade de energia do BESS corresponde ao seu valor nominal. Qualquer desvio dessa temperatura será explicitamente mencionado quando aplicável.

Tabela 5: Parâmetros das Baterias Empregadas

ID	Tecnologia do BESS	Autodescarga	$\eta_{n,ef}$ %	Potência kW/fase	Energia kWh	Custo US\$
1	Ideal 10	0%/dia	100%	300	279	1400 US\$/kWh
2	Ideal 30	0%/ dia	100%	1000	1000	1400 US\$/kWh
3	Lítio-íon, A 10	0.3%/ dia	98%	90	100	1400 US\$/kWh
4	Lítio-íon, B 10	0.3%/ dia	97%	90	100	1300 US\$/kWh
5	Lítio-íon, C 10	0.3%/ dia	95%	90	100	1200 US\$/kWh
6	Lítio-íon, A 30	0.3%/ dia	98%	90	300	1400 US\$/kWh
7	Lítio-íon, B 30	0.3%/ dia	97%	90	300	1300 US\$/kWh
8	Lítio-íon, C 30	0.3%/ dia	95%	90	300	1200 US\$/kWh
9	Lítio-íon, D 10	0.3%/ dia	98%	45	50	1400 US\$/kWh
10	Lítio-íon, D 30	0.3%/ dia	98%	45	150	1400 US\$/kWh

Fonte: Elaborada Pela Autora.

Figura 30: Custo horário de energia



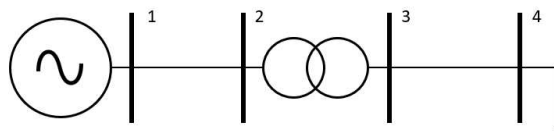
Fonte: Elaborada Pela Autora.

5.2.1 SISTEMA TUTORIAL

O sistema tutorial de 4 barras é mostrado na Figura 31. Foi aplicado um aumento de carga de 5% para cada período p da simulação. Este sistema tem como objetivo

apresentar de forma clara o impacto de diversos aspectos considerados na formulação proposta em relação à maioria das representações tradicionais. Neste caso, os testes analisarão questões relacionadas a intervalos de tempo, condições de vida útil da bateria e à consideração de neutros e aterramento. O resultado visa indicar a posição ótima do BESS e sua curva operacional.

Figura 31: Sistema Tutorial



Fonte: Elaborada Pela Autora.

Os estudos realizados estão detalhados na Tabela 6, onde são descritos os diferentes casos executados no Sistema Tutorial. Cada coluna da tabela representa um parâmetro ou variável fundamental que influencia os experimentos realizados, os quais serão detalhados a seguir para melhor compreensão.

A coluna “P” indica um o número de períodos de análise utilizado em todos os experimentos, cujo valor é 4. Este parâmetro serve como base constante para garantir a uniformidade e comparabilidade dos resultados obtidos entre os diferentes casos.

A coluna “DOD” (*Depth of Discharge*, ou profundidade de descarga) apresenta os níveis de descarga da bateria utilizados em cada caso. Esta variável indica a porcentagem da capacidade total da bateria que foi consumida durante o processo, variando de 30% a 70% nos casos avaliados. A análise da profundidade de descarga é essencial para compreender o impacto do uso sobre a performance e durabilidade da bateria.

Na coluna “NoC” (*Number of Cycles*, ou número de ciclos), a presença do símbolo “✓” indica que o número de ciclos de carga e descarga foi considerado naquele cenário específico. Esta variável é importante para análise do desgaste da bateria ao longo do tempo.

O “SOH” (*State of Health*, ou estado de saúde) também é representado por um símbolo de confirmação na tabela e indica que o estado de saúde da bateria foi levado em conta no respectivo caso. O SOH refere-se à capacidade atual da bateria em comparação com seu estado original, refletindo sua eficiência e condições de operação.

A coluna “ToP” indica a inclusão da temperatura durante a análise dos casos. A consideração dessa grandeza é fundamental, pois ela influencia significativamente o comportamento do BESS, conforme já discutido na Formulação 1.

Já a coluna “VRG” (Voltage Regulator, ou regulador de tensão) marca com um “✓” os casos em que a atuação do regulador de tensão foi considerada, elemento essencial para a manutenção da tensão dentro dos limites operacionais adequados ao sistema.

Por fim, a coluna “NG” indica se nos casos foi considerada a presença do neutro e dos aterramentos no modelo do sistema de distribuição. Esta consideração é importante para representar com maior realismo as características elétricas do sistema.

Tabela 6: Descrição dos Casos Executados no Sistema Tutorial (TS)

Caso	P	DOD	NoC	SOH	ToP	VRG	NG	$\eta_{n,ef}$
TS-Base	4							
TS-1	4							
TS-2	4	30%	✓	✓				
TS-3	4	50%	✓	✓				
TS-4	4	70%	✓	✓				
TS-5	4				✓			
TS-6	4	70%	✓	✓		✓		
TS-7	4	70%	✓	✓	✓	✓		
TS-8	4	70%	✓	✓	✓	✓	✓	
TS-9	4	70%	✓	✓				✓

Onde: P-Conjunto de intervalos definidos pelo usuário; VRG-Regulador de Tensão; NG –Neutro e Aterramentos. Fonte: Elaborada Pela Autora.

No caso base (TS-Base), o sistema é executado sem nenhum BESS para avaliar seu desempenho.

O símbolo ✓ na tabela indica que uma determinada característica de modelagem (coluna correspondente) estará ativa no caso de teste (linha correspondente).

A função objetivo de redução de perdas e aumento do lucro operacional será testada para cada caso. Neste caso, o custo de aquisição do BESS não será considerado, pois é o mesmo para todos os casos, e apenas um BESS trifásico de 300 kWh com 100% de eficiência (ideal) poderá ser instalado. Para maior clareza, as “unidades BESS”

referem-se às unidades de baterias individuais alocadas por fase do sistema trifásico. Ou seja, cada fase (A, B e C) do sistema conta com uma unidade BESS dedicada. Em todos os casos analisados, essas unidades BESS foram distribuídas nas fases A, B e C da barra 4 do sistema.

Os resultados são apresentados na Tabela 7, a Figura 32 apresenta os perfis de estado de carga correspondentes a cada solução obtida.

Tabela 7: Resultados dos Casos Executados no Sistema Tutorial

Caso	FOB Perdas (kWh)	FOB Custo de Energia (\$)	Nó de Alocação	Processamento (s)
TS-Base	46,764	53,803	-	
TS-1	36,522	46,715	4-A,B,C	106.8
TS-2	42,369	50,918	4-A,B,C	112.1
TS-3	40,960	49,866	4-A,B,C	76.2
TS-4	40,411	49,370	4-A,B,C	83.5
TS-5	38,366	48,092	4-A,B,C	46.6
TS-6	37,478	50,166	4-A,B,C	78.0
TS-7	38,187	50,747	4-A,B,C	79.0
TS-8	38,602	51,128	4-A,B,C	72.9
TS-9	41,392	50,537	4-A,B,C	70.5

Fonte: Elaborada Pela Autora.

Análise dos Casos TS-Base e TS-1: Os casos TS-Base e TS-1 foram executados para comparar o desempenho do sistema com e sem a alocação de BESS. Em ambos os casos, quatro períodos foram analisados. Essa comparação tem como objetivo verificar o ganho máximo teórico possível com a instalação de um conjunto BESS nesse sistema, uma vez que não há limitações na operação do BESS, não há degradação e a eficiência é unitária. Nesse caso, houve uma redução de 13,6% nas perdas e 13,9% no custo de energia.

