

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

Maria Elisa Fernandes Octaviano

Alocação Ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição
Considerando a Vida Útil e Redução de Perdas

Juiz de Fora

2021

Maria Elisa Fernandes Octaviano

**Alocação Ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição
Considerando a Vida Útil e Redução de Perdas**

Dissertação apresentada ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

Coorientadora: Prof^ª. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

Juiz de Fora

2021

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Fernandes Octaviano, Maria Elisa.

Alocação Ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição Considerando a Vida Útil e Redução de Perdas / Maria Elisa Fernandes Octaviano. -- 2021.

99 f.

Orientador: Leandro Ramos de Araujo

Coorientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

1. Baterias. 2. Sistemas de Distribuição de Energia. 3. Algoritmo Genético. 4. Alocação Ótima. 5. Vida Útil. I. Ramos de Araujo, Leandro, orient. II. Rosana Ribeiro Penido Araujo, Débora, coorient. III. Título.

Maria Elisa Fernandes Octaviano

**Alocação Ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição
Considerando a Vida Útil e Redução de Perdas**

Dissertação apresentada ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

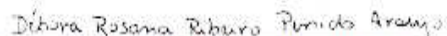
Coorientadora: Prof^a. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

Aprovada em: 23/02/2021

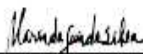
BANCA EXAMINADORA:



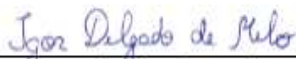
Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof^a. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof^a. Maria da Guia da Silva, D. Sc.
Universidade Federal do Maranhão



Prof. Igor Delgado de Melo, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

*Dedico este trabalho aos meus pais, Rita
de Cássia Fernandes Octaviano e José
Roberto Octaviano, grandes
incentivadores.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por ter guiado meus caminhos para que eu pudesse realizar este sonho, concluindo assim mais uma etapa de minha vida.

Agradeço aos meus pais, por toda a confiança depositada em mim e por me ajudarem de todas as formas possíveis a alcançar meus objetivos, me incentivando constantemente.

A toda a minha família e amigos que nunca duvidaram da minha capacidade em um só momento, mesmo possuindo pouca afinidade com a engenharia.

Aos meus orientadores, agradeço por todo o conhecimento compartilhado comigo. O convívio desde a graduação me ensinou mais do que conhecimentos técnicos e fez com que eu confiasse mais em mim mesma.

Agradeço também a toda a comunidade acadêmica da Faculdade de Engenharia da UFJF. Em especial a todos do LABSPOT e a FAPEMIG por ter proporcionando o apoio necessário para o desenvolvimento deste trabalho.

Enfim, agradeço a todos que estiveram presentes nesta etapa da minha vida.

Muito obrigada!

RESUMO

Com o objetivo de melhorar aspectos relacionados à eficiência dos sistemas de distribuição, o uso de dispositivos de armazenamento de energia tem se mostrado uma alternativa viável e com aplicação diversificada.

Os sistemas de armazenamento de energia, formados por baterias, permitem que sua operação seja gerenciada, especificando assim momentos de carga e descarga de acordo com objetivos de interesse.

Neste trabalho, desenvolve-se um método para operação e alocação otimizadas de baterias no sistema elétrico de potência com o objetivo de redução de perdas de energia elétrica também considerando o impacto que o gerenciamento da operação pode ter sobre a vida útil das baterias.

São realizadas análises para mostrar até que ponto o uso de baterias compensa para reduzir perdas e em que ponto o dispositivo deixa de ser interessante para este objetivo, observando-se o comportamento de variáveis presentes no problema.

Para a modelagem dos sistemas de armazenamento com baterias considera-se o acoplamento temporal característico do comportamento destes dispositivos. Suas possibilidades de atuação dependem de operações anteriores. Para modelar estas questões, foi utilizada a técnica das Séries Temporais Quase Estáticas associadas à solução do fluxo de potência. Sendo que o problema de fluxo de potência foi solucionado através do *software* OpenDSS.

A alocação bem como a operação otimizada dos sistemas de armazenamento foi realizada através de Algoritmos Genéticos. O método foi testado para diferentes sistemas de distribuição com o intuito de demonstrar sua aplicabilidade.

Palavras-Chave: Baterias, Sistemas de Distribuição, Algoritmo Genético, Alocação Otimizada.

ABSTRACT

In order to improve aspects related to the efficiency of distribution systems, the use of energy storage devices has proven to be a viable alternative and with a diversified application.

The energy storage systems, formed by batteries, allow their operation to be managed, thus specifying loading and unloading moments according to objectives of interest.

In this work, a method for optimized operation and allocation of batteries in the electrical power system is developed with the objective of reducing electrical energy losses also considering the impact that the operation management can have on the battery life.

Analyzes are carried out to show the extent to which the use of batteries pays to reduce losses and at what point the device is no longer interesting for this purpose, observing the behavior of variables present in the problem.

For modeling battery storage systems, the temporal coupling characteristic of the behavior of these devices is considered. Its performance possibilities depend on previous operations. To model these questions, the Quasi-Static Time Series technique associated with the power flow solution was used. The power flow problem was solved using OpenDSS software.

The allocation as well as the optimized operation of the storage systems was carried out through Genetic Algorithms. The method was tested for different distribution systems in order to demonstrate its applicability.

Key Words: Batteries, Distribution Systems, Genetic Algorithm, Optimum Allocation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Profundidade de descarga em relação ao número de ciclos.....	34
Figura 2: Representação do QSTS com Dependência do SOC da Bateria.....	36
Figura 3: Representação da Modelagem de Perdas Internas, Bloco B(t)	38
Figura 4: Fluxograma do Método Proposto.....	47
Figura 5: Cromossomo Utilizado	48
Figura 6: Avaliação da População	50
Figura 7: Curva de Cargas Normalizada Utilizada nas Simulações.....	54
Figura 8: Sistema Didático 4 Barras.....	57
Figura 9: Perdas em relação a variação de k, Didático 4 Barras - Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido	57
Figura 10: Penalização em relação a variação de k, Didático 4 Barras - Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido	58
Figura 11: Perdas em relação a variação de k, Didático 4 Barras - Alocação da Bateria de Lítio-Íon.....	58
Figura 12: Penalização em relação a variação de k, Didático 4 Barras - Alocação da Bateria de Lítio-Íon	59
Figura 13: Tensões na Barra 4, Sistema Didático 4 Barras	60
Figura 14: Curva de Cargas e SOC – Sistema 4 Barras, $k = 0$	62
Figura 15: SOC para $k=1$, Sistema 4 Barras.....	63
Figura 16: Sistema IEEE 13 Barras.....	64
Figura 17: Perdas, IEEE 13 - Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido.....	64
Figura 18: Penalização, IEEE 13 - Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido	65
Figura 19: Perdas, IEEE 13 - Alocação da Bateria de Lítio-Íon	65
Figura 20: Penalização, IEEE 13 - Alocação da Bateria de Lítio-Íon.....	66
Figura 21: Curva de Cargas e SOC – Sistema 13 Barras, $k = 0$	69
Figura 22: SOC para $k=1$, Sistema 13 Barras.....	69
Figura 23: Tensões na Barra 633, Sistema IEEE 13 Barras	70
Figura 24: Sistema IEEE 34 Barras.....	71
Figura 25: Perdas, IEEE 34 – Sem Considerar Pint	72
Figura 26: Penalização, IEEE 34 – Sem Considerar Pint.....	72
Figura 27: Curva de Cargas e SOC – Sistema 34 Barras, sem Pint	74

Figura 28: SOC para $k=1$, Sistema 34 Barras sem Pint.....	75
Figura 29: Tensões na Barra 812, Sistema IEEE 34 Barras sem Pint	75
Figura 30: Perdas, IEEE 34 – Considerando Pint.....	76
Figura 31: Penalização, IEEE 34 – Considerando Pint	77
Figura 32: Curva de Cargas e SOC, $k = 0$ – Sistema 34 Barras, Considerando Pint	79
Figura 33: SOC para $k=1$, Sistema 34 Barras com Pint	80
Figura 34: Tensões na Barra 812, Sistema IEEE 34 Barras com Pint.....	80
Figura 35: Sistema IEEE 123 Barras.....	81
Figura 36: Perdas, IEEE 123 – Sem Considerar Pint	82
Figura 37: Penalização, IEEE 123 – Sem Considerar Pint.....	83
Figura 38: Curva de Cargas e SOC, $k = 0$ – Sistema 123 Barras, sem Pint	84
Figura 39: Curva de Cargas e SOC, $k = 1$ – Sistema 123 Barras, sem Pint	84
Figura 40: Tensões na Barra 57, Sistema IEEE 123 Barras sem Pint	85
Figura 41: Perdas, IEEE 123 – Considerando Pint.....	86
Figura 42: Penalização, IEEE 123 – Considerando Pint	86
Figura 43: Curva de Cargas e SOC – Sistema 123 Barras, com Pint.....	87
Figura 44: Curva de Cargas e SOC, $k = 0,2$ – Sistema 123 Barras, com Pint.....	88
Figura 45: Tensões na Barra 57, Sistema IEEE 123 Barras com Pint.....	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Parâmetros Considerados nos Trabalhos da Revisão Bibliográfica	23
Tabela 2: Características Representativas das Principais Baterias.....	31
Tabela 3: Parâmetro Estagnação.....	51
Tabela 4: Casos Simulados.....	54
Tabela 5: Parâmetros do AG	55
Tabela 6: Parâmetros Utilizados.....	55
Tabela 7: Alocações para a Bateria de Chumbo-Ácido no Sistema 4 Barras.....	61
Tabela 8: Alocações para a Bateria de Lítio-Íon no Sistema 4 Barras	61
Tabela 9: Alocações para a Bateria de Chumbo-Ácido no Sistema 13 Barras.....	67
Tabela 10: Alocações para a Bateria de Lítio-Íon no Sistema 13 Barras	67
Tabela 11: Alocações Sistema IEEE 34 Barras – Sem considerar Pint.....	73
Tabela 12: Alocações Sistema IEEE 34 Barras – Considerando Pint	78

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 Bateria (do inglês: <i>Battery Management System</i>)
FOB	Função Objetivo
GD	Geração Distribuída
MATLAB	MATrix LABoratory
NaS	Sódio-enxofre
NiMH	Hidreto Metálico de Níquel
ONS	Operador Nacional do Sistema
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
p.u.	Sistema por unidade
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
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>)
SOC _A	SOC da Bateria Alocada na Fase A
SOC _B	SOC da Bateria Alocada na Fase B
SOC _C	SOC da Bateria Alocada na Fase C

SOH Estado de Saúde (do inglês: *State of Health*)

VRB Baterias de redox de vanádio (do inglês: *Vanadium Redox Batteries*)

LISTA DE SÍMBOLOS

$E_{f,t}$	Energia na bateria f , no final do intervalo de tempo t
E_n	Capacidade nominal da bateria
SOC_t	Estado de carga no final do intervalo de tempo t
$P_{aut,f}^t$	Perdas por autodescarga na bateria f no final do intervalo de tempo t
P_{ini}	Parâmetro potência ativa do modelo ZIP
a_0	Coefficiente de potência constante de $P_{aut,f}^t$
a_1	Coefficiente de corrente constante de $P_{aut,f}^t$
a_2	Coefficiente de impedância constante de $P_{aut,f}^t$
V_b^t	Tensão do nó b no final do intervalo de tempo t
$V_{0,b}$	Tensão nominal do nó b
$Q_{aut,f}^t$	Perdas por autodescarga reativas na bateria f , no final do intervalo de tempo t
Q_{ini}	Parâmetro potência reativa, modelo ZIP
b_0	Coefficiente de potência constante de $Q_{aut,f}^t$
b_1	Coefficiente de corrente constante de $Q_{aut,f}^t$
b_2	Coefficiente de impedância constante de $Q_{aut,f}^t$
$E_{f,t-1}$	Energia na bateria f , no final do intervalo de tempo $t - 1$
P_n	Potência que entra ou sai da bateria no final do intervalo de tempo n
η	Eficiência da bateria
t_d	Discretização adotada na curva de cargas
$P_{ef,f}^t$	Perdas por eficiência na bateria f , no final do intervalo de tempo t
Fob	Função objetivo
Fat_{vida}	Fator que avalia a vida útil das baterias

Fat_{perdas}	Fator que avalia as perdas de energia elétrica
Fat_{SOC}	Fator que avalia o estado de carga das baterias
$N_{bus,1}$	Número de barras PQ e PV do sistema elétrico
$N_{bus,2}$	Número de barras PQ do sistema elétrico
T	Último intervalo de tempo da curva de cargas
$\Delta P_{t,b}$	Resíduo de potência ativa no final do intervalo de tempo t , nó b
$\Delta Q_{t,b}$	Resíduo de potência reativa no final do intervalo de tempo t , nó b
$P_{f,t,MAX}$	Potência máxima que poderia entrar ou sair da bateria no final do intervalo de tempo t
V_{min}	Limite inferior de tensão considerado
V_{max}	Limite superior de tensão considerado
k	Constante variada para análise da relação entre preservação de vida útil e minimização de perdas
Pen_{vida}	Penalização devido a vida útil
$Dias$	Número de dias considerado
$Custo_{bat,med}$	Custo médio da bateria alocada
$N_{ciclos,med}$	Número médio de ciclos da bateria alocada
$\Delta E_{t,f}$	Energia absorvida ou fornecida pela bateria f no final do intervalo de tempo t
ΔE_{max}	Energia máxima que as baterias seriam capazes de absorver ou fornecer
$Custo_{perdas}$	Custo de perdas de energia elétrica
$Perdas$	Perdas de energia elétrica
M	Valor ajustado no algoritmo para realizar penalização caso a solução ultrapasse os limites de SOC
ΔSOC	Indica quanto a solução ultrapassou os limites de SOC
SOC_{min}	Estado de carga mínimo considerado
SOC_{max}	Estado de carga máximo considerado

P_{sist}	Perdas de energia elétrica do sistema
P_{int}	Perdas internas da bateria
P_{aut}	Perdas por autodescarga
P_{ef}	Perdas por eficiência
n_{bat}	Número de baterias monofásicas alocadas
$P_{b,t}^{esp}$	Potência especificada da carga no intervalo de tempo t , nó b
$P_{b,t}^{calc}$	Potência injetada no nó b a partir dos alimentadores ou transformadores de distribuição no final do intervalo de tempo t
$P_{bat,b}$	Potência total fornecida ou absorvida pela bateria conectada ao nó b
θ_b^t	Fase da tensão no nó b , no intervalo de tempo t
$Q_{b,t}^{esp}$	Potência reativa especificada da carga no intervalo de tempo t , nó b
$Q_{b,t}^{calc}$	Potência reativa injetada no nó b pelos alimentadores ou transformadores de distribuição no intervalo de tempo t
N_{ciclos}	Número de ciclos das baterias

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	17
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
1.3 MOTIVAÇÃO	26
1.4 OBJETIVO	26
1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES	27
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	28
2. CONCEITOS BÁSICOS DE BATERIAS E DEFINIÇÕES DE MODELAGEM.....	29
2.1 INTRODUÇÃO.....	29
2.2 PRINCIPAIS PARÂMETROS DAS BATERIAS	29
2.3 TIPOS DE BATERIA	30
2.4 CARACTERÍSTICA DAS BATERIAS	32
2.4.1 CAPACIDADE NOMINAL	32
2.4.2 POTÊNCIA NOMINAL	32
2.4.3 ESTADO DE CARGA	32
2.4.4 ESTADO DE SAÚDE.....	33
2.5 REPRESENTAÇÃO DAS BATERIAS NO FLUXO DE POTÊNCIA E CONSIDERAÇÃO SOBRE A VARIAÇÃO DO CARREGAMENTO.....	34
2.6 SÉRIES TEMPORAIS QUASE ESTÁTICAS (<i>QUASI-STATIC TIME SERIES</i>).....	35
2.6.1 MODELAGEM DAS PERDAS POR AUTODESCARGA	37
2.6.2 MODELAGEM DA ENERGIA NA BATERIA.....	38
2.6.3 MODELAGEM DAS PERDAS POR EFICIÊNCIA.....	39
3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	40
3.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	40
3.2 SOLUÇÃO DO PROBLEMA UTILIZANDO AG	46
3.2.1 LEITURA DOS DADOS DO SD – P1	47
3.2.2 DEFINIR CROMOSSOMO – P2.....	48
3.2.3 CRIAR POPULAÇÃO – P3.....	49
3.2.4 AVALIAÇÃO DA POPULAÇÃO – P4	49

3.2.5 CRITÉRIO DE PARADA – P5.....	51
3.2.6 APRESENTAR RESULTADOS – P6	52
3.2.7 OPERAÇÕES GENÉTICAS – P7	52
4. RESULTADOS	53
4.1 CASOS ESTUDADOS	53
4.1.1 CURVA DE CARGAS.....	53
4.1.2 PARÂMETROS DO AG.....	55
4.2 CASO I – SIMULAÇÃO NO SISTEMA DIDÁTICO 4 BARRAS	56
4.3 CASO II – SIMULAÇÃO NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS.....	63
4.4 CASO III – SIMULAÇÃO NO SISTEMA IEEE 34 BARRAS	70
4.5 CASO IV – SIMULAÇÃO NO SISTEMA IEEE 123 BARRAS.....	81
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	89
5.1 CONCLUSÕES E PRINCIPAIS OBSERVAÇÕES SOBRE O MÉTODO DESENVOLVIDO	89
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	91
REFERÊNCIAS	93

1. INTRODUÇÃO

O presente capítulo fará algumas considerações gerais bem como uma revisão bibliográfica com a temática deste trabalho. Também são apresentadas a motivação, o objetivo, as publicações decorrentes e a estrutura do trabalho.

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A matriz energética brasileira ainda é composta majoritariamente por hidrelétricas e termelétricas segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS). No entanto, quando analisamos a capacidade instalada do sistema interligado nacional, percebe-se que há uma penetração crescente de outras fontes de energia elétrica, tais como a energia eólica e solar.

Parte desse crescimento ocorre em função da chamada geração distribuída (GD) instalada diretamente nos alimentadores dos sistemas de distribuição, ou seja, a geração de energia elétrica em localização mais próxima às cargas. Isso pode refletir em um melhor aproveitamento energético e um sistema de distribuição mais robusto.