Análise dos Casos TS-2, TS-3 e TS-4: A diferença nesses casos em relação ao Caso TS-1 é que o DOD (profundidade de descarga) é limitado a valores de 30%, 50% e 70%, e o SOH é atualizado a cada período p. Como observado, quanto maiores as restrições operacionais, menor é o ganho obtido em relação ao Caso TS-1. No cenário com a maior restrição de DOD (30%), houve um aumento de 9% no custo de energia em

comparação ao Caso TS-1. No caso com DOD de 70%, o aumento no custo foi de 5,7% em relação ao Caso TS-1. Os casos TS-2, TS-3 e TS-4 foram plotados juntos na Figura 32.a para explicitar os diferentes níveis de DOD. Como esperado, o BESS opera mais nos casos TS-4, TS-3 e TS-2, que correspondem a DODs de 70%, 50% e 30%, respectivamente.

Análise dos Casos TS-1 e TS-5: Ao analisar os perfis mostrados na Figura 32.b, observa-se que, no caso TS-5 que tem a correção da capacidade pela temperatura, o BESS opera mais, evidenciado pelo SOC mínimo atingido, em torno de 10%. Isso pode ser justificado pelo fato de que esse caso foi executado considerando uma temperatura de 10°C, o que faz com que o BESS tenha uma capacidade nominal inferior a 300 kWh (Ideal 10). Portanto, ele precisa operar mais do que no caso TS-2 para fornecer os resultados ao sistema. No entanto, apesar de operar mais, a bateria não consegue alcançar os mesmos ganhos em termos de redução de perdas e custos de energia que uma bateria com 100% de sua capacidade nominal.

A temperatura de operação do BESS no caso TS-5 foi alterada para 40°C, e o método foi executado novamente. Os seguintes resultados foram obtidos: Perdas = 37,5 kWh e Custo de Energia = 47,717 US\$. Foram alcançadas reduções de 2,4% e 0,8% em comparação ao caso TS-5. Esse resultado era esperado, uma vez que a capacidade do BESS aumenta com o aumento da temperatura de operação.

Análise dos Casos TS-4 e TS-6: O objetivo da comparação entre esses casos é destacar a influência do regulador de tensão no sistema (Figura 32.c.). Como observado, o regulador de tensão contribui significativamente para a redução das perdas de energia. Além disso, a análise do gráfico mostra que o caso TS-4 apresenta uma operação mais instável, com variações abruptas no SOC. Em contraste, o caso TS-6 demonstra maior consistência, com períodos nos quais o SOC da bateria é mantido em níveis mais altos. Dessa forma, a regulação de tensão pelo regulador não apenas reduz as operações do BESS, mas também ajuda a preservar sua vida útil.

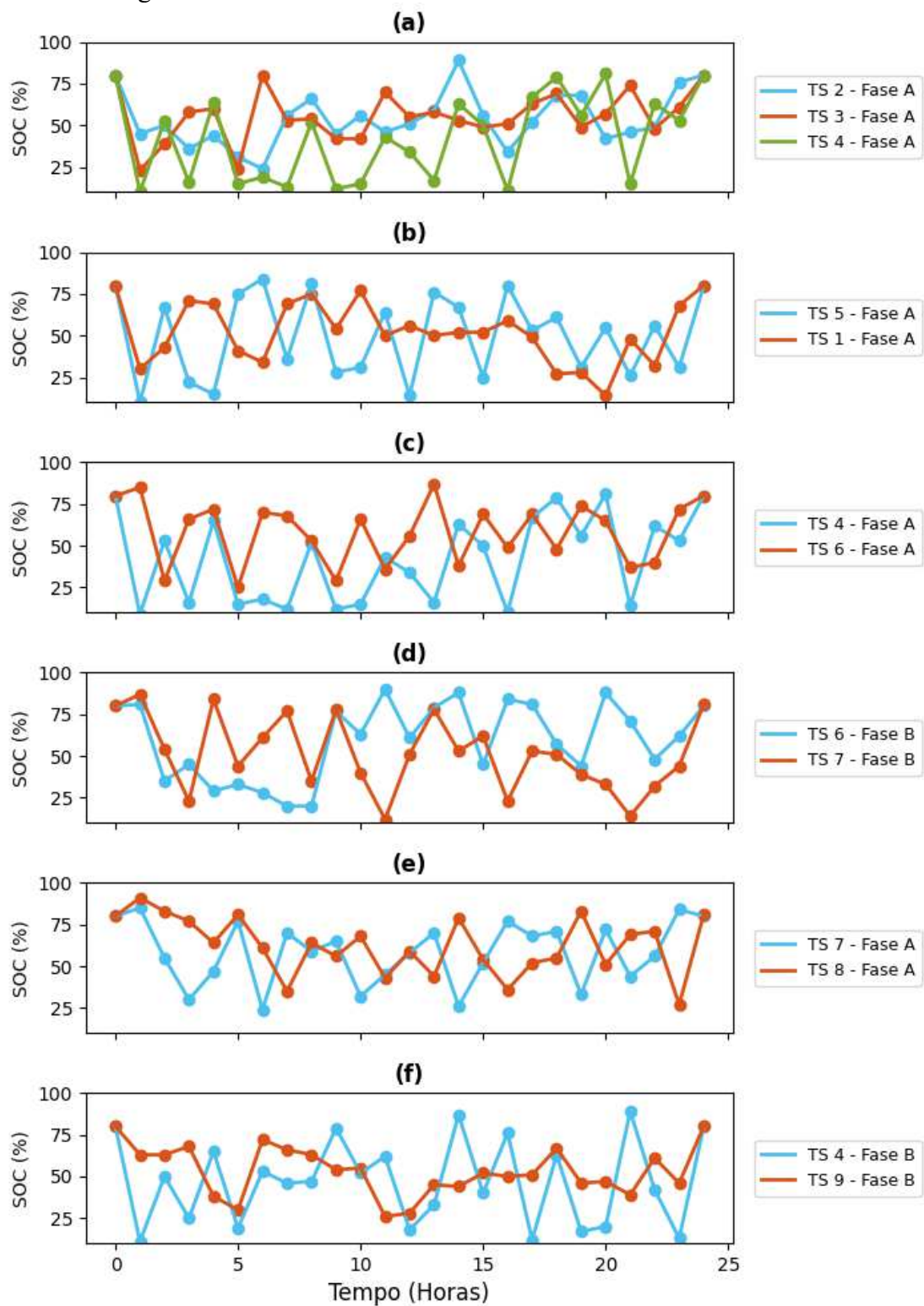
Os tapes do regulador de tensão foram modelados como variáveis de estado no método de fluxo de potência, e não como variáveis de otimização. Os tapes foram modelados como variáveis de estado porque são calculados para atingir uma condição específica programada nos reguladores de tensão, como a regulação de tensão no centro de carga ou no próprio terminal do regulador. Nos casos estudados, considerou-se que o equipamento regula a tensão terminal em 1,05 p.u.

Análise dos Casos TS-6 e TS-7: A principal diferença entre os casos TS-6 e TS-7 (Figura 32.d) é a consideração da temperatura de operação. No caso TS-6, essa variável é desconsiderada, enquanto no caso TS-7, o algoritmo foi executado com a temperatura de operação definida em 10°C. As demais características do BESS foram mantidas em ambos os casos. Como resultado, a capacidade nominal do BESS diminuiu, exigindo que ele opere mais para fornecer a mesma quantidade de energia. No entanto, mesmo com o BESS operando mais no caso TS-7, o caso TS-6 apresentou melhores resultados na função objetivo devido à maior capacidade nominal.

Análise dos Casos TS-7 e TS-8: Em relação aos casos TS-7 e TS-8, a principal diferença entre eles é a presença do neutro e dos aterramentos. Nos dois casos, os resultados da função objetivo foram semelhantes, mas com variações de aproximadamente 1% ao se considerar explicitamente os neutros e aterramentos. Vale ressaltar que 1% é uma quantia significativa em investimentos de alto valor. Também foi observado que a operação do BESS diferiu entre os dois casos (Figura 32.e). Esses resultados reforçam a tese de que um sistema mais detalhado na modelagem melhora a qualidade dos resultados.

Análise dos Casos TS-4 e TS-9: A ideia por trás da comparação entre os casos TS-4 e TS-9 (Figura 32.f) é analisar o comportamento do BESS com diferentes eficiências. No caso TS-4, esse parâmetro foi desconsiderado. Como resultado, no caso TS-9, o BESS opera mais devido às perdas de eficiência, precisando passar por mais ciclos de carga e descarga para lidar com a mesma demanda energética do caso TS-4, onde a eficiência não foi considerada. Além disso, ao comparar os valores da função objetivo, nota-se que o caso TS-9 apresenta valores mais altos, como esperado, devido às perdas de eficiência.

Figura 32: Resultados Obtidos Para o Sistema Tutorial



Fonte: Elaborada Pela Autora.

5.2.2 SISTEMA IEEE 34

Neste item, o algoritmo será executado considerando o alimentador teste IEEE 34 Barras, cuja topologia foi comentada e mostrada na Figura 21, na Formulação 1.

As análises serão realizadas conforme descrito na Tabela 8, considerando casos com 1 (I34-1), 2 (I34-2) e 3 (I34-3) unidades BESS monofásicas. O tipo de BESS também será selecionado pelo algoritmo de otimização. As opções permitidas para alocação são os BESS identificados pelos IDs de 3 a 5 na Tabela 5 e os casos foram executados com o objetivo de avaliar os resultados considerando diferentes eficiências e custos.

Tabela 8: Descrição dos Casos Executados no IEEE 34

Caso	P	DoD	NoC	SOH	ToP	VRG	NG	BESS
I34-Base	4							
I34-1	4	60	✓	✓	✓	✓	✓	1
I34-2	4	60	✓	✓	✓	✓	✓	2
I34-3	4	60	✓	✓	✓	✓	✓	3

Fonte: Elaborada Pela Autora.

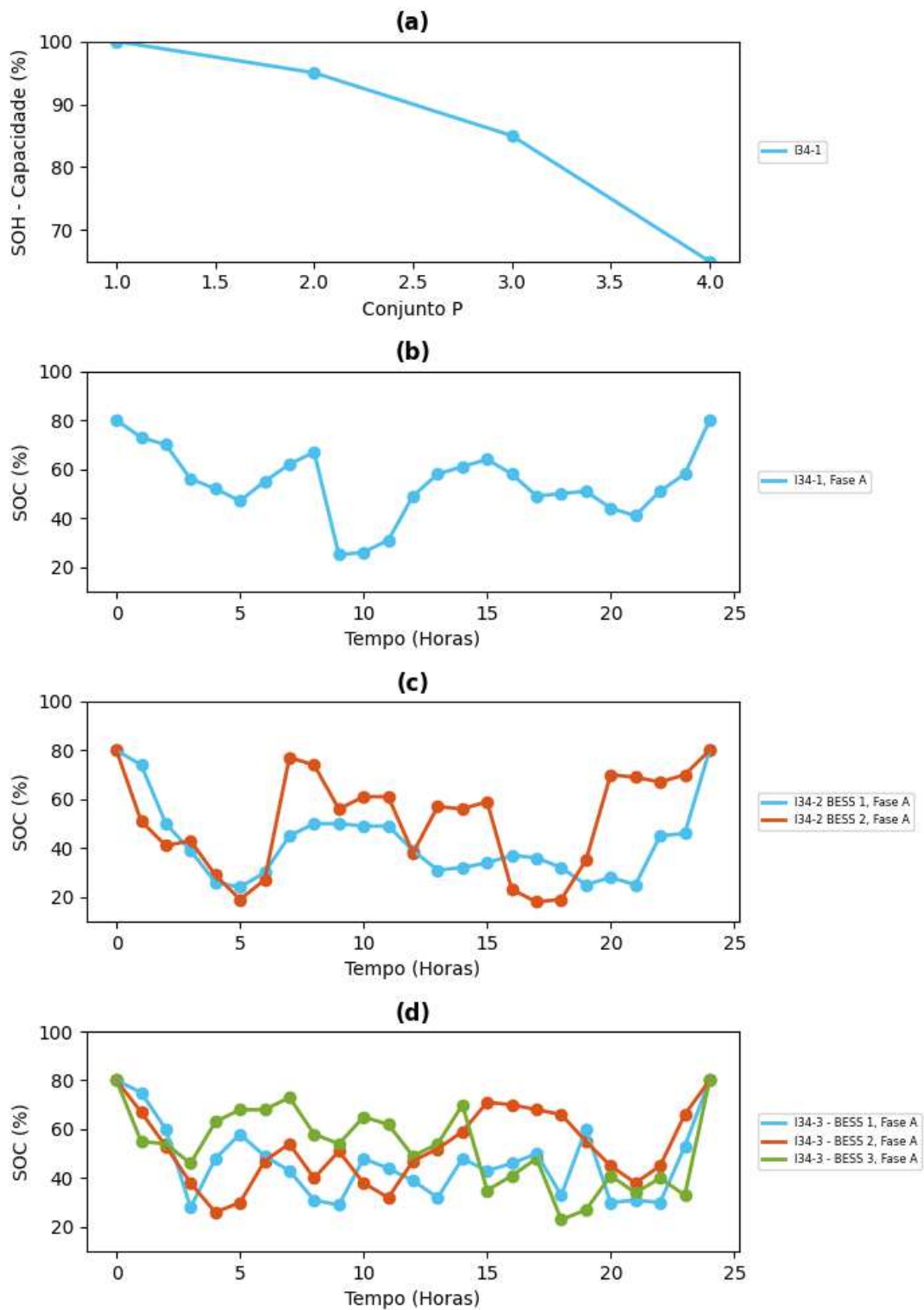
Os principais resultados obtidos podem ser encontrados na Tabela 9.

Tabela 9: Resultados dos Casos Executados no IEEE 34

Caso	FOB Perdas (kWh)	FOB Custo de Energia (\$)	Nó de Alocação	Processamento (s)
I34-Base	22,883	18,500		0.6
I34-1	15,152	13,270	890	602.6
I34-2	10,356	10,249	890, 848	601.1
I34-3	6,051	8,009	890, 888, 832	600.5

Fonte: Elaborada Pela Autora.

Figura 33: Resultados obtidos para o IEEE 34



Fonte: Elaborada Pela Autora.

Análise dos Casos I34-Base e I34-1: Comparado ao caso I34-Base, a alocação do BESS no caso I34-1 oferece vantagens tanto em termos de perdas quanto de custos. A curva otimizada de SOC para a fase A e $P=1$ é apresentada na Figura 33. Na Figura 33.b,

é mostrada a variação do SOH do BESS em cada intervalo de tempo P . Essa redução é calculada utilizando a equação (3. 1) observando que os valores calculados para o intervalo P são utilizados no intervalo $P+1$. Pode-se notar que, após 4 anos de operação desse BESS, há uma redução significativa na sua capacidade (de 100% para 65%). Nesse caso, foi alocado um BESS do tipo 3, com um custo de U\$ 140.000.

Análise do Caso I34-2: Como mostrado na Figura 33.c e na Tabela 9, dois BESS monofásicos foram alocados no caso I34-2, levando a uma redução mais significativa tanto nas perdas quanto nos custos em comparação ao caso I34-1. Além disso, a alocação do BESS incluiu não apenas a barra 890, mas também a barra 848. Isso faz sentido, pois uma dessas barras possui uma carga elevada, e ambas estão localizadas no final do ramal. Nesse caso, foram alocados dois BESS do tipo 3.