Porém, há uma preocupação com a característica de intermitência de alguns tipos de geração como solar e eólica, e devido ao crescimento da penetração de GDs com essa natureza, é necessário investir em modernização do sistema elétrico brasileiro, com novas tecnologias que têm se mostrado bastante úteis para que haja um melhor gerenciamento do sistema, dentre as quais destacam-se os sistemas de armazenamento de energia.

Estes sistemas, compostos por baterias, têm aplicações diversificadas, podendo contribuir para uma melhoria nos padrões de qualidade de energia. Eles podem auxiliar em aspectos como otimização do uso da energia gerada por fontes renováveis, regulação de tensão do sistema e até mesmo auxiliar na redução de perdas de energia elétrica.

Diante das possíveis vantagens na utilização de sistemas de armazenamento de energia, aqueles com baterias mostram-se relevantes para a realização de estudos, pois tem se mostrado interessantes nas aplicações. Ressalta-se ainda, que por ser um tema relativamente novo, não há uma regulamentação brasileira para a utilização de tais dispositivos nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico

Nacional (PRODIST). Dentre os aspectos relacionados às baterias que poderiam ser abordados em uma futura legislação, destacam-se aspectos relativos à localização destes sistemas de armazenamento, tecnologias das baterias, gerenciamentos de seus ciclos de operação e questões associadas a vida útil, especialmente porque há aspectos de interesse maior para seus proprietários e outros de maior interesse para o sistema elétrico de potência como um todo. Tanto concessionárias quanto acessantes terão interesses próprios mais latentes nas aplicações de sistemas com baterias.

No que diz respeito à localização dos sistemas de baterias, pode-se perceber que a escolha do ponto de conexão pode trazer vantagens econômicas para a concessionária, pois pode impactar em índices de qualidade por exemplo. Também é possível imaginar que, de acordo com o local escolhido para instalação das baterias e a tecnologia empregada (chumbo-ácido, lítio, VRB, ...) e a eficiência interna da bateria, pode-se ter uma operação diferente. Além disso, o processo de carga e descarga da bateria deve ocorrer de acordo com alguma relação com a variação na curva de cargas do sistema de distribuição em questão.

Existem vantagens na utilização e diferentes possibilidades de operação das baterias, porém, um outro aspecto importante a ser observado é a redução na vida útil das baterias decorrente de sua utilização. Esta questão é primordialmente analisada pelos proprietários dos sistemas. Na verdade, todos os equipamentos do sistema elétrico estão sujeitos a reduções, maiores ou menores, na vida útil, porém, no caso das baterias, a ocorrência de descargas profundas mesmo que seja mais vantajosa na redução das perdas elétricas por exemplo, provoca uma redução acentuada na vida útil deste equipamento. É preciso sempre estar atento para o fato de que a vida útil da bateria é diretamente relacionada aos ciclos de carga e descarga que estará sujeita.

Portanto, estudos que analisem tanto as possíveis melhorias econômicas e de índices de qualidade no sistema provocadas pelas baterias, mas também a deterioração destes equipamentos devido à perda de vida útil, são necessários, para que sejam feitas corretas análises sobre viabilidade de instalação destes sistemas de armazenamento nos sistemas elétricos de potência.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diferentes autores realizaram pesquisas com diferentes premissas e objetivos no tema de planejamento e operação de sistemas de baterias. De acordo com os trabalhos destacados a seguir fica clara a aplicabilidade diversificada dos sistemas de armazenamento de energia. Serão resumidos os principais trabalhos estudados como base para essa dissertação, apesar de tratarem de muitos assuntos diferenciados, são importantes para o entendimento do funcionamento dos sistemas de armazenamento e potenciais aplicações.

No trabalho de Adhikaree *et al* (2017) é proposta uma plataforma para monitorar e auxiliar sistemas de armazenamento baseada em Internet das Coisas (do inglês: *Internet of Things*). Sendo assim, os bancos de baterias enviam dados através da comunicação sem fio para um servidor que estima os parâmetros operacionais referentes ao modelo de bateria utilizado. O algoritmo desenvolvido objetiva a melhoria da relação custo-benefício do sistema de armazenamento.

O trabalho de Kupchinov *et al* (2018) propõe um método para melhorar o carregamento da bateria. Neste artigo, a modelagem é feita de modo a levar em consideração o *ripple* da bateria que ocorre quando esta é carregada. O trabalho utiliza o modelo RC da bateria e cita questões importantes no funcionamento desse dispositivo. As perdas internas também são consideradas. O método proposto apresentou boa convergência para avaliação dos *ripples* durante o carregamento destes dispositivos.

Com o intuito de analisar sistemas de gerenciamento de baterias, o trabalho de Zheng *et al* (2016) compara diferentes parâmetros operacionais que influenciam diretamente nas decisões deste sistema. Os estudos realizados basearam-se na capacidade máxima disponível na bateria, variações no estado de carga e avaliação do final da descarga. Como conclusão, ressalta-se que a operação da bateria com os parâmetros dentro dos limites propostos pelos autores preserva a vida útil deste equipamento.

No trabalho de Sano *et al* (2015), destaca-se a aplicação da bateria em sistemas que possuem geração distribuída. Os autores realizam um levantamento das baterias que poderiam ser utilizadas, destacando a capacidade de carregamento e operação, bem como os parâmetros das baterias recomendados para este propósito. Além disso, é realizada a comparação entre baterias de diferentes tipos.

Em Wahyuddin *et al* (2018) é realizado um estudo que, segundo os autores, pode ser aplicado para bancos de baterias como *backups* de energia. Um exemplo comum dessa prática são as UPSs (do inglês: *Uninterruptible Power Supply*). Neste artigo, é apresentada a modelagem da bateria como um circuito elétrico para desenvolvimento de uma metodologia de estimativa de SOC (do inglês: *State of Charge*). É importante ressaltar que é indispensável medir o estado de carga para o gerenciamento adequado de um sistema de baterias.

Em Yang *et al* (2015) são utilizadas baterias de lítio para o desenvolvimento de um sistema de gerenciamento. Estes sistemas controlam os parâmetros das baterias, bem como são capazes de estimar o estado de carga e aferirem as tensões da bateria, equalizando as células individuais deste dispositivo. Para melhorar a confiabilidade deste sistema, o artigo propõe um sistema no qual uma célula pode ser conectada ou desconectada de qualquer posição da série de baterias. Sendo assim, as células podem ser reconfiguradas para diferentes aplicações.

No trabalho de Choobineh *et al* (2015) é realizado o gerenciamento ótimo do consumo de energia em uma planta industrial que possui geração local e sistema de armazenamento de energia. Para realização desta otimização, considerando diversos parâmetros para uma modelagem mais realista, formula-se um problema que foi solucionado através de um método de programação inteira mista não-linear. O problema é resolvido para dois cenários: quando a injeção de potência reversa pela planta é permitida e quando não é.

Para melhorar a modelagem de parâmetros internos a bateria como o SOC e o SOH (do inglês: *State of Health*) em tempo real, o trabalho de Cacciato *et al* (2017) realiza uma análise entre valores medidos e calculados de acordo com o modelo proposto. Este estudo objetiva auxiliar nas decisões a serem tomadas no que diz respeito ao desenvolvimento de algoritmos de controle para sistemas de armazenamento. O modelo desenvolvido baseia-se no desenvolvimento de um circuito que representa a bateria.

De modo similar, no trabalho de Kim *et al* (2018) é apresentada uma metodologia que auxilia na estimativa do estado de carga de um BMS (do inglês: *Battery Management System*) cujo objetivo principal é alcançar o controle ótimo deste sistema de armazenamento. A estimativa do SOC é realizada utilizando o modelo de bateria RC de segunda ordem, enquanto a estratégia de controle ótimo proposta é testada em uma simulação que utiliza baterias de Lítio-Íon modeladas pelo Simulink.

O trabalho de Hou *et al* (2016) mostra uma nova estratégia de BESS (do inglês: *Battery Energy Storage Systems*) considerando a intermitência da geração de energia eólica. Para realização da modelagem do vento são utilizados dados históricos e a função da bateria é suavizar a injeção de potência na rede permitindo que o sistema fique menos susceptível dos impactos decorrentes da variação do vento. A metodologia é testada em um parque eólico real.

Ainda com a temática de suavizar a intermitência de fontes renováveis, o trabalho de Abdelrazek e Kamalasadán (2016) realiza uma otimização para projetar controladores que fornecem ajustes para o BESS. Desta forma, a metodologia proposta suaviza as variações provocadas pela geração fotovoltaica através de um polinômio que relaciona as condições de geração com a potência ativa que o BESS deveria fornecer. O algoritmo é implementado em um alimentador de distribuição de 720 nós.

Em Ke *et al* (2015) o OpenDSS foi utilizado para modelagem do sistema de distribuição de energia que contém GDs. Para prever a carga diária, os autores utilizam uma rede neural probabilística e o processo de carga e descarga do BESS é controlado pela curva de geração fotovoltaica. O emprego do método proposto é avaliado no sistema elétrico da Universidade Nacional de Ciência e Tecnologia de Penghu.

Centrando-se nos sistemas de armazenamento de baterias e com o intuito de investigar o desempenho destes equipamentos a longo prazo, o trabalho de Cho *et al* (2018) realiza uma programação otimizada da operação destes equipamentos bem como um despacho em tempo real. O BESS é utilizado para minimizar o custo de eletricidade regulando o pico de cargas. A modelagem leva em conta o SOC bem como as restrições de operação do sistema.

Com o objetivo de fazer o controle de um sistema de baterias, o trabalho de Sossan *et al* (2016) realiza um plano de despacho em uma operação em tempo real. Como o sistema elétrico caracteriza-se por conter GD, a diferença entre a previsão do que seria gerado com a GD e o que realmente está sendo gerado é compensado graças às injeções de potência do BESS. O método é validado experimentalmente com a instalação de um BESS no campus da EPFL (do francês: *École Polytechnique Fédérale de Lausanne*) na Suíça.

No trabalho de Hu *et al* (2017) é realizado um estudo que discorre sobre os diferentes tipos de bateria disponíveis, sendo que cada uma destas apresenta

aplicabilidade variada no que diz respeito aos sistemas de distribuição. Neste trabalho também é apresentada uma comparação entre as diferentes tecnologias, uma vez que parâmetros como custo e vida útil são de extrema relevância na escolha de equipamentos para o sistema elétrico.

Observando-se o problema das perdas elétricas, o artigo de Souza *et al* (2019) realiza a alocação de um BESS através de duas estratégias: uma visando o custo das perdas e a outra, as perdas de potência ativa. Ambas as abordagens consideram variações de tensão e violações dos limites operacionais. Também são observadas as possíveis vantagens econômicas obtidas com a alocação da bateria comprando e vendendo energia em um sistema tarifário dinâmico.

Considerando a vida útil das baterias, o trabalho de Mehmood *et al* (2017) realiza uma alocação, bem como define o tamanho ideal do BESS, para que haja regulação de tensão nos sistemas de distribuição estudados. Vários fatores que alteram a vida útil da bateria são modelados e o problema é formulado como uma otimização multiobjetivo. Também são consideradas GDs eólica, solar e as incertezas associadas a essas fontes.

No trabalho de Xu *et al* (2018) destaca-se o emprego das baterias de lítio, promissoras devido à sua alta densidade de energia e baixa autodescarga. No trabalho, busca-se modelar o custo de envelhecimento das células deste equipamento e para isto é considerado um modelo semiempírico. O modelo desenvolvido pode ser adaptado para diferentes baterias de íon de lítio e métodos para ajuste dos coeficientes de acordo com os dados fornecidos pelo fabricante são mostrados.

Destacando ainda as baterias de lítio, no trabalho de Stroe *et al* (2017) estes equipamentos foram utilizados com o objetivo de realizar a regulação de frequência primária. Conforme é observado pelos autores, o artigo apresenta várias estratégias para restabelecer o SOC das baterias após a regulação, investigando também o efeito sobre a vida útil do sistema de armazenamento.

Por fim, no trabalho de Lakshmi e Ganguly (2019), os sistemas de armazenamento são utilizados com uma abordagem multiobjetivo para otimizar o local e o tamanho do BESS com o intuito de dar suporte à demanda de pico de carga em sistemas radiais de distribuição. A otimização é solucionada com o auxílio do método de otimização enxame de partículas baseado em Pareto. Sendo assim, como a função objetivo é formada por

custos, cabe ao proprietário do sistema escolher uma solução de acordo com as despesas de capital e custo operacionais.

Nesta seção, buscou-se expor a aplicação diversificada que os BESS têm em SDs bem como trabalhos que foram instrutivos no processo de aprendizado para desenvolvimento do método proposto. Entretanto, ressalta-se que os BESS possuem muitas utilidades e há inúmeros trabalhos que têm sido desenvolvidos nesta temática.

Na Tabela 1, tem-se um comparativo entre os métodos empregados pelos autores dos trabalhos citados anteriormente de acordo com os parâmetros relativos ao tipo da bateria; modelo empregado; se os equipamentos utilizados são monofásicos ou trifásicos; se uma análise de custos foi realizada; se consideraram as perdas internas (P_{int}); se foi realizada alguma análise envolvendo vida útil.

Tabela 1: Parâmetros Considerados nos Trabalhos da Revisão Bibliográfica

Autores	Tipo	Modelo	Fases	Custos	P_{int}	Vida Útil
Adhikaree <i>et al</i> (2017)	Lítio-Íon	SOC, SOH	Monofásica	Não	Sim	Sim
Kupchinov <i>et al</i> (2018)	Não Específica	Circuito Equivalente (estuda <i>ripple</i>)	Trifásica	Não	Sim	Não
Zheng <i>et al</i> (2016)	Células de Manganato de Lítio	SOC e Estratégias de Balanceamento	Monofásica	Não	Sim	Não
Sano <i>et al</i> (2015)	Chumbo-Ácido	SOC e Temperatura	Monofásica e Trifásica	Não	Sim	Sim
Wahyuddin <i>et al</i> (2018)	Não Específica	Métodos para estimar SOC	Não Específica	Não	Sim	Não
Yang <i>et al</i> (2015)	Polímero de Lítio	SOC, Estratégias de Balanceamento	Monofásica	Não	Sim	Não
Choobineh <i>et al</i> (2015)	Não Específica	SOC, Eficiência	Não Específica	Sim	Sim	Não

Cacciato <i>et al</i> (2017)	Lítio-Íon, NIMH e Chumbo- Ácido.	SOC, SOH, Temperatura	Não Específica	Não	Sim	Sim
Kim <i>et al</i> (2018)	Lítio-Íon	SOC, Temperatura	Não Específica	Sim	Sim	Sim
Hou <i>et al</i> (2016)	Não Específica	Diagrama de blocos que tem como saída a potência do BESS	Não Específica	Não	Não	Não
Abdelrazek e Kamalasadan (2016)	Polímero de Lítio	SOC	Trifásica	Não	Não	Não
Ke <i>et al</i> (2015)	Não Específica	SOC	Trifásica	Sim	Sim	Não
Cho <i>et al</i> (2018)	Polímero de Lítio e Chumbo- Ácido.	SOC, Eficiência	Não Específica (múltiplos BESS)	Sim	Sim	Sim
Sossan <i>et al</i> (2016)	Titanato de Lítio	SOC	Não Específica	Não	Sim	Não
Hu <i>et al</i> (2017)	Chumbo- Ácido, NIMH, Lítio-Íon, NaS e VRB.	Densidade de Energia e Potência, Número de Ciclos, Eficiência, Autodescarga	Não Específica	Sim	Sim	Sim

Souza <i>et al</i> (2019)	Não Específica	SOC	Não Específica	Sim	Sim	Não
Mehmood <i>et al</i> (2017)	Lítio-Íon	Profundidade de Descarga, Temperatura, Correntes de Carga e Descarga.	Não Específica	Sim	Não	Sim
Xu <i>et al</i> (2018)	Lítio-Íon	SOC, Temperatura, Profundidade de Descarga	Não Específica	Não	Não	Sim
Stroe <i>et al</i> (2017)	Lítio-Íon	SOC, Temperatura, Profundidade de Descarga	Não Específica	Não	Sim	Sim
Lakshmi e Ganguly (2019)	Não Específica	Modelado como potência ativa	Não Específica	Sim	Não	Não
Presente Trabalho	Lítio-Íon, Chumbo-Ácido	SOC e Potência	Baterias Monofásicas	Sim	Sim	Sim

Fonte: Elaborada pela Autora

Conforme pode ser notado, devido a diversificada utilização das baterias, diferentes parâmetros são considerados de acordo com a aplicação desejada. Salienta-se que, no que diz respeito a coluna modelo, apenas parâmetros principais de cada método foram citados com o intuito de comparação.

Além disso, alguns trabalhos não especificam se as baterias são monofásicas ou trifásicas. Em alguns casos, observou-se conexões em figuras para a especificação nesta tabela. Em outros, mesmo observando-se as figuras, nada se pode concluir, já que o circuito da bateria poderia ser um equivalente monofásico ou uma representação de uma bateria monofásica, por isso a classificação “não específica”. Sendo assim, nos casos não

especificados, seria importante uma análise mais aprofundada do modelo ou método para verificar a correta aplicação da proposta correspondente, pois salienta-se que a utilização de equivalentes monofásicos para representar sistemas de distribuição faz com que os resultados não sejam muito confiáveis.

1.3 MOTIVAÇÃO

Diante da aplicabilidade diversificada dos BESS, percebe-se que os sistemas de armazenamento de energia têm sido um tema abordado sobre diferentes perspectivas por diversos pesquisadores. Sendo assim, nota-se que o estudo destes dispositivos é muito promissor.

Além disso, devido à modernização constante dos SDs, pode ser que no futuro a utilização de BESS seja bastante comum, o que justifica o presente estudo desses dispositivos.

Sendo assim, tem-se a motivação para realizar este trabalho abordando esta interessante temática com o intuito de realizar uma contribuição para esta área de pesquisa, realizando o tratamento de algumas variáveis não consideradas por alguns autores como a perda de vida útil das baterias.

1.4 OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de um método de redução de perdas em sistemas de distribuição pela operação e alocação otimizadas de baterias monofásicas, considerando sua vida útil.

O uso de baterias monofásicas será considerado neste trabalho, buscando uma maior otimização em sistemas desequilibrados. Essa ideia surgiu porque recentes trabalhos de alocação de capacitores mostraram que a alocação monofásica de capacitores obteve resultados superiores a alocação de capacitores trifásicos e equilibrados em sistemas desequilibrados, conforme mostrado no trabalho de Araujo *et al* (2017). Logo, optou-se por essa abordagem no desenvolvimento.

Para realizar a alocação das baterias, serão observadas diversas condições de contorno e variáveis, tais como: limites de potência, custos das baterias e das perdas, número de ciclos de carga e descarga, e tecnologia destes equipamentos.

O método a ser desenvolvido utilizará a curva de variação do carregamento nos diversos nós do sistema de distribuição para representar a variação horária da carga.

O método proposto definirá a localização das baterias e os valores de potências que serão fornecidas/consumidas pelas baterias em cada intervalo de tempo, ou seja, será definido o gerenciamento do uso da bateria. As operações da bateria, que definem sua forma de utilização, impactam na vida útil deste dispositivo, e serão consideradas como custo de carga e descarga e não por limitações rígidas (restrições de canalizações).

A alocação será feita considerando o horizonte de operação de um ano ou outro valor indicado pelo usuário.

Após deduzidas as equações matemáticas descritivas do problema, elas serão solucionadas através de um Algoritmo Genético (AG).

Ressalta-se que o nível de carregamento final da bateria em um intervalo de tempo e a condição inicial do próximo intervalo de tempo deve ser o mesmo valor, desta forma, existe uma dependência temporal entre os estados de carga da bateria. Para resolver este enlace temporal será utilizada a técnica Quasi-Static Time Series (QSTS).

O método será implementado utilizando o *software MATrix LABORatory* (MATLAB) e o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS).

1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

O presente trabalho resultou nas seguintes publicações:

- “Redução de Perdas no Sistema Elétrico Empregando Baterias”. Induscon, 13th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, 2018.
- “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 é composto por cinco capítulos sendo estes descritos a seguir.

No Capítulo 1 foi realizada uma breve introdução ao tema, bem como uma revisão bibliográfica e, comparou-se as principais considerações realizadas nos trabalhos citados.

No Capítulo 2 estão apresentados os conceitos básicos relacionados aos parâmetros considerados na otimização proposta bem como uma explanação sobre o modelo de bateria utilizado neste trabalho.

No Capítulo 3 é mostrada a formulação matemática do problema a ser resolvido que considera custo de perdas e custo das baterias a serem instaladas, bem como questões relacionadas à operação e vida útil destes dispositivos. Além disso, o problema conta com diversas restrições como à inerente ao estado de carga da bateria, por exemplo. Neste capítulo também é explorada a estrutura do AG utilizado para a resolução do problema.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados para as simulações realizadas considerando alguns sistemas teste, bem como diferentes tipos de bateria. Também são apresentadas discussões relativas aos casos mostrados.

Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2. CONCEITOS BÁSICOS DE BATERIAS E DEFINIÇÕES DE MODELAGEM

O funcionamento das baterias em sistemas de distribuição possui dependência com uma série de parâmetros. O presente capítulo tem o objetivo de apresentá-los, bem como mostrar os diferentes tipos de baterias atuais.

2.1 INTRODUÇÃO

As baterias são dispositivos que podem fornecer e absorver energia elétrica. Isso ocorre devido as reações químicas de oxirredução entre os eletrodos. Para tanto, são necessários um ânodo, um cátodo e uma solução eletrolítica, ou seja, que conduz corrente elétrica.

No ânodo, ocorre a reação química de oxidação, na qual ocorre a perda de elétrons. Similarmente, no cátodo os elétrons são recebidos, ocorrendo uma reação química conhecida como redução.

Por conta da variedade de elementos e reações químicas que possuem o efeito salientado acima, existem diferentes tipos de baterias com características distintas e algumas serão apresentadas no decorrer deste trabalho.

Apesar das baterias possuírem diversos parâmetros, somente alguns deles impactam no método proposto neste trabalho e estes serão apresentados nas próximas seções.

2.2 PRINCIPAIS PARÂMETROS DAS BATERIAS

Neste trabalho serão utilizados diferentes tipos de baterias. Os principais parâmetros especificados pelo fabricante para caracterizar uma bateria são apresentados a seguir.

Densidades: A densidade de energia relaciona o quanto de energia (Wh) uma bateria possui em um quilograma (kg) de sua massa. De forma análoga, tem-se o termo

densidade de potência que associa a quantidade de potência (W) que uma bateria possui em um quilograma.

Ciclo de vida: O ciclo de vida relaciona a quantidade de ciclos de descarga completos antes que a capacidade da bateria seja reduzida a 80% de sua capacidade nominal. Este parâmetro está fortemente relacionado a duas outras variáveis: a temperatura e a profundidade da descarga. Quando sujeitas a temperaturas elevadas, as reações químicas das baterias tendem a ocorrer de maneira mais intensa, reduzindo assim a capacidade do equipamento. Já, em relação a profundidade de descarga, observa-se que descargas profundas reduzem a vida útil das baterias e ocasionam uma redução no número de ciclos da bateria, o que é melhor salientado no item 2.4.4.

Custo: É um dos principais parâmetro para a decisão do tipo de bateria a ser adquirido. Neste trabalho, os valores adotados são provenientes do trabalho de Hu *et al* (2017) e serão mostrados no item 2.3.

Eficiência do carregamento: A eficiência dos processos de carga e descarga também é um fator importante na avaliação de diferentes tipos de bateria. Isso porque este parâmetro avalia a relação entre a energia entregue a bateria e a energia de fato armazenada por este dispositivo, ou, para o processo de descarga, a energia que saiu da bateria e a energia de fato entregue ao sistema.

Autodescarga: A autodescarga é um parâmetro que avalia o processo de descarga natural da bateria. Esse fenômeno varia de acordo com o tempo de armazenamento, bem como a temperatura ambiente. Em geral, com o aumento do tempo de armazenamento, a energia armazenada na bateria tende a diminuir.

2.3 TIPOS DE BATERIA

Conforme citado anteriormente, o método de otimização desenvolvido neste trabalho será aplicado considerando alguns tipos de bateria. A Tabela 2 relaciona diferentes características das principais baterias de acordo com sua tecnologia.

Tabela 2: Características Representativas das Principais 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>Eficiência (%)</i>	75-85	~65	85-97	75-90	75-90
<i>Autodescarga</i>	Baixa	Alta	Média	-	Desprezível

Fonte: (Hu *et al*, 2017)

A observação da tabela acima nos permite realizar uma comparação entre as diferentes tecnologias de baterias existentes no mercado. Pode-se destacar, por exemplo, que ao avaliarmos a densidade de potência das baterias de Lítio-Íon em comparação com as de VRB, percebe-se que a primeira possui um valor mais elevado para este parâmetro. Diante disso, pode-se dizer que as baterias de Lítio-Íon conseguem ser mais compactas que as de VRB para uma mesma potência. Porém, as baterias de VRB são mais baratas. Tendo em vista a análise geral dos parâmetros, estes dois tipos de bateria se mostram interessantes para serem aplicados. No entanto, observando-se a revisão bibliográfica percebe-se que os tipos de baterias mais comumente utilizadas são as baterias de Chumbo-Ácido e Lítio-Íon e, por isso, estas duas tecnologias serão as empregadas neste trabalho. Além disso, outras razões para o emprego destas tecnologias são o baixo custo das primeiras, e que as segundas, dentre as baterias que possuem melhores características relacionadas ao ciclo de vida, são os tipos mais utilizados pelos demais autores por serem uma tecnologia mais consolidada que a VRB.

2.4 CARACTERÍSTICA DAS BATERIAS

Nas seções a seguir serão apresentadas as principais definições sobre baterias e algumas considerações para a modelagem adotada para o método proposto.

2.4.1 CAPACIDADE NOMINAL

A capacidade nominal (E_n) de uma bateria expressa a quantidade de energia que uma bateria é capaz de armazenar. Por exemplo, uma bateria de 360 Wh é capaz de entregar continuamente 36 Watts (W) por 10 horas (h) ou 360 W por 1 hora. Outra forma de expressar este parâmetro seria através da unidade Ampère-hora (Ah) e, analogamente, uma bateria de 720 Ah seria capaz de entregar continuamente 72 Ampères (A) por 10 horas (h). Fazendo uma análise deste fato, percebe-se que, quanto menor o período de tempo para uma carga por exemplo, maior seria a corrente exigida.

2.4.2 POTÊNCIA NOMINAL

É a potência máxima que uma bateria é capaz de fornecer ou receber. Por exemplo, uma bateria de 360 Wh pode, por exemplo, não ser capaz de fornecer uma potência de 360W, devido a suas características físicas e químicas. O valor da potência nominal é a potência máxima que pode ser fornecida ou recebida, sendo indicada pelo fabricante.

2.4.3 ESTADO DE CARGA

O estado de carga SOC (do inglês, *state-of-charge*) de uma bateria é uma forma de medir a quantidade de energia armazenada na bateria em um determinado momento em relação a sua capacidade nominal. Matematicamente, o SOC pode ser expresso de acordo com a equação (2. 1).

$$SOC_t = \frac{E_{f,t}}{E_n} \quad (2.1)$$

Onde:

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

E_n é a capacidade nominal e deve ser expressa em kWh.

SOC_t é o estado de carga expresso no fim do instante de tempo t.

Ressalta-se que existem outras formas de calcular a energia armazenada em uma bateria conforme mostrado em Wahyuddin et al (2018), neste caso, existem outras expressões para o cálculo do SOC. Alguns autores consideram as perdas internas da bateria e outros não consideram, conforme pode ser observado na Tabela 1.

Com relação a equação (2.1), nota-se que a variação do SOC pode ocorrer entre 0 e 1, contudo a operação utilizando estes limites não é recomendável, conforme mostrado em Oliveira (2018). Sendo assim, este parâmetro pode ser limitado por valores mínimo (SOC_{min}) e máximo (SOC_{max}) de operação. Estes limites podem ser restrições de um problema de otimização

2.4.4 ESTADO DE SAÚDE

A degradação das baterias se dá pela redução de sua potência e capacidade, o que ocorre devido a repetidos ciclos de carga e descarga. O parâmetro SOH (do inglês: *State of Health*) pode ser definido como a capacidade de energia atual da bateria em relação a capacidade que podia ser entregue no início de sua vida útil. Vários autores consideram que o fim da vida útil deste dispositivo ocorre quando a capacidade se reduz a 80% da capacidade original.

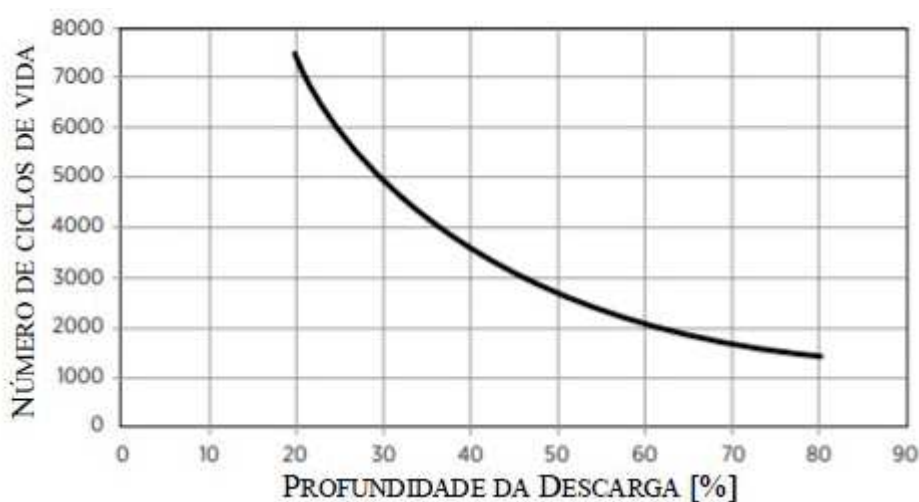
Além disso, a degradação está fortemente ligada a profundidade de descarga e a temperatura, conforme discutido em Xu *et al* (2018). A Figura 1 ilustra o comportamento de uma bateria de Chumbo-Ácido em relação a perda de vida útil provocada por descargas profundas.

Neste trabalho, será proposto um método que considera o problema relativo à perda da vida útil das baterias. A solução procurada considerará fatores e restrições para

evitar diminuir a vida útil da bateria. Como técnicas usadas neste trabalho estarão a limitação do estado de carga e uma penalização pelo uso da bateria (que contribuirá para evitar a diminuição da vida útil). Estas técnicas serão discutidas no Capítulo 3.

As considerações descritas foram feitas visando que a bateria seja alocada de forma a atender aos objetivos da otimização, porém preservando a vida útil do equipamento para que o proprietário do sistema não tenha que substituir o BESS prematuramente, uma vez que este é um equipamento oneroso financeiramente.

Figura 1: Profundidade de descarga em relação ao número de ciclos



Fonte: Oliveira (2018)

2.5 REPRESENTAÇÃO DAS BATERIAS NO FLUXO DE POTÊNCIA E CONSIDERAÇÃO SOBRE A VARIAÇÃO DO CARREGAMENTO

Neste trabalho as baterias serão modeladas como cargas de potência constante. Sendo assim, durante o processo de carga ocorrerá o consumo de potência ativa, enquanto no processo de descarga a bateria se comportará como uma carga de potência ativa negativa que fornece potência a rede.

No que diz respeito as perdas internas das baterias, estas serão modeladas em duas componentes. A primeira é referente a eficiência do carregamento e, neste caso, serão utilizados valores multiplicativos para representar estas perdas. A segunda é referente as

perdas por autodescarga e estas serão modeladas através de resistências conectadas em paralelo com as baterias. É importante salientar que, para alguns casos, na seção de resultados, as perdas internas, de autodescarga e de eficiência, não serão consideradas por questões de comparações para verificar exatamente os impactos destas considerações na solução ótima encontrada.

Neste trabalho, serão utilizadas curvas de cargas para representar a variação do carregamento dos sistemas elétricos. Esta é uma característica muito importante dos sistemas de distribuição e precisa ser considerada na avaliação de metodologias de atuação de sistemas com baterias.

2.6 SÉRIES TEMPORAIS QUASE ESTÁTICAS (*QUASI-STATIC TIME SERIES*)

Devido às características inerentes das baterias, é necessário utilizar um método que consegue tratar que o estado de uma determinada variável em um instante de tempo t , depende do estágio de tempo anterior, $t - 1$. Este acoplamento temporal bem como o procedimento utilizado para tratá-lo no problema deste trabalho serão discutidos a seguir.

As variáveis que impactam no estado de carga da bateria (SOC) são acopladas temporalmente com o estágio anterior, na medida em que a condição inicial de um intervalo depende da condição final do estágio anterior. Isto se repete para toda a sequência de operações. Não há como descarregar uma bateria que já estava “sem carga” ou carregar uma bateria que já estava “cheia”, para exemplificar. O que se pode permitir de carga ou descarga em um intervalo de tempo depende da situação anterior.

O método utilizado para tratar esta dependência temporal escolhido foi o das Séries Temporais Quase Estáticas ou QSTS (do inglês: *Quasi-Static Time Series*). A implementação deste método consiste basicamente na resolução de uma série sequencial de fluxos de potência no sistema de distribuição estudado em que a solução de um determinado estágio depende de parâmetros do estágio anterior.

Desta forma, o método permite a aproximação de um sistema dinâmico por vários intervalos de tempo discretos nos quais um fluxo de potência é solucionado em cada intervalo. Portanto, possibilita-se, segundo Bastos (2015), a observação de variações de

SOC, geração e até mesmo a mudança de parâmetros em alguns equipamentos que compõem o sistema, como os tapes dos reguladores de tensão.

O uso do QSTS neste trabalho se justifica pois o método representa de forma aceitável os sistemas de distribuição nos quais as condições operativas mudem lentamente em comparação com o intervalo de tempo de discretização. Ressalta-se que o objetivo desta dissertação é a alocação e operação otimizada do BESS para melhorar as perdas do sistema de distribuição, onde os transitórios rápidos e variações momentâneas de potência não necessitam ser analisadas e, desta forma, a aplicação do QSTS é adequada.

A Figura 2 mostra uma representação da aplicação do QSTS com as injeções de potência que são dependentes da energia armazenada na bateria em cada instante de tempo, no exemplo $n = 3$ (3 intervalos de tempo analisados).

Como a variável utilizada para representar o acoplamento temporal foi a potência da bateria, vale salientar que as análises referentes a outros limites operacionais como, por exemplo, o SOC, foram feitas dentro problema de otimização, que será descrito no próximo capítulo. As equações dos fluxos de potência, que deverão ser respeitadas, também estarão descritas com maiores detalhes na formulação matemática do problema, no item 3.1.

Com relação a questão da limitação dos estados de carga, adianta-se que caso o algoritmo desenvolvido identifique uma violação da restrição de estado de carga, a solução em questão será penalizada, de forma que os fluxos de potência não precisem ser resolvidos. Este procedimento será adotado para que o algoritmo fique mais eficiente computacionalmente. Sendo assim, a representação mostrada na Figura 2 refere-se a uma solução viável, ou seja, que atende os limites impostos pelas restrições do problema de otimização.

Figura 2: Representação do QSTS com Dependência do SOC da Bateria



Fonte: Elaborado pela Autora

2.6.1 MODELAGEM DAS PERDAS POR AUTODESCARGA

O modelo de perdas por autodescarga utilizado neste trabalho foi baseado em cargas do tipo impedância constante do modelo ZIP conforme apresentado nas equações (2. 2) e (2. 3). A seguir será apresentada uma descrição deste modelo.

$$P_{aut,f}^t = P_{ini} \left(a_0 + a_1 \left(\frac{V_b^t}{V_{0,b}} \right) + a_2 \left(\frac{V_b^t}{V_{0,b}} \right)^2 \right) \quad (2. 2)$$

$$Q_{aut,f}^t = Q_{ini} \left(b_0 + b_1 \left(\frac{V_b^t}{V_{0,b}} \right) + b_2 \left(\frac{V_b^t}{V_{0,b}} \right)^2 \right) \quad (2. 3)$$

Onde:

$P_{aut,f}^t$ representa as perdas ativas por autodescarga, em kW, para um determinado valor de tensão na bateria f no final do intervalo de tempo t ;

P_{ini} é o parâmetro potência ativa, dado em kW, do modelo ZIP e é definido, neste trabalho, como a potência ativa referente a autodescarga da bateria. Logo $P_{ini} = 0,01abs(P_n)$. Sendo P_n a potência que entra ou sai da bateria no final do intervalo de tempo n e dada em kW. O valor 0,01 refere-se a uma autodescarga considerada com o valor de 1%;

a_0 é o coeficiente de potência constante. Neste trabalho $a_0 = 0$;

a_1 é o coeficiente de corrente constante, utilizou-se $a_1 = 0$;

a_2 é o coeficiente de impedância constante e como desejou-se modelar o componente com comportamento resistivo, $a_2 = 1$;

V_b^t é a tensão do nó b no final do intervalo de tempo t , dada em kV;

$V_{0,b}$ é a tensão nominal do nó b , dada em kV;

$Q_{aut,f}^t$ representa as perdas reativas, dadas em kvar, que neste trabalho, será zero;

Q_{ini} é um valor de potência reativa, dado em kvar, necessário para a definição do modelo. Neste trabalho, $Q_{ini} = 0$;

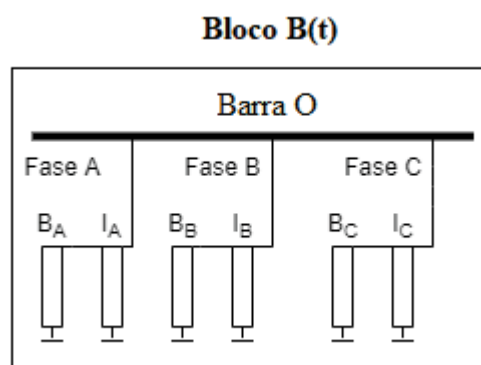
b_0 é o coeficiente de potência constante. Neste trabalho $b_0 = 0$;

b_1 é o coeficiente de corrente constante, utilizou-se $b_1 = 0$;

b_2 é o coeficiente de impedância constante e $b_2 = 0$.