Análise do Caso I34-3: Três BESS monofásicos foram alocados no caso I34-3, e o resultado é apresentado na Figura 33.d. Além disso, ao examinar a Tabela 9, fica evidente que esse cenário resultou nas menores perdas de energia e custos. Nesse caso, foram alocados três BESS do tipo 3.

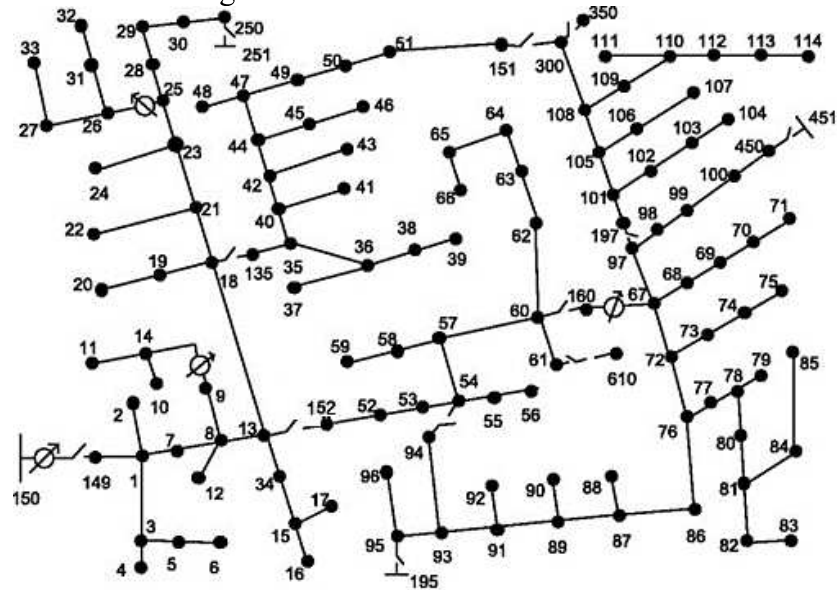
5.2.3 SISTEMA IEEE 123

Nesta seção, serão apresentados os resultados da alocação de 3 sistemas de armazenamento de energia por baterias no alimentador teste IEEE 123 Barras, conforme mostrado na Figura 34.

O sistema IEEE 123 Barras (IEEE PES) é um modelo de referência bastante utilizado para análises em sistemas de distribuição sendo caracterizado por um sistema radial com múltiplos alimentadores, ramificações diversificadas e uma ampla variedade de cargas. Essa diversidade torna o sistema particularmente útil para estudos que envolvem gerenciamento de energia, mitigação de perdas e regulação de tensão, por exemplo.

Os casos de teste estão apresentados na Tabela 10, e os resultados são apresentados na Tabela 11. O caso I123-1 considera a alocação de três unidades BESS monofásicas distribuídas no sistema, enquanto o caso I123-2 utiliza uma única unidade BESS trifásica.

Figura 34: Sistema IEEE 123 Barras



Fonte: IEEE PES (1991).

Tabela 10: Descrição dos Casos Executados no IEEE 123

Caso	P	DoD	NoC	SOH	ToP	VRG	NG	DG
I123-Base	4							
I123-1	4	60	✓	✓	✓	✓	✓	✓
I123-2	4	60	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fonte: Elaborada Pela Autora.

Tabela 11: Resultados dos Casos Executados no IEEE 123

Caso	FOB Perdas (kWh)	FOB Custo de Energia (\$)	Nó de Alocação	Processamento (s)
I123-Base	2,941	2,370		0.6
I123-1	2,475	2,177	67, 13, 53	903.2
I123-2	2,479	2,181	67	874.0

Fonte: Elaborada Pela Autora.

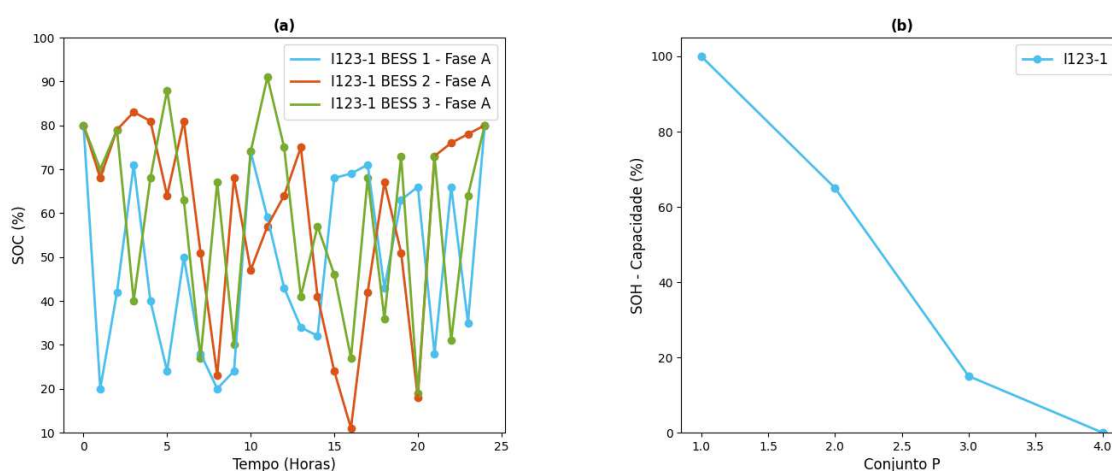
Análise dos Casos I123-Base e I123-1: Os resultados do caso base, sem BESS, são apresentados na Tabela 11. Três BESS monofásicos foram alocados no caso I123-1 e os estados de carga são apresentados na Figura 35.a. Neste caso, todas as restrições de vida útil e custos dos BESS foram negligenciadas para forçar o esgotamento do estado de saúde. Conforme ilustrado nas Figura 35.a e 35.b, os BESS operam de forma intensiva, o

que leva ao fim de sua vida útil no quarto período de operação do sistema, tornando necessária a substituição dos BESS. Neste caso, três BESS do tipo 9 foram alocados.

Análise do Caso I123-2: Para comparar o impacto de um BESS trifásico com três BESS monofásicos, foi criado o Caso I123-2. Os resultados são apresentados na Tabela 11 e na Figura 36. Observa-se que o uso de três BESS monofásicos proporcionou maiores benefícios ao sistema em comparação com um BESS trifásico. Essa vantagem pode ser atribuída à alocação local das unidades monofásicas em diferentes pontos, que oferece um suporte mais eficaz para o sistema, especialmente considerando o desequilíbrio típico de sistemas de distribuição. Neste caso, foi alocado um BESS do tipo 10.

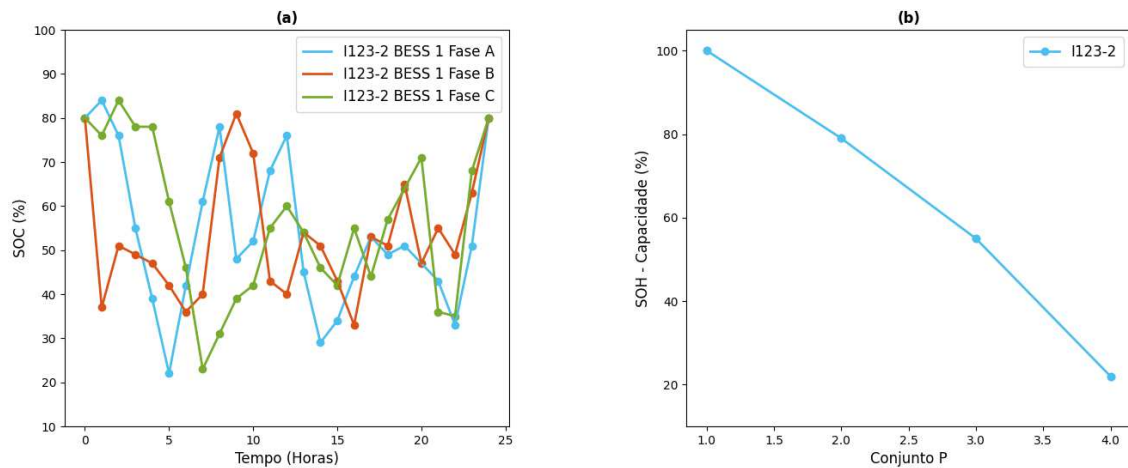
Esses resultados destacam a importância da configuração e alocação das unidades BESS para otimizar o desempenho do sistema de distribuição. A escolha entre múltiplas unidades monofásicas e um BESS trifásico deve levar em conta não apenas a capacidade instalada, mas também o comportamento do sistema em relação ao equilíbrio das fases e às demandas de energia.