Resumidamente, as equações (2. 2) e (2. 3) foram usadas para a inserção de uma carga resistiva por fase no OpenDSS com o intuito de modelar as perdas por autodescarga. A Figura 3 representa como foi feita esta representação. Seja uma barra trifásica O, conforme mostrada na Figura 3. Nas fases A, B e C desta barra são conectados dois elementos B_A e I_A (fase A). O elemento B_A representa a bateria alocada na fase A e I_A representa as perdas por autodescarga da bateria que é modelada como sendo uma carga do tipo impedância constante.

Figura 3: Representação da Modelagem de Perdas Internas, Bloco B(t)



Fonte: Elaborada pela Autora

O elemento B_A é modelado através de um elemento do tipo carga potência constante (neste caso, $a_0 = 1$), podendo assumir valores positivos ou negativos, pois este componente tem a função de representar a potência que a bateria absorve ou fornece no final do intervalo de tempo t .

2.6.2 MODELAGEM DA ENERGIA NA BATERIA

As perdas por eficiência nas baterias, durante as operações de carga ou descarga são representadas pelo coeficiente η conforme discutido em Oliveira (2018). A equação (2. 4) mostra a equação de carregamento da bateria quando a potência P_n é positiva, enquanto (2. 5) mostra a equação de descarga da bateria, ou seja, quando P_n é negativa.

$$E_{f,t} = E_{f,t-1} + P_n * t_d * \eta \quad (2. 4)$$

$$E_{f,t} = E_{f,t-1} + (P_n * t_d)/\eta \quad (2.5)$$

Onde:

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

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

P_n é a potência, dada em kW, que entra ou sai da bateria no final do intervalo de tempo n. No processo de carga, P_n é positivo, enquanto no processo de descarga P_n é negativo;

η é a eficiência da bateria;

t_d indica a discretização adotada na curva de cargas. Neste trabalho será considerada $t_d = 1h$.

Ambas as equações mostradas se referem a energia armazenada na bateria no final de um instante de tempo t. As demais equações serão detalhadas na seção 3.1.

2.6.3 MODELAGEM DAS PERDAS POR EFICIÊNCIA

As perdas internas das baterias por eficiência em função de P_n podem ser calculadas por (2. 6) para o processo de carga e por (2. 7) para o processo de descarga. Ressalta-se que as equações abaixo foram empregadas quando as perdas internas da bateria foram consideradas, o que será abordado detalhadamente no Capítulo 4.

$$P_{ef,f}^t = (1 - \eta)P_n \quad (2.6)$$

$$P_{ef,f}^t = P_n - \frac{P_n}{\eta} \quad (2.7)$$

Onde:

$P_{ef,f}^t$ indica as perdas por eficiência da bateria f, no final do intervalo de tempo t, dadas em kW.

3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Neste capítulo será apresentada a formulação matemática do método proposto para otimização da alocação e gerenciamento de BESS. Também será apresentada a técnica utilizada para resolver o problema da otimização não-linear inteira mista formulada.

3.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

No problema de otimização a ser solucionado neste trabalho será realizada a alocação de BESS monofásicos, onde a localização e a operação (momentos e valores de carga/descarga) são as variáveis de decisão da formulação proposta.

Foi desenvolvida uma formulação matemática para alocação de baterias visando a minimização das perdas de energia elétrica respeitando os limites operacionais destes equipamentos e considerando também a preservação de sua vida útil.

O problema de otimização é definido matematicamente pelas equações (3. 1)- (3. 17) as variáveis envolvidas serão descritas e detalhes das equações serão explicadas na sequência.

$$\min Fob = Fat_{vida} + Fat_{perdas} + Fat_{SOC} \quad (3. 1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{b=1}^{N_{bus,1}} \Delta P_{t,b} = 0 \quad (3. 2)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{b=1}^{N_{bus,2}} \Delta Q_{t,b} = 0 \quad (3. 3)$$

$$E_{f,t} = E_{f,t-1} + P_n * t_d * \eta, \text{ se } P_n > 0 \text{ ou } E_{f,t} = E_{f,t-1} + (P_n * t_d)/\eta, \text{ se } \quad (3. 4)$$

$P_n < 0$. Processos de carga ou descarga, respectivamente.

$$SOC_t = E_{f,t}/E_n \quad (3.5)$$

$$|P_n| \leq P_{f,t,MAX} \quad (3.6)$$

$$V_{min} \leq V_b^t \leq V_{max} \quad (3.7)$$

Sendo:

$$Fat_{vida} = k * Pen_{vida} * Dias * \frac{Custo_{bat,med}}{N_{ciclos,med}} \quad (3.8)$$

$$Pen_{vida} = \sum_{f=1}^{nbat} \sum_{t=1}^T abs\left(\frac{\Delta E_{t,f}}{\Delta E_{max}}\right) \quad (3.9)$$

$$Fat_{perdas} = Custo_{perdas} * Perdas * Dias \quad (3.10)$$

$$Fat_{SOC} = M. abs(\Delta SOC), \text{ se } SOC < SOC_{min} \text{ ou } SOC > SOC_{max}, \text{ se não} \quad (3.11)$$

$$Fat_{SOC} = 0.$$

$$Perdas = P_{sist} + P_{int} \quad (3.12)$$

$$P_{int} = P_{aut} + P_{ef} \quad (3.13)$$

$$P_{aut} = \sum_{f=1}^{nbat} \sum_{t=1}^T P_{aut,f}^t \quad (3.14)$$

$$P_{ef} = \sum_{f=1}^{nbat} \sum_{t=1}^T P_{ef,f}^t \quad (3.15)$$

$$\Delta P_{t,b} = P_{b,t}^{esp} + P_{bat,b} - P_{b,t}^{calc}(V_b^t, \theta_b^t) \quad (3.16)$$

$$\Delta Q_{t,b} = Q_{b,t}^{esp} - Q_{b,t}^{calc}(V_b^t, \theta_b^t) \quad (3.17)$$

Onde:

Fob é a função objetivo do problema de otimização, dada em reais;

Fat_{vida} é o fator, em reais, que avalia a vida útil das baterias;

Fat_{perdas} é o fator, em reais, que avalia as perdas de energia elétrica;

Fat_{SOC} é o fator, em reais, que avalia o estado de carga das baterias;

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

$N_{bus,1}$ é o número de barras PQ e PV do sistema elétrico;

$\Delta P_{t,b}$ é o resíduo de potência ativa no final do intervalo de tempo t , no nó b .

$N_{bus,2}$ é o número de barras PQ do sistema elétrico;

$\Delta Q_{t,b}$ é o resíduo de potência reativa no final do intervalo de tempo t , no nó b ;

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

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

P_n é a potência, em kW, que entra ou sai da bateria no final do intervalo de tempo n .

η é a eficiência da bateria;

t_d indica a discretização adotada na curva de cargas. Neste trabalho será considerada $t_d = 1h$;

E_n é a capacidade nominal e deve ser expressa em kWh;

SOC_t é o estado de carga expresso no fim do instante de tempo t ;

$P_{f,t,MAX}$ é a potência máxima, em kW, que poderia entrar ou sair da bateria no final do instante de tempo t , ou seja, é a taxa máxima de carga ou descarga da bateria no intervalo de tempo t ;

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

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

k é a constante variada para análise da relação entre preservação de vida útil e minimização de perdas;

Pen_{vida} é a penalização devido a vida útil;

$Dias$ é o número de dias considerado;

$Custo_{bat,med}$ é o custo médio, em reais, da bateria alocada;

$N_{ciclos,med}$ é o número médio de ciclos da bateria alocada. Trata-se de um valor médio, pois na Tabela 2 tem-se um intervalo de valores para cada bateria. O valor utilizado neste trabalho foi a média entre estes extremos.

$nbat$ é o número de baterias monofásicas alocadas;

$\Delta E_{t,f}$ é a energia, em kWh, absorvida ou fornecida pela bateria f no final do intervalo de tempo t ;

ΔE_{max} é a energia, em kWh, máxima que as baterias seriam capazes de absorver ou fornecer;

$Custo_{perdas}$ é o custo, em reais, de perdas de energia elétrica;

$Perdas$ são as perdas, em MW, de energia elétrica;

M é um custo, em reais, ajustado no algoritmo para realizar penalização caso a solução ultrapasse os limites de SOC;

ΔSOC indica quanto a solução ultrapassou os limites de SOC;

SOC_{min} é o limite inferior de SOC considerado;

SOC_{max} é o limite superior de SOC considerado;

P_{sist} são as perdas de energia elétrica do SD, em MW;

P_{int} são as perdas internas das baterias, em MW;

P_{aut} são as perdas por autodescarga, em MW;

P_{ef} são as perdas por eficiência, em MW;

$P_{aut,f}^t$ são as perdas ativas por autodescarga, em kW, para um determinado valor de tensão na bateria f no final do intervalo de tempo t , sendo descrita no item 2.6 deste trabalho;

$P_{ef,f}^t$ são as perdas por eficiência da bateria f no final do intervalo de tempo t , sendo descrita no item 2.6 deste trabalho e dadas em kW;

$P_{bat,b}$ é a potência total fornecida ou absorvida pela bateria conectada ao nó b , dada em kW;

$P_{b,t}^{esp}$ é a potência especificada da carga no intervalo de tempo t , nó b , dada em kW;

$P_{b,t}^{calc}$ é a potência injetada no nó b pelos alimentadores ou transformadores de distribuição no intervalo de tempo t , dada em kW;

θ_b^t é a fase da tensão no nó b , no intervalo de tempo t ;

V_b^t é a tensão do nó b no final do intervalo de tempo t , dada em kV;

$Q_{b,t}^{esp}$ é a potência reativa especificada da carga no intervalo de tempo t , nó b , dada em kvar.

$Q_{b,t}^{calc}$ é a potência reativa injetada no nó b pelos alimentadores ou transformadores de distribuição no intervalo de tempo t , dada em kvar;

A função objetivo do problema de otimização proposto é dada pela equação (3. 1). Como pode ser observado, a função objetivo é composta por três parcelas que serão descritas separadamente:

A parcela Fat_{vida} representa um custo associado aos ciclos de carga e descarga da bateria, onde impactam profundidades dos ciclos definidos na operação e parâmetros de custo e vida útil da própria bateria em análise, ou seja, faz uma ponderação relativa a vida útil da bateria.

Além disso, a parcela Fat_{vida} contabiliza o custo da variação do nível de carregamento da bateria em relação a sua vida útil e é descrita conforme a equação (3. 8) sendo composta de quatro fatores.

O primeiro fator, k , é uma variável de ajuste e também usada em testes (conforme será visto no próximo capítulo). O valor de k igual a zero indica que os custos dos ciclos de carga e descarga não serão considerados. O valor de k igual a um indica que será considerado o custo integral. Outros valores podem ser utilizados para descobrir o valor de troca (*trade-off*), ou seja, qual o valor da relação de custo de vida útil/ciclos, em que o uso da bateria deixa de ser indicado, para o objetivo da otimização proposta

O segundo fator, Pen_{vida} , calcula a variação de carregamento das baterias em relação a energia máxima que a bateria é capaz de entregar ou absorver durante um determinado período conforme indicado pela equação (3. 9). O módulo do coeficiente $\Delta E_{t,f}/\Delta E_{max}$, pondera estes efeitos. Isso é feito para $1 \leq t \leq T$ e as contribuições de todas as baterias são somadas e levadas em consideração em (3. 8). Valores maiores de Pen_{vida} significam que as baterias tiveram uma maior perda de vida útil nesta análise. Além disso, o módulo utilizado na expressão deve-se ao fato de que $\Delta E_{t,f}$ pode assumir valores negativos ou positivos.

O terceiro fator é o número de dias que é considerado para alterar o período da análise realizada.

O quarto fator calcula o custo monetário referente a um ciclo completo de carga/descarga da bateria. Este fator é calculado considerando o custo médio das baterias em análise e o número de ciclos médio destes equipamentos. Em conformidade com a Tabela 2, mostrada no Capítulo 2, utilizou-se os valores da referência Hu *et al* (2017) como base. Porém, como os autores expressam um intervalo de valores para cada parâmetro, no presente algoritmo utilizou-se a média entre estes extremos.

Considera-se que as equações (3. 8) e (3. 9) são contribuições originais do trabalho.

A parcela Fat_{perdas} representa o custo das perdas de energia elétrica por efeito Joule totais.

Ressalta-se que a variável $Perdas$, equação (3. 12), possui dois fatores: um relacionado as perdas de energia elétrica do SD (P_{sist}) e uma parcela referente as perdas internas da bateria (P_{int}). Quando as perdas internas são desconsideradas, basta fazer $P_{int} = 0$.

Em relação as equações (3. 14) e (3. 15) que são as parcelas das perdas internas, ressalta-se que quando as perdas por autodescarga e por eficiência são consideradas, estas são calculadas conforme (2. 2), (2. 6) e (2. 7). Estas devem ser somadas em todos os instantes de tempo e para todas as baterias alocadas.

A parcela Fat_{SOC} busca impor a operação de SOC dentro de limites. É comum a adoção de SOC em intervalos rígidos do tipo [20 90]%, como por exemplo em Oliveira (2018), por questões operacionais e de vida útil da bateria. Neste trabalho optou-se por permitir a excursão do SOC dentro do intervalo [0 100]%, porém penalizando ultrapassagens abaixo de 20% e acima de 90% por exemplo. Isto foi feito porque na modelagem proposta existe um outro fator Fat_{vida} que contribui para a manutenção da vida útil da bateria, e tende a limitar as excursões muito profundas de SOC, buscando manter a vida útil da bateria. Percebe-se que a presente modelagem caso use a possibilidade total da excursão do SOC permitiria pequenas extrapolações, mesmo que penalizadas, em relação ao mais comumente utilizado que é a restrição rígida. Estas pequenas extrapolações caso permitidas podem melhorar os resultados em relação a perdas. Percebe-se também, em (3. 11), que para penalizar a operação fora dos limites [20 90]%, um custo M é multiplicado pela ultrapassagem em relação a estes limites.

As equações (3. 2) e (3. 3) correspondem as restrições do fluxo de potência que é resolvido para os intervalos de tempo de 1 a T . Para cada intervalo de tempo t , a carga em cada nó poderá assumir um valor distinto e constante. Estes valores são informados através de uma curva de carga.

Os valores de injeção de potência da bateria alocada em um nó b no intervalo t ($P_{bat,b}$) são variáveis de decisão do problema e sua dependência com $\Delta P_{t,b}$ é especificada em (3. 16). Já em (3. 17) explicitou-se $\Delta Q_{t,b}$ e sua dependência com $Q_{b,t}^{esp}$ e $Q_{b,t}^{calc}$.

A equação (3. 4) atualiza o valor da energia armazenada na bateria no instante $t - 1$ considerando a eficiência da bateria e a potência demandada no intervalo de tempo t . Ressalta-se também que este parâmetro é calculado de maneira diferente nos processos de carga e descarga conforme salientado.

A equação (3. 5) calcula o SOC da bateria no final do intervalo de tempo t .

A equação (3. 6) define que a potência demandada ou absorvida pela bateria no intervalo de tempo t não seja maior que a potência máxima permitida.

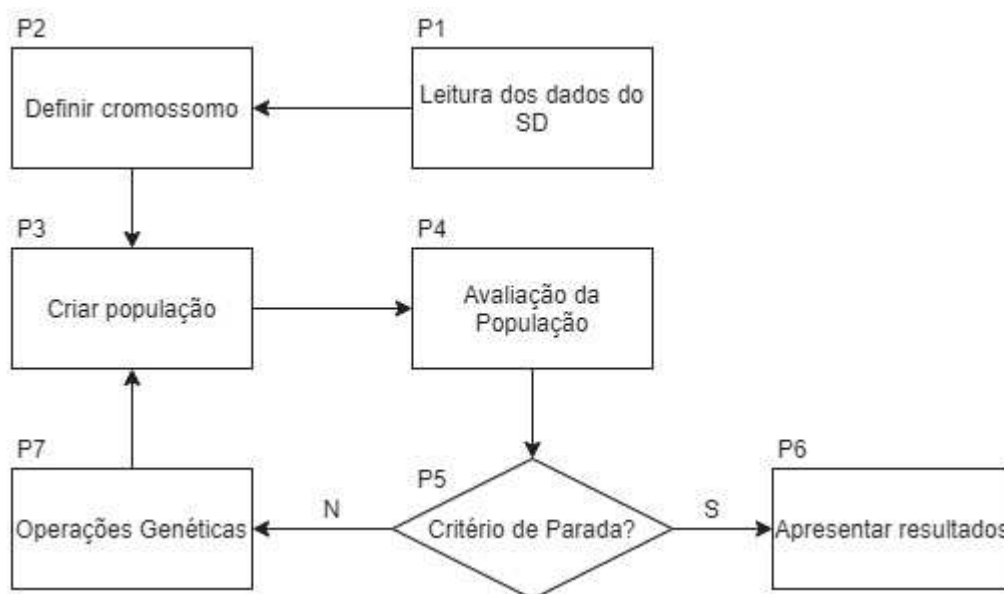
A equação (3. 7) define que a tensão deve estar entre os valores V_{min} e $V_{máx}$, por exemplo 0,9 p.u e 1,05 p.u., que são os limites mínimo e máximo adotados nas simulações em que esta restrição é habilitada. A ultrapassagem destas restrições é penalizada na avaliação do cromossomo.

3.2 SOLUÇÃO DO PROBLEMA UTILIZANDO AG

O problema de otimização apresentado na seção anterior é de natureza não-linear com variáveis contínuas e discretas, possuindo acoplamento temporal. Para este tipo de problema não há ferramentas analíticas para sua solução em sistemas de grande porte. Desta forma, decidiu-se utilizar um AG como método de solução. A escolha do AG tem como base que este método consegue encontrar boas soluções em problemas desta natureza, conforme salientado no trabalho de Oliveira (2018).

Nesta seção será mostrada a estrutura adaptada do AG para a solução do problema apresentado na seção anterior. O fluxograma do método proposto é apresentado na Figura 4. Os passos serão descritos em mais detalhes na sequência.

Figura 4: Fluxograma do Método Proposto



Fonte: Elaborada pela Autora

3.2.1 LEITURA DOS DADOS DO SD – P1

Neste passo é realizada a inicialização das variáveis. São definidas as curvas de carga e os dados elétricos do SD. Também são indicadas as barras possíveis de alocação de baterias, as diversas capacidades nominais dos BESS, a energia inicial armazenada nas baterias e os valores de SOC_{min} e SOC_{max} , referentes a (3. 11).

O valor M de (3. 11) também é um parâmetro de entrada, e executou-se o código algumas vezes com intuito de ajuste deste valor, porém, este será apresentado nos resultados.

Para fins de comparação no algoritmo, no passo P1 são também calculadas as perdas de energia elétrica para o caso base, ou seja, sem a alocação de baterias e com a curva de carga já definida.

3.2.2 DEFINIR CROMOSSOMO – P2

Neste passo define-se os cromossomos para solucionar o problema.

Conforme mencionado anteriormente, os sistemas serão resolvidos para curvas de carga de 24 horas, com intervalo de 1h, alocando-se baterias monofásicas com valores independentes por fase em uma determinada barra. Porém, a modelagem definida também permite representar baterias trifásicas, desde que o controle seja independente por fase.

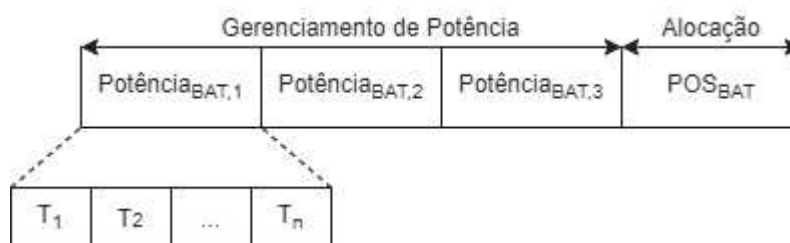
A estrutura dos cromossomos utilizada neste trabalho é mostrada na Figura 5.

Para fins de exemplo, o cromossomo mostra a operação de três baterias monofásicas alocadas em uma barra em um sistema operando por T_n horas. Este cromossomo é repetido em caso de alocação de mais baterias. Note que três baterias são alocadas na mesma barra (fases A, B, C) com operações independentes.

Os primeiros genes contêm os valores de potência ativa que a bateria fornece ou absorve do sistema em cada intervalo de tempo, neste caso, até T_n intervalos. Como seus valores são inicialmente sorteados pelo AG e depois são recalculados pelos mecanismos (seleção, mutação, elitismo) do AG, é necessário a constante verificação das restrições, como por exemplo, do SOC, de forma a respeitar capacidade da bateria. Esta verificação é feita na Avaliação de Cromossomo (P4).

No que diz respeito a alocação das baterias, optou-se por realizar em uma barra trifásica tal que a primeira bateria seja alocada na fase A, a segunda na fase B e a terceira na fase C. Sendo assim, a dimensão do cromossomo da Figura 5 é dada pela equação (3.18).

Figura 5: Cromossomo Utilizado



Fonte: Elaborada pela Autora

$$\dim = 3 * T_n + 1 \quad (3.18)$$

3.2.3 CRIAR POPULAÇÃO – P3

Para compor a primeira população do problema, os genes que formam os cromossomos são sorteados aleatoriamente. Já, a partir da segunda iteração a população é atualizada de acordo com a avaliação dos parâmetros do AG cujas taxas serão explicitadas em P7.

Neste trabalho, o tamanho da população foi determinado através de testes e o valor utilizado foi de 200 indivíduos, pois este valor representou satisfatoriamente o problema em questão.

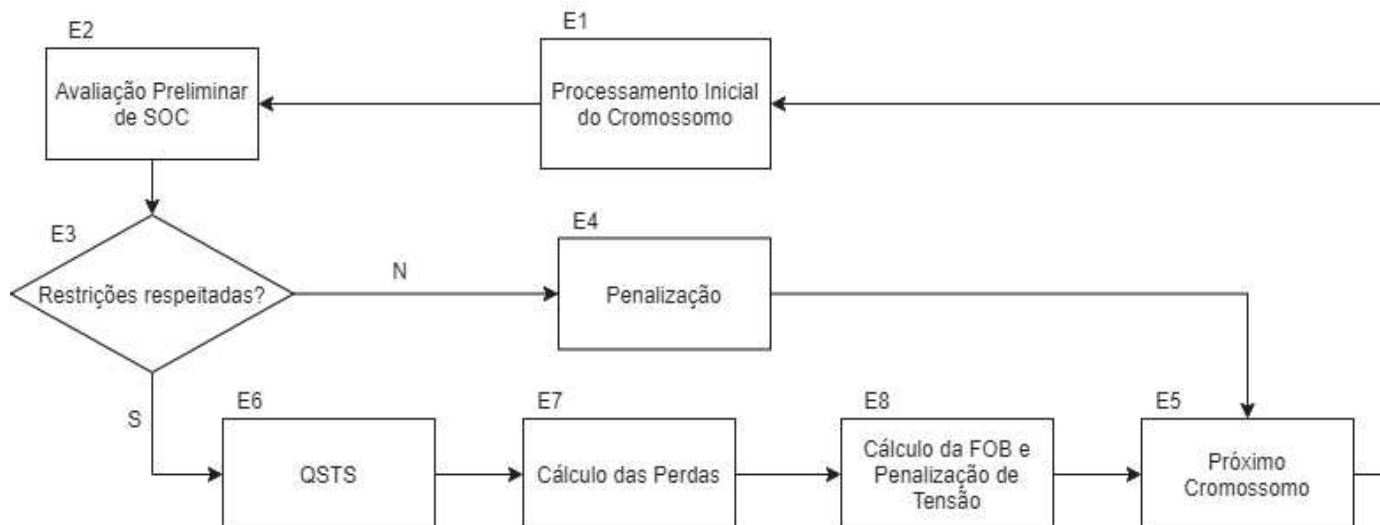
3.2.4 AVALIAÇÃO DA POPULAÇÃO – P4

Neste passo, os cromossomos da população são avaliados de acordo com a formulação matemática discutida no Capítulo 3.

A Figura 6 mostra a estrutura de avaliação da população, conforme as etapas a seguir discutidas.

Em E1, um cromossomo recebe um processamento inicial, seus genes são avaliados para retirada de informações para o fluxo de potência. Nesta etapa é avaliada a barra de alocação da bateria. Como trata-se de diferentes candidatas, a bateria pode possuir tensão nominal diferente de acordo com a barra em que será alocada. E definiu-se que a tensão nominal da bateria seria considerada a tensão nominal de fase da barra de alocação, por exemplo, caso a alocação ocorra em uma barra de tensão nominal de 4,16 kV, como trata-se de baterias monofásicas, 2,40 kV será a tensão nominal das baterias.

Figura 6: Avaliação da População



Fonte: Elaborada pela Autora

Na etapa E2, é feita uma avaliação preliminar dos estados de carga da bateria. Esta avaliação não é precisa com relação aos limites reais de SOC pois é feita a partir das injeções ou retiradas de potência indicadas nas sequencias de genes do cromossomo, sem considerar por exemplo perdas internas. Porém, esta pré avaliação de SOC é importante para descartar cromossomos inviáveis, para evitar seu processamento desnecessário. Por exemplo, um cromossomo cujo gene indica descarregar uma bateria já com SOC igual a zero não precisa ser avaliado no fluxo de potência e demais análises.

Em E3, verifica-se se as restrições de estado de carga no intervalo [0 100]% foram obedecidas para todos os intervalos de tempo.

Caso haja alguma violação, o cromossomo é enviado para a etapa E4 onde é penalizado e não participará da avaliação na FOB. Parte-se então para outro cromossomo na etapa E5.

Caso as restrições de estado de carga sejam respeitadas, prossegue-se para a etapa E6, onde são calculados os fluxos de potência de acordo com o QSTS, especificado no item 2.6 do Capítulo 2.

Na etapa E7, calcula-se as perdas de energia elétrica, uma vez que já foram obtidos os resultados dos fluxos de potência para todos os intervalos de tempo considerados.

Na etapa E8, calcula-se a função objetivo descrita em (3. 1), avaliando o cromossomo pela FOB. E prossegue-se para um novo cromossomo.

O processo de avaliação é realizado em todos os cromossomos da população até que a convergência seja alcançada.

3.2.5 CRITÉRIO DE PARADA – P5

O critério de parada utilizado neste trabalho foi o tempo computacional, de uma hora por execução associado ao parâmetro estagnação, que será mostrado na Tabela 3. Outro procedimento adotado para melhorar a convergência foi que após cada execução do método, a solução obtida pelo AG era inserida na população inicial e o sistema era executado novamente para a mesma constante. Por exemplo, se $k = 1$ e obteve-se a solução S_1 , inserindo-a na população inicial e rodando o sistema novamente para $k = 1$, obtém-se S_2 e assim sucessivamente até a obtenção de S_3 que será a solução mostrada no Capítulo 4 **Error! Bookmark not defined.**. Sendo assim, executou-se o AG três vezes sequencialmente para obtenção de cada resultado mostrado a seguir.

Quanto a taxa de estagnação utilizada, esta foi diferente para cada sistema e será mostrada a na Tabela 3, juntamente com os SD. Isso porque, como havia mais soluções inviáveis do que soluções que satisfizessem as restrições, o programa poderia convergir erroneamente para uma solução penalizada caso se estagnasse prematuramente. Portanto, este parâmetro foi ajustado de acordo com cada sistema.

Tabela 3: Parâmetro Estagnação

Caso	Sistema	Taxa de Estagnação - Gerações
I	Didático Barras	300
II	IEEE 13 Barras	700
III	IEEE 34 Barras	900
IV	IEEE 123 Barras	900

Fonte: Elaborada pela Autora

3.2.6 APRESENTAR RESULTADOS – P6

Nesta etapa são apresentados os resultados obtidos com a execução do método, sendo estes a barra de localização das três baterias monofásicas, a definição da operação de cada bateria e o valor da função objetivo cuja composição permite visualizar as possíveis vantagens provenientes da alocação de baterias.

3.2.7 OPERAÇÕES GENÉTICAS – P7

Enquanto a convergência não é alcançada, os operadores genéticos de mutação e reprodução são aplicados com o intuito de gerar novas populações. Neste trabalho, o cruzamento utilizado foi o padrão da *toolbox* do MATLAB, ou seja, o cruzamento difuso, conforme explicitado no trabalho de Tahvonen e Niinimäki (2013).

Em relação a estrutura de mutação utilizada, esta foi feita de acordo com a função gaussiana de mutação disponibilizada como padrão do MATLAB. Neste processo, após o sorteio do gene que sofrerá a mutação, o valor que o preencherá é escolhido através de uma distribuição normal. Vale lembrar que o valor inserido está dentro dos limites escolhidos para este gene. A mutação gaussiana é discutida no trabalho de Matias (2008).

4. RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados resultados provenientes da aplicação do método proposto. As simulações determinarão a(s) barra(s) de alocação do(s) BESS e a curva de operação proposta de forma a minimizar as perdas considerando a preservação da vida útil.

4.1 CASOS ESTUDADOS

Os casos estudados neste trabalho são apresentados na Tabela 4. Nesta tabela também são apresentadas as tecnologias de baterias utilizadas nos respectivos estudos. A coluna “Parâmetros” apresentada na Tabela 4 indica se as perdas internas da bateria foram consideradas ou não.

Salienta-se que os valores utilizados para caracterizar as diferentes tecnologias de baterias são os provenientes da Tabela 2 deste trabalho.

Nas simulações foi considerada eficiência com $\eta = 0,98$, quando não indicado algo diferente.

O valor do custo M , utilizado em (3. 11) foi de 10^{20} reais.

Registra-se que como o objetivo principal dos testes era verificar o impacto da consideração do custo relativo aos ciclos de carga e descarga da bateria, não será limitada a energia da bateria ao final do ciclo.

4.1.1 CURVA DE CARGAS

Em todas as simulações a carga foi modelada através de curvas de cargas estáticas. A Figura 7 mostra a curva de carga normalizada utilizada em relação a carga do caso base para formar as curvas para as 24 horas de funcionamento dos SDs estudados nesta dissertação.

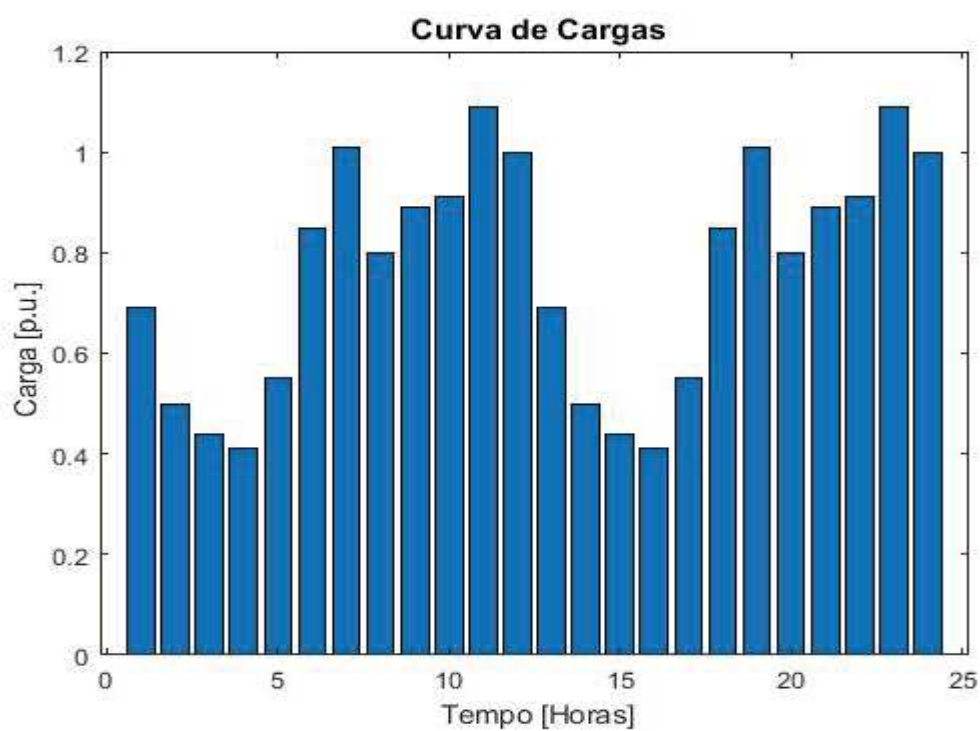
Salienta-se que a curva de carga impactará no gerenciamento da bateria e, portanto, em seu estado de carga em cada intervalo de tempo.

Tabela 4: Casos Simulados

Caso	Sistema	Tipo de Bateria	Parâmetros
I	Didático 4 Barras	Chumbo-Ácido e Lítio-Íon	Sem Perdas Internas
II	IEEE 13 Barras	Chumbo-Ácido e Lítio-Íon	Sem Perdas Internas
III	IEEE 34 Barras	Lítio-Íon	Sem/Com Perdas Internas
IV	IEEE 123 Barras	Lítio-Íon	Sem/Com Perdas Internas

Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 7: Curva de Cargas Normalizada Utilizada nas Simulações



Fonte: Elaborada pela Autora

4.1.2 PARÂMETROS DO AG

O AG foi executado três vezes para cada caso testado, onde na população inicial da execução subsequente, o melhor indivíduo da execução anterior foi inserido.

A taxa de estagnação foi ajustada de acordo com cada caso simulado. Isso devido à presença de muitas soluções inviáveis no problema de otimização. Os ajustes desta taxa foram mostrados na Tabela 3.

Os valores utilizados para os demais operadores genéticos estão dispostos, resumidamente, na Tabela 5.

Tabela 5: Parâmetros do AG

Parâmetro	Valor
Função de mutação	Gaussiana
Taxa de reprodução	80%
Elitismo	10 indivíduos
Tamanho da população	200 indivíduos

Fonte: Elaborada pela Autora

No que diz respeito ao fator $Custo_{perdas}$ mostrado na equação (3. 10), o valor utilizado foi de 500 reais por MWh.

O custo das baterias em dólares foi convertido para reais (1US\$ = 5,84R\$). Sendo assim, na Tabela 6, são apresentados o número de ciclos considerados bem como o custo das diferentes baterias testadas. Ressalta-se que os valores de $Custo_{bat,med}$ e $N_{ciclos,med}$ provém da média dos valores explicitados em Hu *et al*, 2017.

Tabela 6: Parâmetros Utilizados

	Chumbo-Ácido	Lítio-Íon
$Custo_{bat,med}$	200 US\$/kWh	1400 US\$/kWh
$N_{ciclos,med}$	600	5500

Fonte: Elaborada pela Autora

Para os casos a seguir apresentados, será realizada a alocação e a definição da operação de um BESS, com determinada capacidade nominal e um determinado SOC inicial. Isso será realizado de maneira otimizada, atendendo as restrições impostas na formulação, visando reduzir as perdas de energia elétrica do sistema e buscando preservar a vida útil das baterias.

As simulações foram realizadas em um computador com processador Intel Core i5, 2,5 GHz, 8 GB de memória RAM, utilizando o sistema operacional Windows 10, utilizando o MATLAB R2017b e o OpenDSS versão 7.6.5.42 (64 bits build).