Figura 35: Resultados Obtidos para o Caso I123-1



Fonte: Elaborada Pela Autora.

Figura 36: Resultados Obtidos para o Caso I123-2



Fonte: Elaborada Pela Autora.

5.2.4 COMPARAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO COM OUTROS MÉTODOS

Esta seção tem como objetivo comparar o método proposto com os métodos apresentados nos trabalhos Wong *et al.* (2020), Zu *et al.* (2022) e Pompern *et al.* (2023). Para avaliar o método proposto, foram selecionados estudos publicados recentemente que abordam o mesmo tema e utilizam modelos semelhantes. Como o método proposto contempla diversas características, tanto de sistemas de distribuição quanto de BESS, não foi encontrado nenhum estudo que abordasse de forma abrangente todos os aspectos. Em vez disso, foram identificados estudos e métodos que tratam de partes separadas do trabalho. Esses métodos foram replicados, algumas restrições e equações do método proposto foram desativadas, e os sistemas foram testados com ambas as abordagens.

Os casos testados são detalhados na Tabela 12. Em todos os cenários, as duas primeiras linhas das Tabela 13, Tabela 14 e da Tabela 15 mostram comparações entre o método proposto e o método de referência, considerando apenas as restrições utilizadas no estudo de referência. Em seguida, o método proposto foi simulado com todas as restrições ativas, e os resultados são apresentados na terceira linha.

Tabela 12: Descrição dos Casos Executados para Comparação

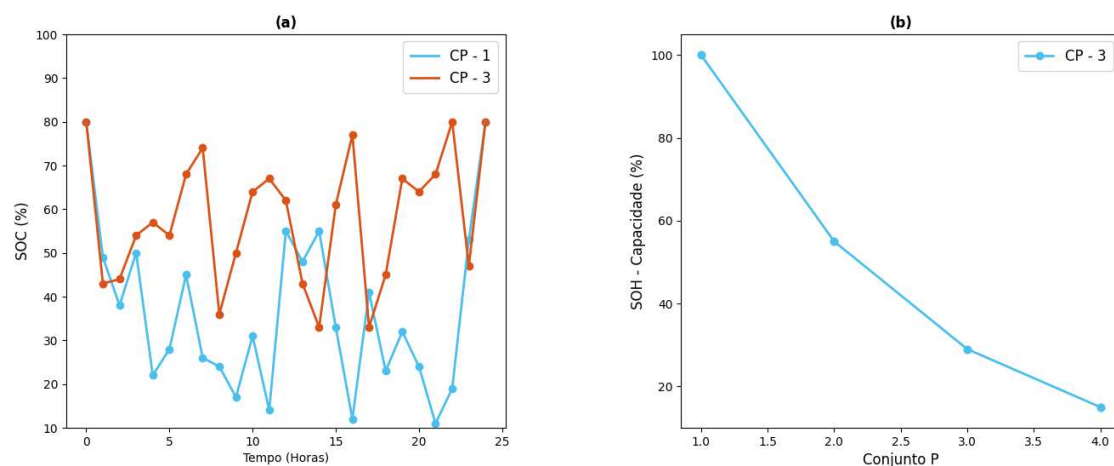
Caso	Método	FOB
CP-1	Wong <i>et al.</i> (2020)	Perdas
CP-2	Formulação 2	Perdas
CP-3	Formulação 2	Perdas
CP-4	Zu <i>et al.</i> (2022)	Energia
CP-5	Formulação 2	Energia
CP-6	Formulação 2	Energia
CP-7	Pompern <i>et al.</i> (2023)	Demanda
CP-8	Formulação 2	Demanda
CP-9	Formulação 2	Demanda

Fonte: Elaborada pela Autora.

Tabela 13: Resultados dos Casos 1, 2 e 3

Caso	FOB Perdas (MWh)	Nó de Alocação
CP-1	5,604	890
CP-2	5,605	890
CP-3	6,865	890

Fonte: Elaborada pela Autora.

Figura 37: Comparação com ênfase no artigo Wong *et al.* (2020)

Fonte: Elaborada pela Autora.

Análise dos Casos CP-1, CP-2 e CP-3: Os resultados dos casos CP-1, CP-2 e CP-3 são apresentados na Figura 37 e na Tabela 13. Pode-se observar que, quando as

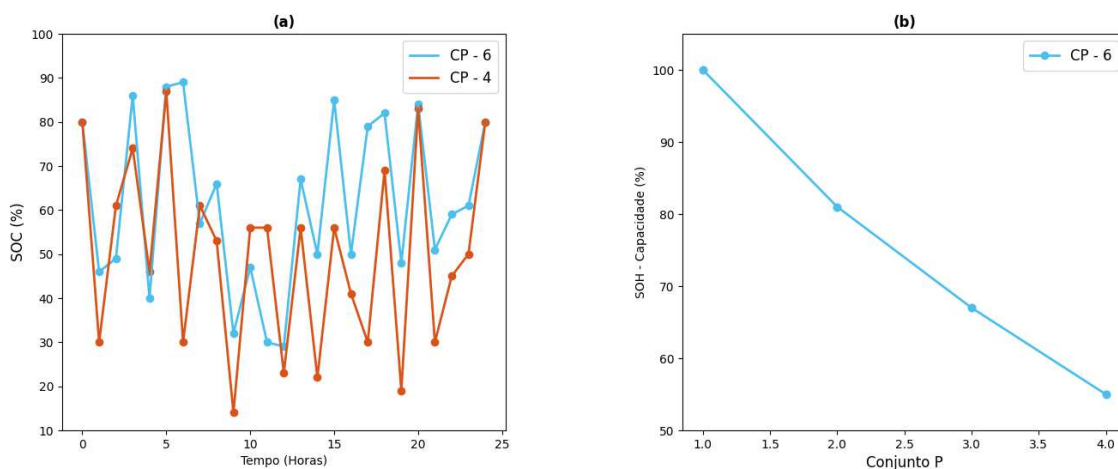
restrições da Formulação 2 são desativadas, os resultados são semelhantes aos apresentados no trabalho de Wong *et al.* (2020). No entanto, conforme discutido neste trabalho, essas restrições são essenciais para modelar de forma mais realista a degradação das baterias em sistemas de distribuição. A Figura 37 compara os perfis de SOC obtidos utilizando ambos os métodos, sendo possível observar que a solução do caso CP-1 resulta em menores perdas. A Figura 37.b mostra a perda de capacidade da bateria modelada no caso CP-3 por meio da equação (3. 1).

Tabela 14: Resultados dos Casos 4, 5 e 6

Caso	FOB Energia (MWh)	Nó de Alocação
CP-4	56,915	890
CP-5	56,916	890
CP-6	60,962	890

Fonte: Elaborada pela Autora.

Figura 38: Comparação com ênfase no artigo Zu *et al.* (2022)



Fonte: Elaborada pela Autora.