4.2 CASO I – SIMULAÇÃO NO SISTEMA DIDÁTICO 4 BARRAS

Conforme pode ser observado na Figura 8, este sistema possui um transformador Y-Y abaixador cuja tensão nominal no lado de alta é 12,47 kV e no lado de baixa é de 4,16 kV, alimentando uma carga de 5400 kW com fator de potência 0,9 indutivo.

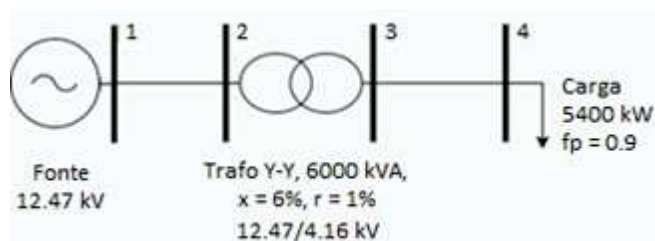
Para o presente sistema, será realizada a alocação de três baterias monofásicas de capacidade nominal 5000 kWh e, conforme, a Tabela 4, o método foi testado para as baterias de Chumbo-Ácido e de Lítio-Íon sem a consideração das perdas internas. Estas baterias a serem alocadas neste caso estão com capacidades relativamente altas pois neste caso o objetivo maior é verificar o comportamento do funcionamento das baterias e das variáveis do problema de otimização.

Os resultados serão apresentados seguir, da Figura 9 a Figura 12. A solução foi encontrada para uma análise diária, considerando 24 intervalos de 1 hora. Os valores obtidos se referem a melhor solução obtida após executar o AG três vezes conforme descrito em 3.2.5.

Para ambas as alocações otimizadas, uma para cada tipo de bateria, são mostrados os gráficos de *Perdas* e *Pen_{vida}* em função da variação do parâmetro *k*, proveniente de (3. 8). Em relação as barras de alocação, que também poderiam ser diferentes de acordo com o valor de *k*, os resultados são mostrados nas Tabela 7 e Tabela 8.

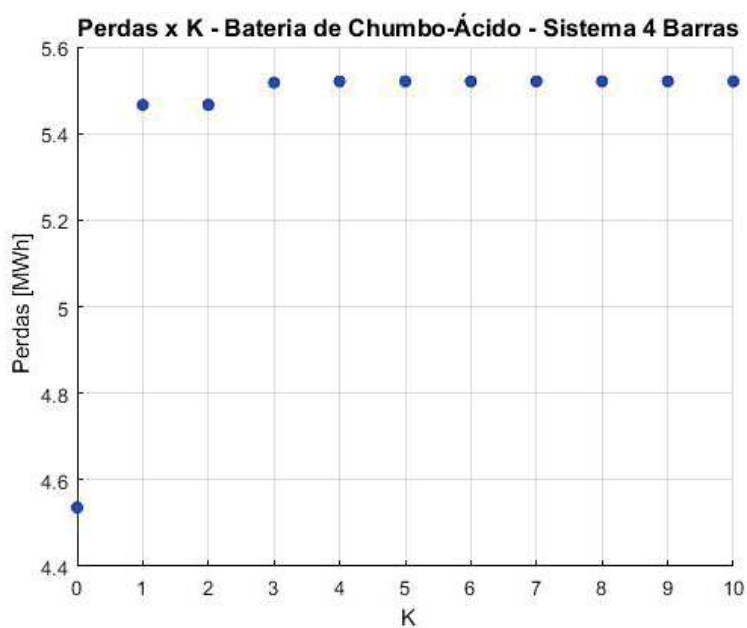
Salienta-se que a variação de $k = 0$ a $k = 10$, foi feita com o intuito de ilustrar a relação entre a vida útil das baterias e a redução de perdas obtida na otimização, pois o parâmetro k é utilizado para variar o peso da relação da preservação da vida útil em relação às perdas.

Figura 8: Sistema Didático 4 Barras



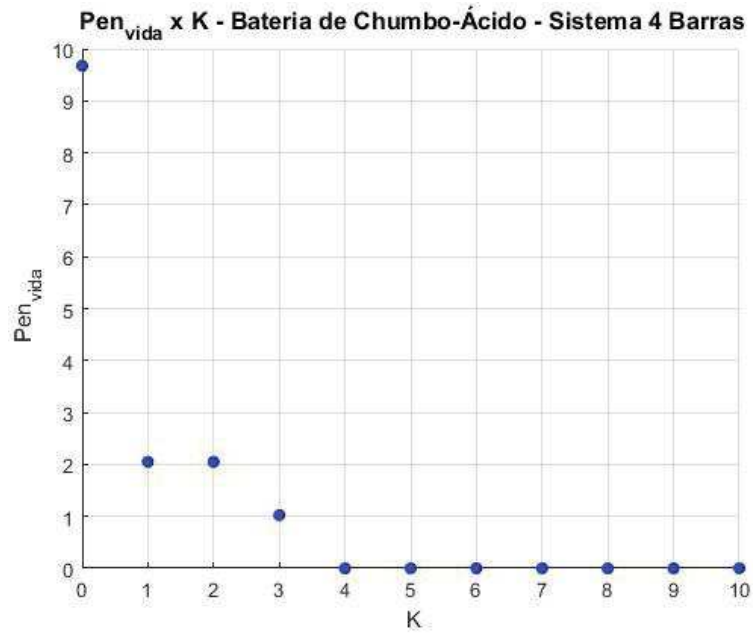
Fonte: OCTAVIANO *et al*, 2020

Figura 9: Perdas em relação a variação de k , Didático 4 Barras - Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido



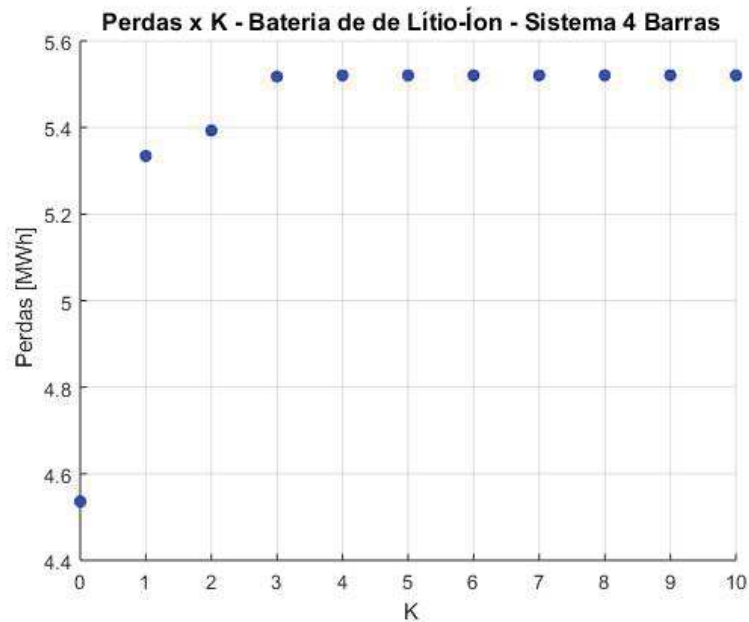
Fonte: OCTAVIANO *et al*, 2020

Figura 10: Penalização em relação a variação de k , Didático 4 Barras - Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido



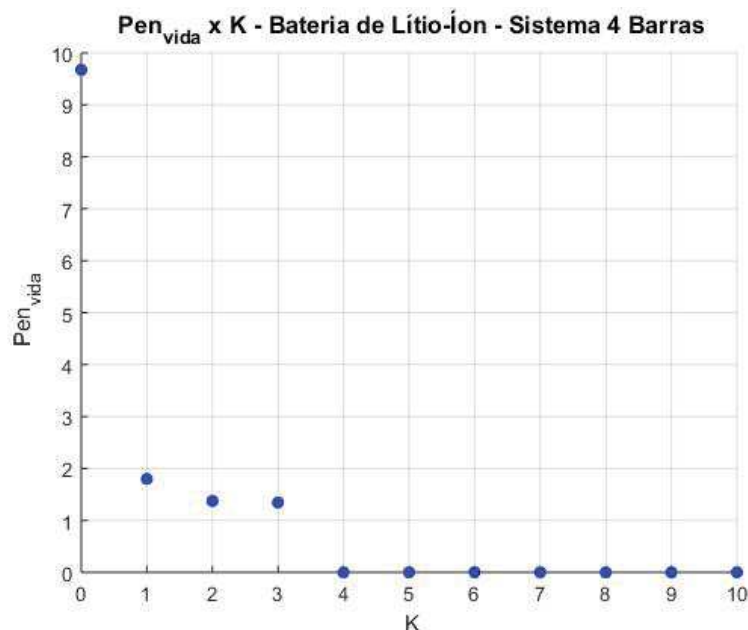
Fonte: OCTAVIANO *et al*, 2020

Figura 11: Perdas em relação a variação de k , Didático 4 Barras - Alocação da Bateria de Lítio-Íon



Fonte: OCTAVIANO *et al*, 2020

Figura 12: Penalização em relação a variação de k , Didático 4 Barras - Alocação da Bateria de Lítio-Íon



Fonte: OCTAVIANO *et al*, 2020

Conforme esperado, as perdas de energia elétrica se comportam de maneira crescente com o valor de k . Ou seja, quando se pesa mais a preservação de vida útil, não se consegue tanto decréscimo de perdas.

Analisando as variáveis vê-se que Pen_{vida} , explícita em (3.9), tende a cair com o acréscimo de k , na minimização, e $Perdas$ aumenta na medida em que a variável $k \rightarrow 10$. Pesar a preservação da vida útil tende a diminuir o uso da bateria, fazendo com que ela contribua menos para a redução de perdas.

Para este sistema, é interessante notar que, a partir de um determinado valor de k , a energia perdida torna-se igual àquela calculada no caso base, sem baterias, ou seja, quando penaliza-se com valores mais altos a vida útil, a bateria não é indicada para operar, ou seja, chega-se ao extremo onde $N_{ciclos} = 0$ e conseqüentemente o sistema é equivalente ao original sem baterias. A partir deste ponto pode-se entender que o custo da bateria, olhando sua vida útil, não compensa a redução de perdas.

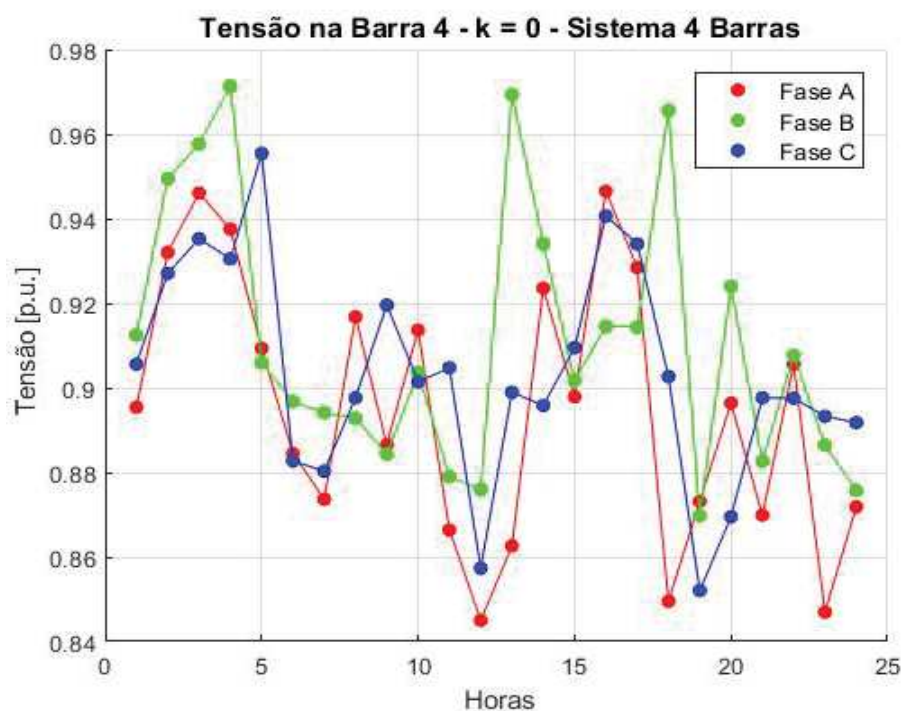
Em relação a comparação dos tipos construtivos de baterias, percebe-se que, para este sistema, os resultados das perdas de energia elétrica para a bateria de Lítio-Íon foram menores do que aqueles encontrados na simulação considerando as baterias de Chumbo-Ácido. A justificativa para este comportamento está diretamente relacionada ao cálculo

do quociente $Custo_{bat,med}/N_{ciclos,med}$ que é calculado a partir dos parâmetros mostrados na Tabela 6. Conforme pode ser observado, esta razão possui valor menor para a bateria de Lítio-Íon.

Sendo assim, ao analisar a restrição imposta pela equação (3. 8), a variável Pen_{vida} pode crescer um pouco mais para este tipo de bateria em comparação com um mesmo Fat_{vida} da bateria de Chumbo-Ácido. Portanto, ao permitir aumentar Pen_{vida} , a bateria é capaz de realizar maiores variações de injeção ou absorção de potência na rede e, com isso, as perdas de energia elétrica no sistema utilizando a bateria de Lítio-Íon são menores do que as obtidas com a bateria de Chumbo-Ácido.

Em relação as tensões obtidas na solução do fluxo de potência para o sistema Didático 4 Barras, a Figura 13 apresenta os valores obtidos, em p.u., para as tensões de cada fase da Barra 4 obtidos nas simulações considerando $k = 0$. Há tensões baixas neste caso base, pois a carga está relativamente alta para este sistema, porém, este sistema foi definido desta forma propositadamente para fins didáticos para se verificar o comportamento do funcionamento da bateria e das parcelas e variáveis do problema de otimização. Percebe-se também que a restrição da equação (3. 7) foi desabilitada neste caso para que as outras variáveis fossem mais bem observadas.

Figura 13: Tensões na Barra 4, Sistema Didático 4 Barras



Fonte: Elaborada pela Autora

Em relação as Tabela 7 e Tabela 8, observa-se que, para o sistema 4 barras, a alocação de ambos os tipos de bateria ocorreu na barra 4, o que é intuitivo, já que trata-se da barra que contém a carga. A partir de $k = 3$, a bateria não opera, tornando irrelevante a barra em que ela seja alocada.

Tabela 7: Alocações para a Bateria de Chumbo-Ácido no Sistema 4 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	4
1	4
2	4

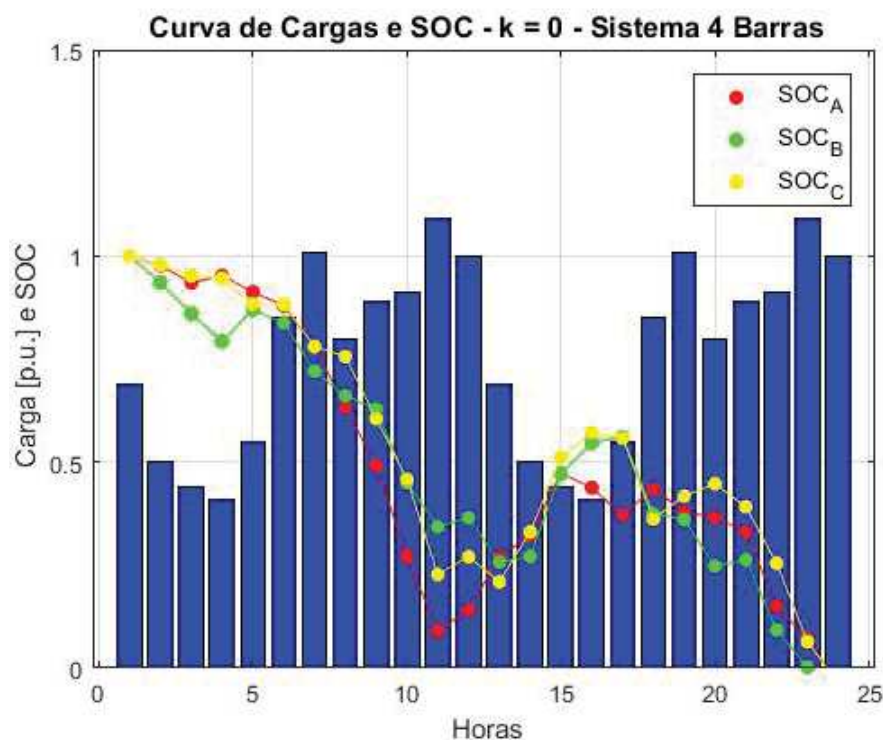
Fonte: Elaborada pela Autora

Tabela 8: Alocações para a Bateria de Lítio-Íon no Sistema 4 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	4
1	4
2	4

Fonte: Elaborada pela Autora

Escolheu-se apresentar a curva que relaciona o SOC das baterias com a curva de cargas do sistema para o caso $k = 0$ (ou seja, que o gerenciamento e a alocação das baterias é feito basicamente para fins de minimização de perdas, independentemente da sua diminuição de vida útil). Este comportamento é mostrado na Figura 14. Os pontos destacados no gráfico referem-se ao SOC em cada hora durante a execução do método. Para melhor visualização também é mostrada a curva que interpola estes pontos. A notação SOC_A refere-se a bateria alocada na fase A, SOC_B a bateria alocada na fase B e SOC_C , a bateria alocada na fase C. Ressalta-se que não foram indicados limites mínimo e máximo permitidos para o SOC nesta simulação.

Figura 14: Curva de Cargas e SOC – Sistema 4 Barras, $k = 0$ 

Fonte: Elaborada pela Autora

Ao analisar o comportamento dos SOCs obtido na simulação, percebe-se que, de maneira geral, as curvas que representam o estado de carga de cada bateria alocada tendem a seguir o comportamento da curva de cargas do sistema. Isso porque a bateria tende a descarregar nos instantes de tempo em que a carga está mais pesada enquanto o processo de carga ocorre nos instantes de carga mais leve.

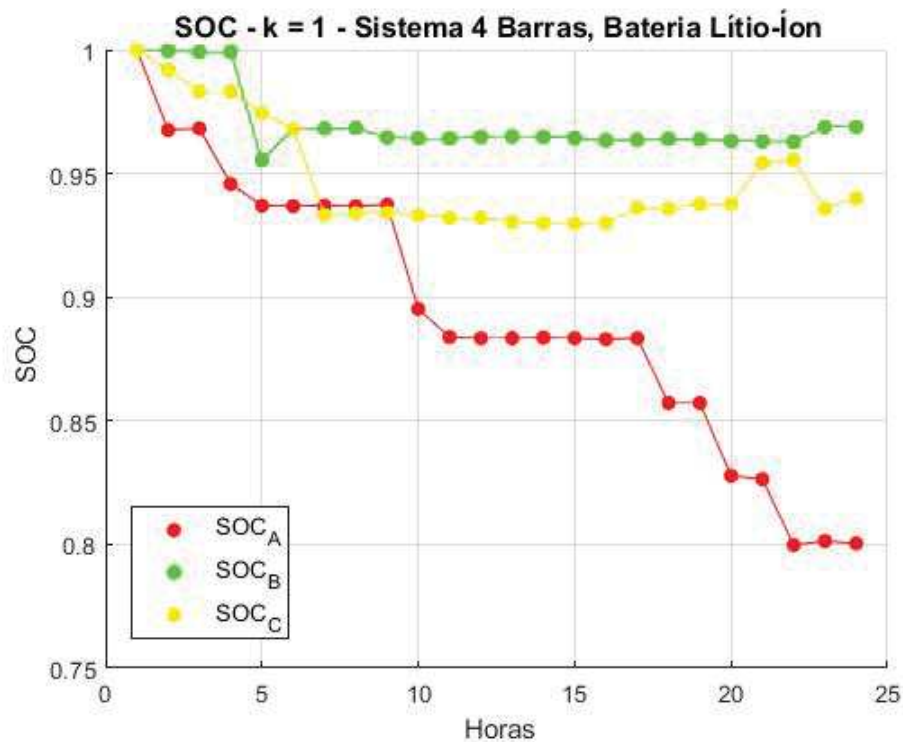
Este é um dos motivos pelos quais as baterias são muito interessantes para auxiliar no gerenciamento de energia dos SDs em que são aplicadas.

Neste sentido, em relação as perdas de energia elétrica no caso base, ou seja, sem a alocação de baterias, o valor encontrado era de $5,5205 \text{ MWh}$, considerando um dia de operação. Realizando uma comparação entre este valor e o valor de perdas mínimo encontrado, ou seja, em $k = 0$, as perdas de energia elétrica, considerando 24 horas de operação, foram iguais a $4,5360 \text{ MWh}$, o que representa uma redução percentual de $17,83\%$ em relação ao valor mencionado anteriormente.

Com o intuito de analisar a redução da operação das baterias, que ocorre na medida em que $k \rightarrow 10$, na Figura 15 é mostrado o comportamento do SOC_A, SOC_B e SOC_C para

a situação em que $k = 1$ para a bateria de Lítio-Íon. Ao observar a figura, percebe-se que, diferentemente, da Figura 14, o estado de carga das baterias alocadas variou de forma mais discreta. Isso pode ser observado pelo valor final que este parâmetro atingiu na Figura 15, por exemplo, de 80% para a bateria alocada na fase A.

Figura 15: SOC para $k=1$, Sistema 4 Barras



Fonte: Elaborada pela Autora

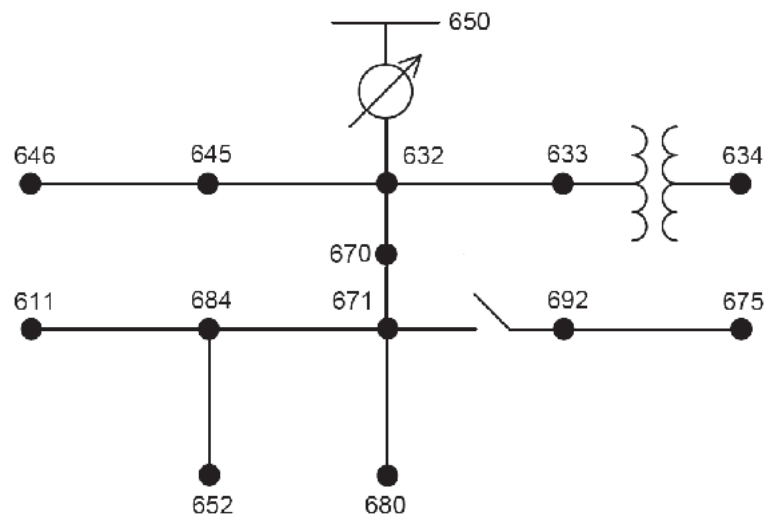
4.3 CASO II – SIMULAÇÃO NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS

O sistema IEEE 13 Barras (IEEE PES, 1991) cuja topologia é mostrada na Figura 16 caracteriza-se por ser de pequeno porte e altamente carregado. Além disso, possui um transformador abaixador, um regulador de tensão e uma chave seccionadora entre as barras 671 e 692. Ressalta-se também que este sistema possui barras monofásicas, bifásicas e trifásicas.

Para este sistema, será realizada a alocação de três baterias monofásicas de capacidade nominal 800 kWh. O método foi testado para as baterias de Chumbo-Ácido e de Lítio-Íon sem considerar as perdas internas das baterias. Ressalta-se que as barras

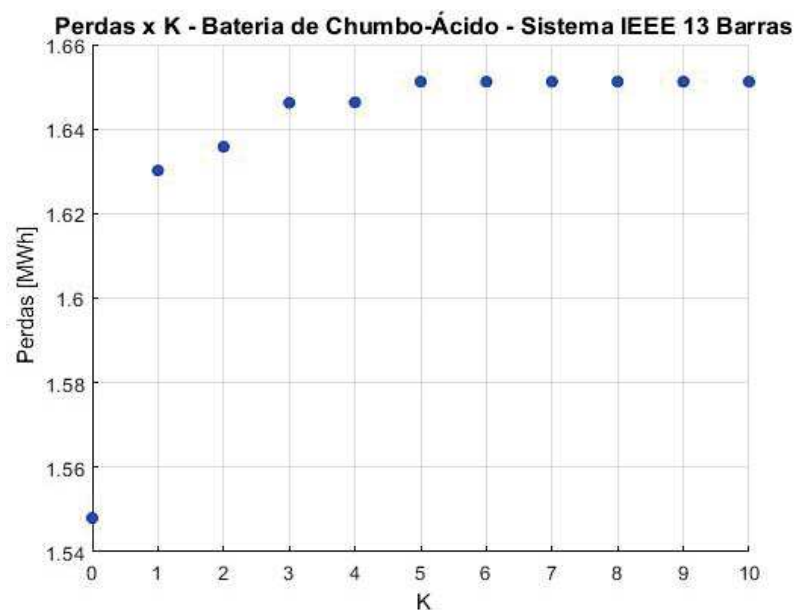
candidatas a receberem a alocação das baterias foram apenas as trifásicas. A simulação, efetuada considerando variação diária da carga, obteve os resultados mostrados nas Figura 17 a Figura 23.

Figura 16: Sistema IEEE 13 Barras



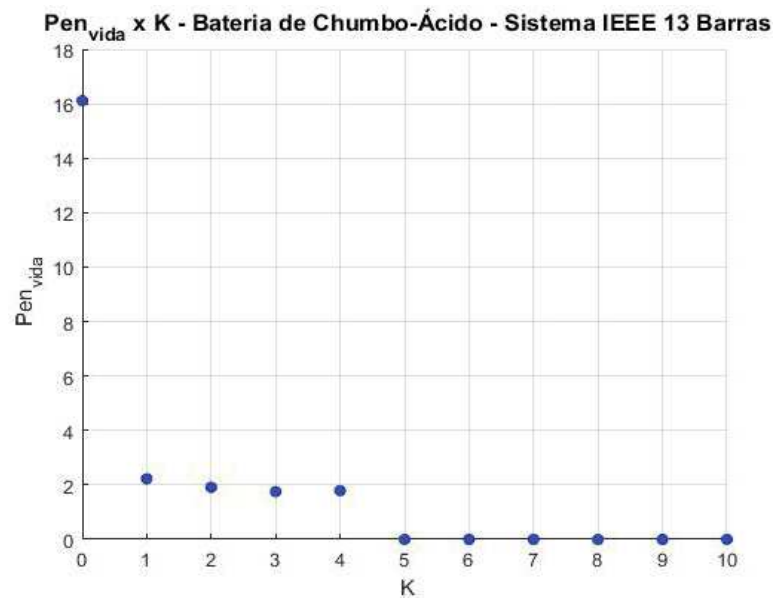
Fonte: Adaptada (IEEE PES, 1991)

Figura 17: Perdas, IEEE 13 - Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido



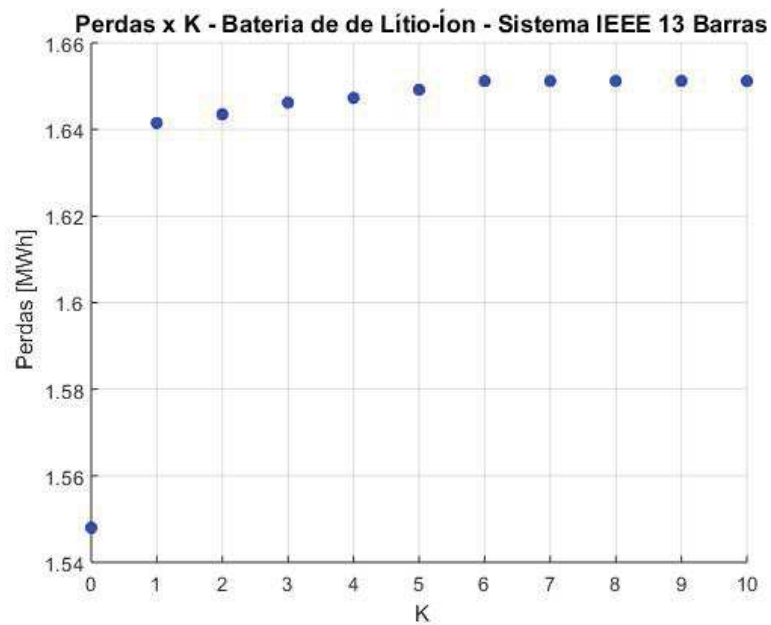
Fonte: OCTAVIANO *et al*, 2020

Figura 18: Penalização, IEEE 13 - Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido



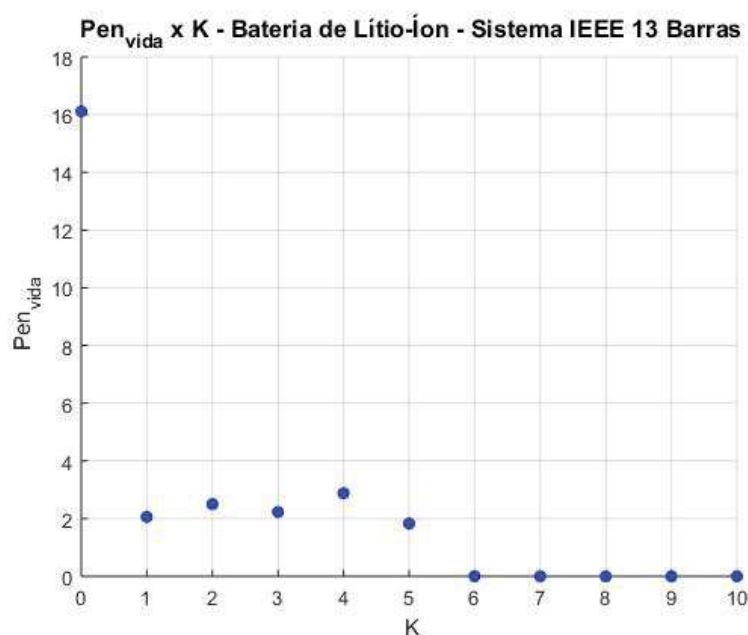
Fonte: OCTAVIANO *et al*, 2020

Figura 19: Perdas, IEEE 13 - Alocação da Bateria de Lítio-Íon



Fonte: OCTAVIANO *et al*, 2020

Figura 20: Penalização, IEEE 13 - Alocação da Bateria de Lítio-Íon



Fonte: OCTAVIANO *et al*, 2020

De forma análoga ao discutido no caso anterior, tem-se que as perdas de energia elétrica crescem com o incremento da constante k . Este comportamento deve-se ao fato de que, à medida que a vida útil das baterias é preservada, menor é a possibilidade de utilização das baterias e por isso menor é a redução de perdas de energia elétrica obtidas na solução encontrada pelo AG.

Em relação aos resultados mostrados na Figura 18, percebe-se que, à medida em que a constante k cresce, o fator da penalização de vida útil diminui. Desta forma, nota-se, matematicamente, que as baterias injetaram ou absorveram menos potência com o crescimento de k , ou seja, operaram menos. Na Figura 20, este comportamento não é respeitado em todos os casos, isso pode ser justificado pela convergência do AG, que não garante otimalidade global. Além disso, a presença de muitas soluções inviáveis, ou seja, que não respeitam os limites operacionais, contribuem para a complexidade do problema.

Ao realizar a comparação entre os tipos construtivos de baterias alocados, esperava-se que os resultados de perdas de energia elétrica para a bateria de Lítio-Íon fossem menores do que àqueles encontrados com a alocação da bateria de Chumbo-Ácido. Este fato ocorreria devido ao cálculo do quociente $Custo_{bat,med}/N_{ciclos,med}$, conforme discutido no caso anterior.

Analisando a Figura 17 e a Figura 19 percebe-se que esta tendência não foi satisfeita para todos os pontos mostrados no gráfico. Isso ocorreu porque, nos pontos referentes a $k = 1$ e $k = 2$, para o sistema com a alocação das baterias de Chumbo-Ácido e Lítio-Íon, a barra escolhida para receber os equipamentos foi diferente em ambos os casos. Desta forma, é difícil comparar os efeitos que estas baterias teriam sobre o sistema sendo alocadas em barras diferentes. Os resultados referentes a barra de alocação para os casos mostrados nas Figuras acima podem ser visualizados nas Tabela 9 e na Tabela 10.

Tabela 9: Alocações para a Bateria de Chumbo-Ácido no Sistema 13 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	692
1	680
2	671
3	675
4	670

Fonte: Elaborada pela Autora

Tabela 10: Alocações para a Bateria de Lítio-Íon no Sistema 13 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	692
1	632
2	670
3	633
4	670
5	632

Fonte: Elaborada pela Autora

Com o intuito de averiguar se a explicação acima era de fato correta realizou-se a definição da curva de cargas e descargas das baterias para todos os valores de k

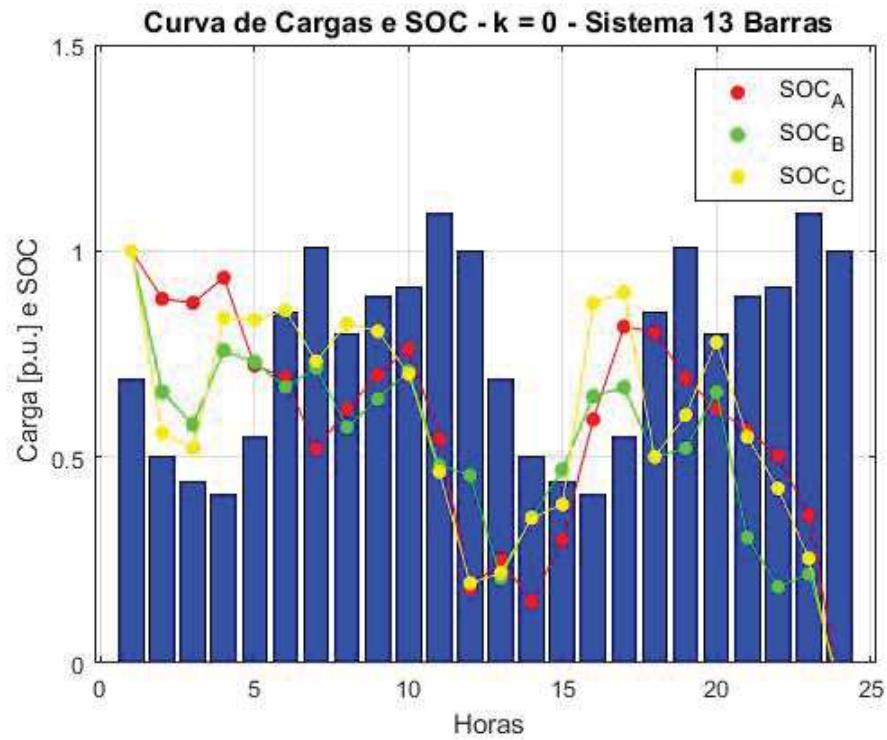
considerando a barra de alocação fixa. Neste caso, percebeu-se que, para o sistema IEEE 13 Barras, a tendência esperada dos resultados de perdas de energia elétrica serem mais reduzidos para a bateria de Lítio-Íon foi respeitada.

Como o sistema IEEE 13 Barras possui porte maior que o Didático 4 Barras e, devido a característica de busca inerente ao AG, percebe-se que as barras de alocação para ambas as baterias foram diferentes, com exceção de $k = 0$, em que ocorreram as perdas mínimas. Isso deve-se ao fato de que, para este, caso, seria como se o Fat_{vida} mostrado em (3. 8), não existisse e, desta forma, o problema seria tratado somente como uma minimização de perdas, sem levar em consideração as variáveis relativas aos diferentes tipos de bateria alocados. Ressalta-se também que, na Tabela 10, as barras alocadas são apresentadas até $k = 5$, já que somente em $k = 6$, $N_{ciclos} = 0$. Ao observar este fato, percebe-se inclusive que as baterias de Lítio-Íon compensaram mais para o sistema até um maior valor de k . Isso porque as baterias de Chumbo-Ácido atingiram $N_{ciclos} = 0$ para $k = 5$.