Análise dos Casos CP-4, CP-5 e CP-6: Conforme mostrado na Figura 38 e na Tabela 14, o Caso CP-4 apresenta maiores descargas em comparação com o caso CP-6, como evidenciado pelos menores valores de SOC alcançados pelo algoritmo. Além disso, esse comportamento pode ser confirmado pela observação dos valores da função objetivo, já que melhores resultados energéticos são obtidos quando o BESS descarrega mais. No entanto, essa solução pode ser prejudicial ao BESS, desconsiderando o SOH discutido na

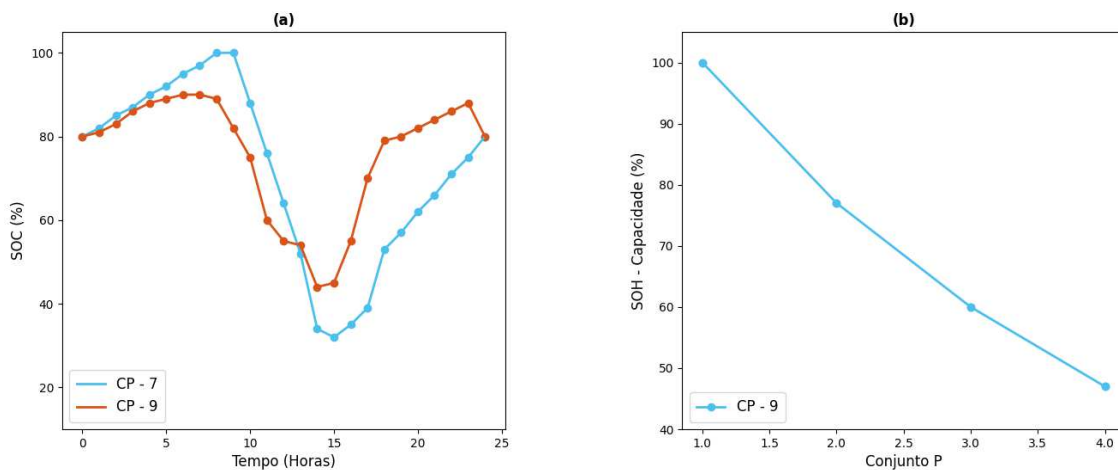
equação (3. 1). Quando o SOH é considerado (como no caso CP-6), observa-se a perda de capacidade apresentada na Figura 38.b.

Tabela 15: Resultados dos Casos 7, 8 e 9

Caso	FOB Demanda (kW)	Nó de Alocação
CP-7	1,973	890
CP-8	1,972	890
CP-9	2,048	890

Fonte: Elaborada pela Autora.

Figura 39: Comparação com ênfase no artigo Pompern *et al.* (2023)



Fonte: Elaborada pela Autora.

Análise dos Casos CP-7, CP-8 e CP-9: Ao analisar a Figura 39 e a Tabela 15, pode-se observar que, mais uma vez, a Formulação 2 produz resultados mais conservadores, pois preserva melhor a vida útil do BESS em comparação com a abordagem apresentada em Pompern *et al.* (2023), além de apresentar um valor mais elevado da função objetivo (caso CP-9 em comparação com o caso base). Ademais, ao examinar a curva de SOC do BESS na Figura 39.a, nota-se que a Formulação 2 gera um perfil de descarga mais suave em comparação ao modelo tradicional. Mais detalhes sobre como o SOH afeta a capacidade nominal do BESS alocado no caso CP-9 são mostrados na Figura 39.b.

Conforme evidenciado pelos resultados apresentados nesta seção, a ativação de todas as restrições leva a resultados mais realistas e conservadores. Isso ocorre porque a Formulação 2 contribui ativamente para a preservação da vida útil da bateria. O método proposto penaliza descargas profundas, evitando-as e promovendo a longevidade da

bateria. Além disso, ele incorpora o estado de saúde da bateria em sua formulação matemática, considerando a degradação da capacidade. Consequentemente, a Formulação 2 fornece resultados que abordam de forma eficaz os desafios propostos (por exemplo, minimização de perdas), ao mesmo tempo em que garante uma solução que prioriza a saúde da bateria.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresenta-se as principais conclusões obtidas e sugestões para aprimoramentos em trabalhos futuros.

6.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram desenvolvidas e analisadas duas formulações distintas para o problema de alocação e gerenciamento de sistemas de armazenamento de energia por baterias em redes de distribuição. Essas formulações têm como objetivo principal otimizar a operação dos BESS, levando em consideração aspectos técnicos e econômicos fundamentais para garantir a eficiência e a viabilidade da aplicação desses sistemas no ambiente de distribuição. O estudo ofereceu uma contribuição importante ao abordar o problema sob diferentes perspectivas e níveis de detalhamento.

A primeira formulação destacou-se por incorporar elementos frequentemente negligenciados em estudos anteriores, como o impacto da temperatura sobre a capacidade nominal das baterias e a limitação relacionada à profundidade de descarga. Esta abordagem permitiu entender de forma mais clara e realista como fatores ambientais e operacionais influenciam a performance e a durabilidade dos sistemas de armazenamento. Os estudos de sensibilidade realizados, que avaliaram o custo das baterias para viabilizar economicamente seu uso, foram fundamentais para delimitar cenários plausíveis e aplicáveis.

Outro ponto relevante da primeira formulação foi a modelagem das perdas internas das baterias. Ignorar esse parâmetro pode resultar em soluções que subestimam o consumo energético real e, por consequência, geram decisões equivocadas sobre a operação do BESS. A representação do estado de carga por cromossomos na otimização baseada em Algoritmos Genéticos conferiu maior flexibilidade ao processo de otimização, possibilitando explorar de forma mais abrangente o espaço de soluções e identificar configurações que melhorem o desempenho energético dos BESS.

A segunda formulação ampliou a robustez do modelo ao considerar explicitamente a deterioração progressiva dos BESS ao longo de sua vida útil. Ao

segmentar o horizonte de operação em múltiplos intervalos temporais, foi possível monitorar com mais precisão as variações dos parâmetros elétricos e os efeitos cumulativos da degradação. A formulação desenvolvida permitiu modelar elementos complexos das redes multifásicas, como reguladores e sistemas de aterramento.

A metodologia adotada, que combinou modelos quase-estáticos com cromossomos flexíveis em Algoritmos Genéticos, mostrou-se eficiente na alocação ótima dos BESS, mesmo em redes desbalanceadas e multifásicas. A aplicação dos métodos em alimentadores de teste do IEEE evidenciou a capacidade do modelo em representar situações práticas, com variações consideráveis na função objetivo em função do nível de detalhamento adotado e o tempo computacional permaneceu adequado para uso em planejamento de sistemas reais.

Os resultados gerais demonstraram que o nível de detalhamento da modelagem e a inclusão de parâmetros realistas, como perdas internas, efeitos térmicos e ciclos de operação, impactam significativamente na avaliação da viabilidade técnica e econômica dos BESS. É importante destacar o caráter complementar das duas formulações: enquanto a primeira oferece uma abordagem simplificada e eficiente para aspectos centrais da operação, a segunda aprofunda a análise, incorporando aspectos temporais e operacionais que refletem com maior precisão o comportamento real dos sistemas.

Desta forma, pode-se concluir que o tema da alocação e operação de BESS em redes de distribuição representa uma área com grande potencial para avanços tecnológicos e aplicação prática. Os métodos e resultados aqui apresentados oferecem uma base para futuros estudos e para o desenvolvimento de soluções que contribuam para a modernização, a flexibilidade e a sustentabilidade dos sistemas elétricos de distribuição.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A continuidade deste trabalho apresenta múltiplas oportunidades para aprimoramentos e extensões que tragam ainda mais realismo e aplicabilidade às formulações desenvolvidas. Um dos principais direcionamentos futuros diz respeito à incorporação da incerteza nos modelos, especialmente relacionada às cargas e à geração distribuída, elementos essenciais na operação das redes de distribuição modernas.

Modelar essas incertezas por meio de técnicas estocásticas pode melhorar significativamente a capacidade preditiva e a robustez das soluções.

Além disso, a integração da otimização da alocação dos BESS com a instalação e operação conjunta de dispositivos reguladores de tensão, como reguladores automáticos, capacitores e transformadores com tap variável, pode propiciar soluções mais completas para a gestão da qualidade da energia. Essa abordagem integrada permitiria um controle dinâmico mais eficiente do perfil de tensão e redução das perdas, ampliando o potencial de benefícios dos BESS.

Outro ponto relevante para pesquisas futuras é o desenvolvimento de estratégias de controle avançadas para os inversores associados aos BESS, focando no suporte local às tensões e no controle reativo via Volt/VAR. Tais estratégias têm o potencial de melhorar a qualidade da energia e preservar a vida útil dos equipamentos, além de oferecer uma maior flexibilidade operacional em resposta a diferentes condições de carga e geração.

Futuras investigações no âmbito da modelagem da degradação e ciclos de vida podem explorar o impacto de diferentes regimes operacionais e condições extremas na durabilidade dos sistemas de armazenamento, contemplando também a consideração de um modelo térmico mais completo, que inclua os limites térmicos dos cabos. Adicionalmente, essas análises podem abordar possíveis manutenções preditivas e corretivas, ampliando a capacidade de planejamento de longo prazo e melhorando a alocação de recursos financeiros e operacionais.

Uma outra linha promissora refere-se ao desenvolvimento de *frameworks* computacionais mais eficientes, que permitam uma maior escalabilidade e redução dos tempos de processamento. Isso permitiria que os modelos fossem aplicados a sistemas maiores e mais complexos, atendendo demandas crescentes por soluções inteligentes e em tempo quase real.

Por fim, a exploração de aspectos regulatórios, econômicos e de políticas públicas relacionados à implantação dos BESS em redes de distribuição podem enriquecer os futuros trabalhos. Compreender esses fatores complementares é essencial para promover a adoção dessas tecnologias e garantir que os benefícios técnicos se convertam em ganhos reais para a sociedade e para o setor elétrico.

REFERÊNCIAS

A. A. R. Mohamed *et al.*, "A Comprehensive Robust Techno-Economic Analysis and Sizing Tool for the Small-Scale PV and BESS," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 37, no. 1, pp. 560-572, March 2022.

A. R. Camargo, "Alocação e Operação Ótimas de Dispositivos de Armazenamento de Energia em Sistemas de Distribuição Considerando a Preservação da Vida útil de Baterias," Dissertação de Mestrado, Unicamp, Campinas, Brasil, 2016.

A. S. C. Martins *et al.*, "Sensibility Analysis with Genetic Algorithm to Allocate Distributed Generation and Capacitor Banks in Unbalanced Distribution Systems," in *Electric Power Systems Research*, vol. 209, August 2022.

A. Vian *et al.*, "Armazenamento de Energia: fundamentos, tecnologia e aplicações". Editora Edgard Blücher Ltda, 2021.

B. K. Jha, A. Tiwari, R. B. Kuhada, e N. M. Pindoriya, "IoT-enabled Smart Energy Management Device for Optimal Scheduling of Distributed Energy Resources," in *Electric Power Systems Research*, vol. 229, pp. 110121, Feb. 2024.

B. Wang *et al.*, "Improving Hosting Capacity of Unbalanced Distribution Networks via Robust Allocation of Battery Energy Storage Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2174-2185, May 2021.

B. Xu *et al.*, "Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131-1140, March 2018.

C. B. S. Bastos, "Estudo dos impactos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica utilizando análises QSTS". Dissertação. Universidade do Estado de Santa Catarina, 2015.

D. A. Raptis *et al.*, "Optimal Siting of BESS in Distribution Networks under High PV Penetration," *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, UK, 2018, pp. 1-6.

D. R. R. Penido *et al.*, "A new tool for multiphase electrical systems analysis based on current injection method," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, no. 1, pp. 410-420, 2013. doi: 10.1016/j.ijepes.2012.07.066.

F. R. Islam, A. Lallu, K. A. Mamun, K. Prakash e N. K. Roy, "Power Quality Improvement of Distribution Network Using BESS and Capacitor Bank," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 3, pp. 625-632, May 2021.

G. Cho *et al.*, "An LSTM-PINN Hybrid Method to Estimate Lithium-Ion Battery Pack Temperature," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 100594-100604, 2022.

G. He *et al.*, "Power System Dispatch With Marginal Degradation Cost of Battery Storage," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3552-3562, July 2021.

H. A. Khan, M. Zuhaib, and M. Rihan, "Voltage fluctuation mitigation with coordinated OLTC and energy storage control in high PV penetrating distribution network," *Electric Power Systems Research*, vol. 208, p. 107924, 2022. doi: 10.1016/j.epsr.2022.107924.

H. Pandžić and V. Bobanac, "An Accurate Charging Model of Battery Energy Storage," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 2, pp. 1416-1426, March 2019.

H. Wang *et al.*, "Battery Management System Design for Industrial Manufacture," *2022 IEEE 25th International Conference on Computer Supported Cooperative Work in Design (CSCWD)*, Hangzhou, China, 2022, pp. 1065-1070.

IEEE PES. IEEE Test Feeder Working Group, 1991. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 27 abr. 2023.

J. Deboever, S. Grijalva, M. J. Reno, and R. J. Broderick, "Fast Quasi-Static Time-Series (QSTS) for yearlong PV impact studies using vector quantization," *Solar Energy*, vol. 159, pp. 538-547, 2018.

J. E. R. Baptista, A. B. Rodrigues, e M. G. da Silva, "Voltage profile assessment in smart distribution grids considering BESS and communication network failures," *Electric Power Systems Research*, vol. 213, p. 108660, 2022. doi: 10.1016/j.epsr.2022.108660.

J. J. A. Saldanha, A. Nied, R. Trentini, e R. Kutzner, "AI-based optimal allocation of BESS, EV charging station and DG in distribution network for losses reduction and peak load shaving," *Electric Power Systems Research*, vol. 234, p. 110554, 2024. doi: 10.1016/j.epsr.2024.110554.

J. J. Kelly e P. G. Leahy, "Sizing Battery Energy Storage Systems: Using Multi-Objective Optimization to Overcome the Investment Scale Problem of Annual Worth," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2305-2314, Oct. 2020.

J. V. de Souza et al., "Battery Energy Storage System Allocation in Distribution Systems for Power Loss and Operational Costs Reduction," 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, 2019, pp. 1-6.

K. Doenges, I. Egidio, L. Sigrist, E. Lobato Miguélez e L. Rouco, "Improving AGC Performance in Power Systems With Regulation Response Accuracy Margins Using Battery Energy Storage System (BESS)," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 2816-2825, July 2020.

K. Wichitkrailat, S. Premrudeepreechacharn, A. Siritaratiwat e S. Khunkitti, "Optimal Sizing and Locations of Multiple BESSs in Distribution Systems Using Crayfish Optimization Algorithm," in *IEEE Access*, vol. 12, pp. 94733-94752, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3425963.

L. A. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, S. L. Walker e J. B. Ekanayake, "Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage System Considering the Duck Curve Phenomenon," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 197236-197248, 2020.

L. Huang, D. Chen, C. S. Lai, Z. Huang, A. F. Zobaa, e L. L. Lai, "A Distributed Optimization Model for Mitigating Three-phase Power Imbalance with Electric Vehicles and Grid Battery," in *Electric Power Systems Research*, vol. 210, pp. 108080, May 2022.

L. Vankudoth and A. Q. H. Badar, "Distribution Network Optimization through Siting and Sizing of BESS," 2019 8th International Conference on Power Systems (ICPS), Jaipur, India, 2019, pp. 1-5.

M. Alramlawi and P. Li, "Design Optimization of a Residential PV-Battery Microgrid With a Detailed Battery Lifetime Estimation Model," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 2, pp. 2020-2030, March-April 2020.

M. E. F. Octaviano, "Alocação Ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição Considerando a Vida Útil e Redução de Perdas". Dissertação. *Universidade Federal de Juiz de Fora*, 2021.

M. E. Fernandes Octaviano, E. Mendes Loureiro, L. Ramos de Araujo and D. Rosana Ribeiro Penido de Araujo, "Battery Allocation and SOC in Distribution Systems Considering Temperature Constraints," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 22, no. 2, pp. 136-143, Feb. 2024.

M. I. Wahyuddin *et al.*, "State of Charge (SoC) Analysis and Modeling Battery Discharging Parameters," *2018 4th International Conference on Science and Technology (ICST)*, Yogyakarta, Indonesia, 2018, pp. 1-5.

M. Javadi, Y. Gong e C. Y. Chung, "Frequency Stability Constrained BESS Sizing Model for Microgrids," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 2, pp. 2866-2878, March 2024.

N. Li *et al.*, "SOH Balancing Control Method for the MMC Battery Energy Storage System," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 8, pp. 6581-6591, Aug. 2018.

N. Pompern, S. Premrudeepreechacharn, A. Siritaratiwat e S. Khunkitti, "Optimal Placement and Capacity of Battery Energy Storage System in Distribution Networks Integrated With PV and EVs Using Metaheuristic Algorithms," in *IEEE Access*, vol. 11, pp. 68379-68394, 2023.

P. Boonluk, A. Siritaratiwat, P. Fuangfoo, S. Khunkitti, "Optimal Siting and Sizing of Battery Energy Storage Systems for Distribution Network of Distribution System Operators," *Batteries*, 2020, vol. 6, no. 4, doi: 10.3390/batteries6040056.

P. Unahalekhaka e P. Sripakarach, "Reduction of Reverse Power Flow Using the Appropriate Size and Installation Position of a BESS for a PV Power Plant," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 102897-102906, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2997821.

P. Yong *et al.*, "Evaluating the Dispatchable Capacity of Base Station Backup Batteries in Distribution Networks," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 5, pp. 3966-3979, Sept. 2021.

P. Zhuang e H. Liang, "Hierarchical and Decentralized Stochastic Energy Management for Smart Distribution Systems With High BESS Penetration," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6516-6527, Nov. 2019.

PRODIST – ANEEL. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Acesso em: 26 jun. 2023.

R. Dugan, "OpenDSS Storage Element and Storage Controller Element," *Electric Power Research Institute*, 2010.

R. Gauthier et al., "How do Depth of Discharge, C-rate and Calendar Age Affect Capacity Retention, Impedance Growth, the Electrodes, and the Electrolyte in Li-Ion Cells?" *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 169, no. 2, pp. 020518, Feb. 2022.

R. Khalilisenobari e M. Wu, "Optimal participation of price-maker battery energy storage systems in energy and ancillary services markets considering degradation cost," in *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 138, pp. 107924, Feb. 2022.

R. M. Asif, A. Yousaf, A. U. Rehman, N. Shabbir, and M. T. Sadiq, "Increase Battery Time by Improvement in Regenerative Braking with Storage System in Hybrid Vehicle," *J. Appl. Emerg. Sci.*, vol. 9, pp. 53, 2019.

S. F. Schneider *et al.*, "Rechargeable Batteries for Simultaneous Demand Peak Shaving and Price Arbitrage Business," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 148-157, Jan. 2021.

S. I. Nanou e G. N. Psarros, "Optimal dispatch of BESS-fed virtual power lines under transmission congestion and bulk renewable generation," in *Electric Power Systems Research*, vol. 229, pp. 110196, Feb. 2024.

S. Korjani *et al.*, "A Genetic Algorithm Approach for Sizing Integrated PV-BESS Systems for Prosumers," *2020 2nd IEEE International Conference on Industrial Electronics for Sustainable Energy Systems (IESES)*, Cagliari, Italy, 2020, pp. 151-156.

S. Zhang, Q. Yu, H. Liu, Y. Mishra, e F. Wang, "A distributed AGC power sharing strategy considering BESS participation factors," in *Electric Power Systems Research*, vol. 217, pp. 109117, May 2023.

S.-K. Kim *et al.*, "Optimal Operation Control for Multiple BESSs of a Large-Scale Customer Under Time-Based Pricing," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 803-816, Jan. 2018.

T. H. Wang and Y.-W. P. Hong, "Learning-based energy management policy with battery depth-of-discharge considerations," in *Proceedings of the IEEE Global Conference on Signal and Information Processing*, Dec. 14–16, 2015, pp. 992–996.

T. T. Oliveira, “Método para Alocação e Operação ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição com Restrições de Tensão e Redução das Perdas”. Dissertação. *Universidade Federal de Juiz de Fora*, 2018.

T. Wu, Y. J. Zhang e X. Tang, "A VSC-Based BESS Model for Multi-Objective OPF Using Mixed Integer SOCP," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2541-2552, July 2019.

Trojan Battery Company. *Datasheet*. Motive L16-AGM. *Publicação online*, 2021.

U. S. Department of Energy. “2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.” *Relatório Técnico*, 2022.

W. Kang, M. Chen, Y. Guan, B. Wei, J. C. Vasquez Q., e J. M. Guerrero, "Event-triggered distributed voltage regulation by heterogeneous BESS in low-voltage distribution networks," *Applied Energy*, vol. 312, p. 118597, 2022. doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118597.

X. Hu *et al.*, "Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 5, pp. 20-31, Sept.-Oct. 2017.

X. S. Hu *et al.*, “Battery health prognosis for electric vehicles using sample entropy and sparse Bayesian predictive modeling,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 4, pp. 2645–2656, Apr. 2016.

X. Su *et al.*, "Sequential and Comprehensive BESSs Placement in Unbalanced Active Distribution Networks Considering the Impacts of BESS Dual Attributes on Sensitivity," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3453-3464, July 2021.

X. Wu, J. Zhao e A. J. Conejo, "Optimal Battery Sizing for Frequency Regulation and Energy Arbitrage," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 3, pp. 2016-2023, June 2022.

Y. Shi *et al.*, "Using Battery Storage for Peak Shaving and Frequency Regulation: Joint Optimization for Superlinear Gains," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2882-2894, May 2018.

Y. Yoo, G. Jang e S. Jung, "A Study on Sizing of Substation for PV With Optimized Operation of BESS," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 214577-214585, December 2020.

Y. Zhang *et al.*, "Optimal placement of battery energy storage in distribution networks considering conservation voltage reduction and stochastic load composition," in *Transmission Distribution IET Generation*, vol. 11, no. 15, pp. 3862–3870, 2017.

Y. Zheng *et al.*, "Hierarchical Optimal Allocation of Battery Energy Storage Systems for Multiple Services in Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 1911-1921, July 2020.

Z. Chen, Z. Li, e G. Chen, "Optimal configuration and operation for user-side energy storage considering lithium-ion battery degradation," in *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 145, pp. 108621, Feb. 2023.

Z. Xia and J. A. Abu Qahouq, "State-of-Charge Balancing of Lithium-Ion Batteries With State-of-Health Awareness Capability," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 1, pp. 673-684, Jan.-Feb. 2021.

Z. Zhang, C. Dou, D. Yue, Y. Zhang, B. Zhang e Z. Zhang, "Event-Triggered Hybrid Voltage Regulation With Required BESS Sizing in High-PV-Penetration Networks," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 4, pp. 2614-2626, July 2022.