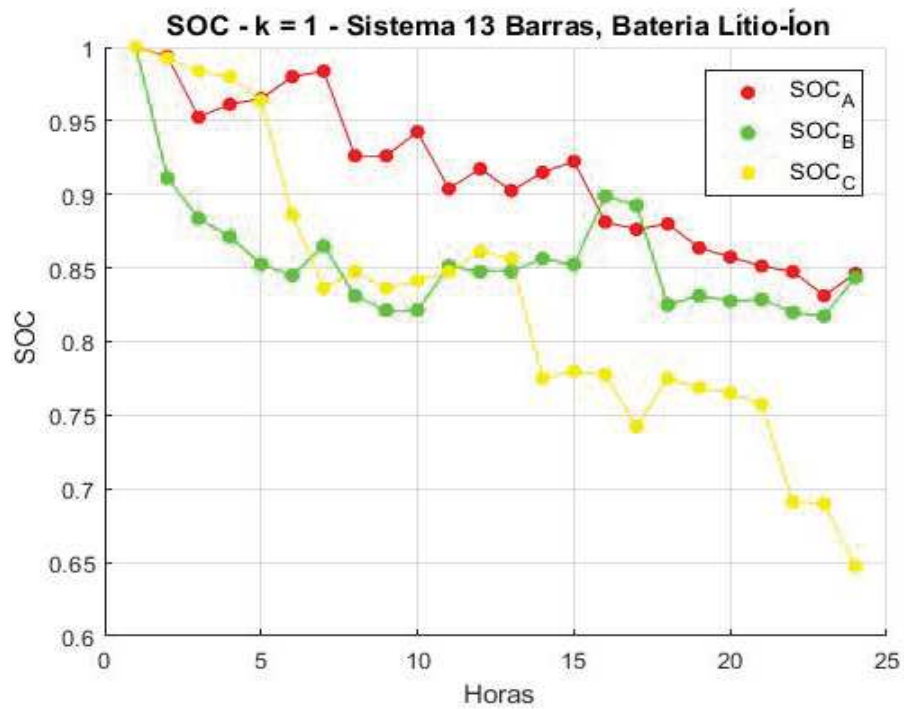
Em relação aos dados dispostos na Figura 21, pode-se perceber que, de maneira geral, estas curvas tendem a acompanhar a curva de cargas do sistema. Vale salientar também que, o ajuste, obtido com o auxílio do método de otimização AG, não tem garantia de ser a solução ótima global, porém, mesmo assim, o sistema se comporta conforme esperado. A escolha de $k = 0$ para ilustrar este comportamento deve-se ao fato de que este ponto é o mesmo para ambas as simulações feitas para este sistema. Porém, como, para $k = 1$, considera-se o fator referente a vida útil das baterias, que é de interesse neste trabalho, na Figura 22, o comportamento nesta circunstância também é destacado. Percebe-se que houve menores variações de SOC neste caso.

As perdas mínimas de energia elétrica encontradas tiveram o valor de 1,5480 MWh em comparação com 1,6512 MWh no caso base, ou seja, sem a alocação de baterias. A redução percentual, neste caso, foi de 6,25%. Além disso, os dados citados referem-se a 24 horas e $k = 0$. Observa-se também que, com o aumento de k , as perdas de energia elétrica tendem para as perdas encontradas no caso base.

Em relação as tensões obtidas na execução dos fluxos de potência, para o sistema IEEE 13 Barras, na Figura 23 são destacadas as tensões das fases A, B e C da barra 671 durante as 24 horas cuja curva de carga foi definida.

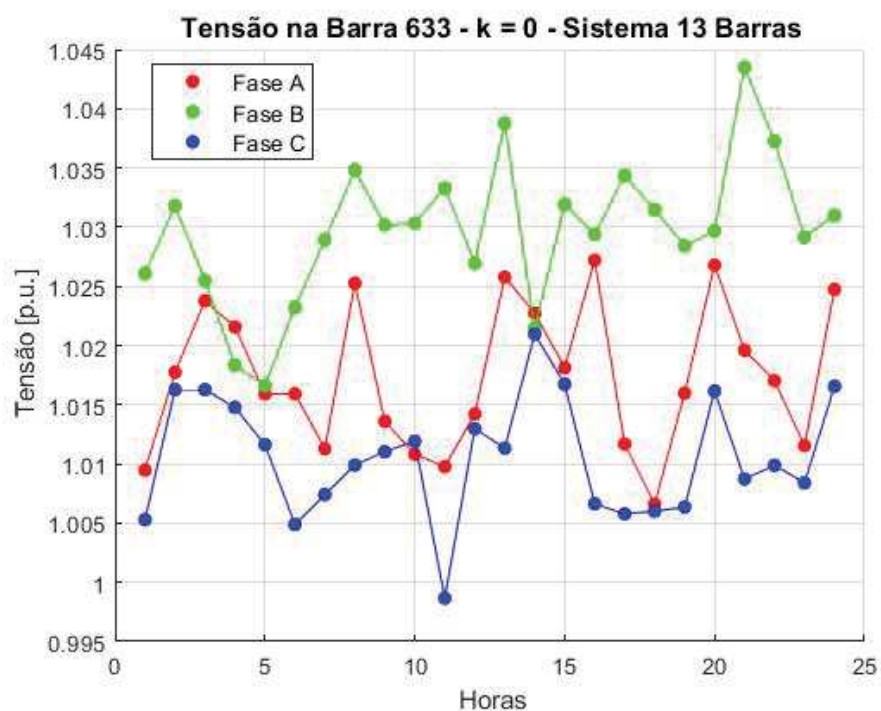
Figura 21: Curva de Cargas e SOC – Sistema 13 Barras, $k=0$ 

Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 22: SOC para $k=1$, Sistema 13 Barras

Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 23: Tensões na Barra 633, Sistema IEEE 13 Barras



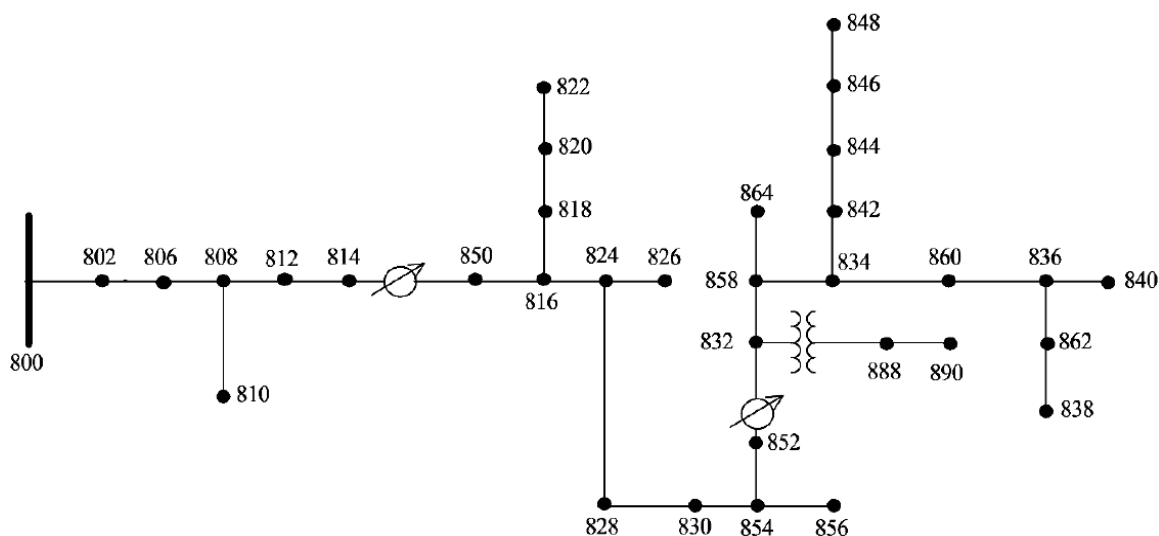
Fonte: Elaborada pela Autora

4.4 CASO III – SIMULAÇÃO NO SISTEMA IEEE 34 BARRAS

O sistema IEEE 34 Barras (IEEE PES, 1991) é um sistema radial com grandes blocos de carga e longos alimentadores. Devido a este perfil, o sistema possui consideráveis quedas de tensão que são mitigadas através de dois reguladores no caso base. A Figura 24 mostra a topologia deste sistema. Para este sistema será realizada a alocação de baterias monofásicas com capacidade nominal de 2000 kWh.

Neste caso, as simulações foram feitas utilizando-se as baterias de Lítio-Íon, que se caracterizam por possuírem melhor coeficiente $Custo_{bat,med}/N_{ciclos,med}$ e os resultados obtidos se subdividem em: consideração das perdas internas e não consideração das perdas internas. Isso porque alguns autores não consideram este parâmetro e decidiu-se investigar a sua importância na implementação do método proposto.

Figura 24: Sistema IEEE 34 Barras



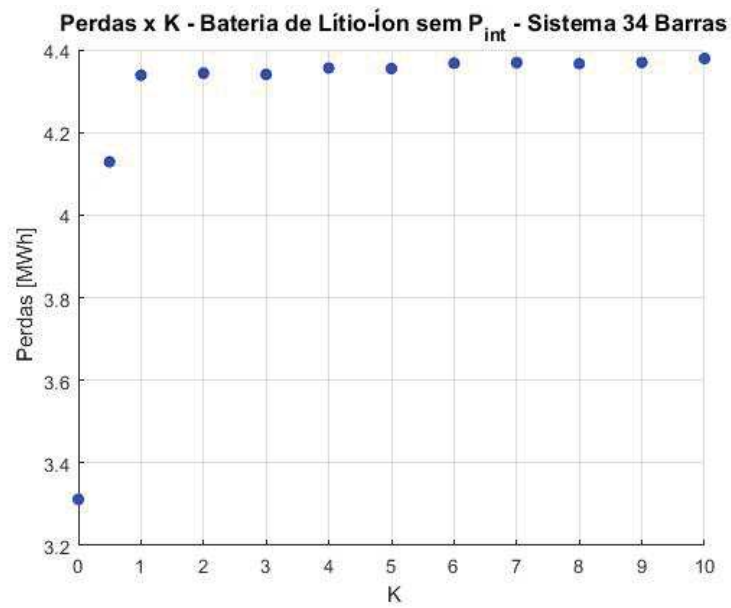
Fonte: IEEE PES, 1991

— Não Consideração das Perdas Internas (P_{int}):

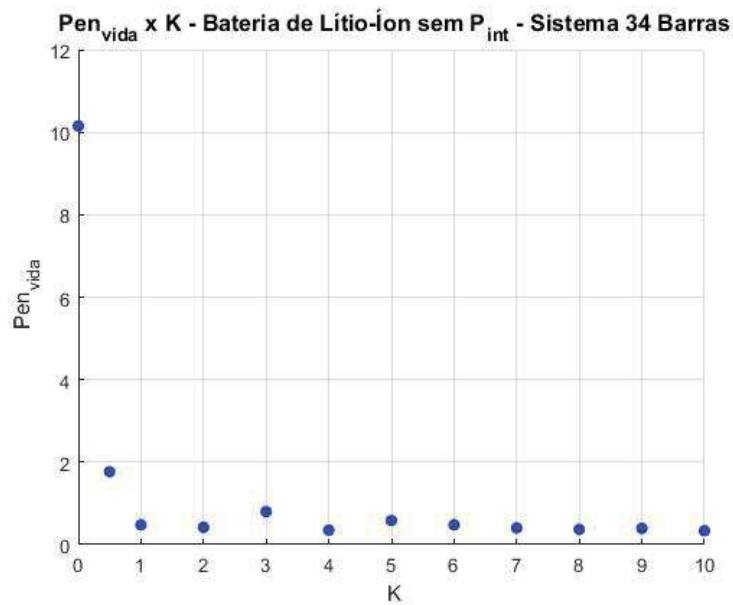
Neste caso, somente as perdas de energia elétrica do sistema foram consideradas no cálculo da variável *Perdas*, presente na equação (3. 12). Ressalta-se que este foi o procedimento adotado na solução do problema apresentado nos casos anteriores. Ao implementar este método, obteve-se os resultados mostrados nas Figura 25 a Figura 29.

Conforme pode ser observado, a tendência de crescimento de perdas de energia elétrica com o aumento da constante k foi respeitada. Com relação aos pontos da curva da Figura 25, pode-se dizer que a variação entre eles foi bem discreta até que, em $k = 10$, alcançou-se o valor de $4,3788 \text{ MWh}$ que é bem próximo do valor de perdas de energia elétrica no caso base, ou seja, $4,3894 \text{ MWh}$.

Com relação ao valor de perdas de energia elétrica mínimo encontrado, ou seja, em $k = 0$, o valor correspondente é de $3,3117 \text{ MWh}$, o que representa uma redução percentual de 24,55% em relação ao valor encontrado no caso base, sem baterias. Além disso, pode-se perceber uma diferença nestes sistemas em relação aos demais. Anteriormente, os sistemas alcançavam o valor das perdas de energia elétrica no caso base. Neste caso, no entanto, mesmo com a penalização em seu valor máximo considerado nos testes, ou seja, com $k = 10$, isto não ocorreu.

Figura 25: Perdas, IEEE 34 – Sem Considerar P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 26: Penalização, IEEE 34 – Sem Considerar P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

A observação deste fato permite inferir que, mesmo para $k = 10$, o sistema IEEE 34 Barras não atinge $N_{ciclos} = 0$. Portanto, mesmo para este valor de k o AG opta para

que a bateria opere, ou seja, ela ainda é vantajosa, neste cenário, ao considerar o quociente $Custo_{bat,med}/N_{ciclos,med}$.

Com relação ao gráfico mostrado na Figura 26, nota-se que os valores de Pen_{vida} não decaem para todos os valores de k . Isso pode ser devido ao AG, que, conforme foi dito, não garante solução ótima global.

Como este sistema não apresentou nenhum valor de k para o qual a alocação seria irrelevante, ou seja, não houve pontos em que $N_{ciclos} = 0$, na Tabela 11 são mostradas as barras de alocação para cada uma das soluções exibidas nos gráficos acima.

Tabela 11: Alocações Sistema IEEE 34 Barras – Sem considerar P_{int}

Valor de k	Barra Alocada
0	842
0,5	832
1	840
2	844
3	890
4	890
5	844
6	890
7	862
8	890
9	832
10	832

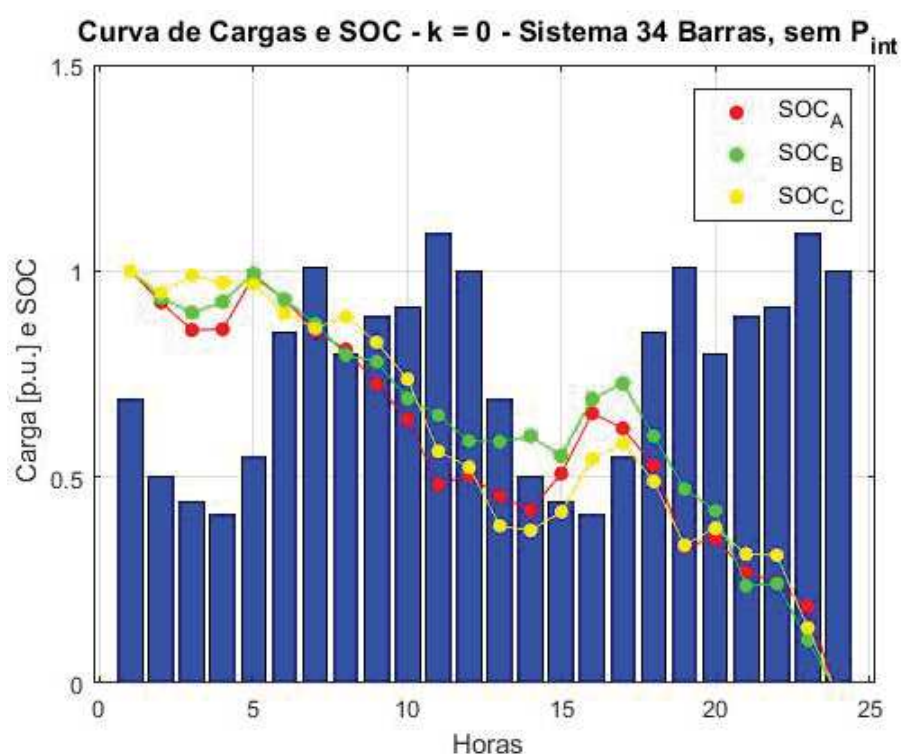
Fonte: Elaborada pela Autora

Conforme pode ser observado na Figura 27, mais uma vez as curvas do SOC das baterias seguem a tendência de acompanhar a curva de cargas do sistema de distribuição. Desta forma, as baterias principalmente suprem energia nos momentos de carga pesada ao passo que absorvem energia nos momentos de carga leve, como era esperado.

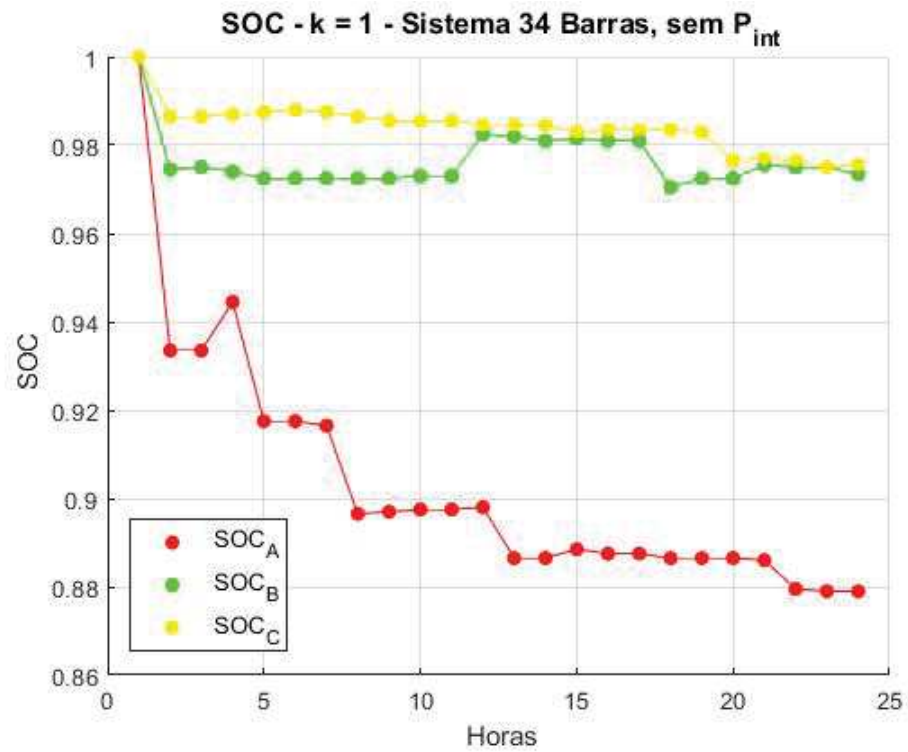
Além disso, com o intuito de destacar a redução da operação das baterias com o aumento de k , na Figura 28 é mostrado o comportamento do estado de carga para cada bateria alocada na situação em que $k = 1$.

Em relação as tensões obtidas durante a execução dos respectivos fluxos de potência, com o intuito de exemplificação é mostrado o comportamento desta grandeza em cada uma das fases da barra 812 do sistema IEEE 34 Barras. A Figura 29 mostra este perfil para a simulação considerando $k = 0$.

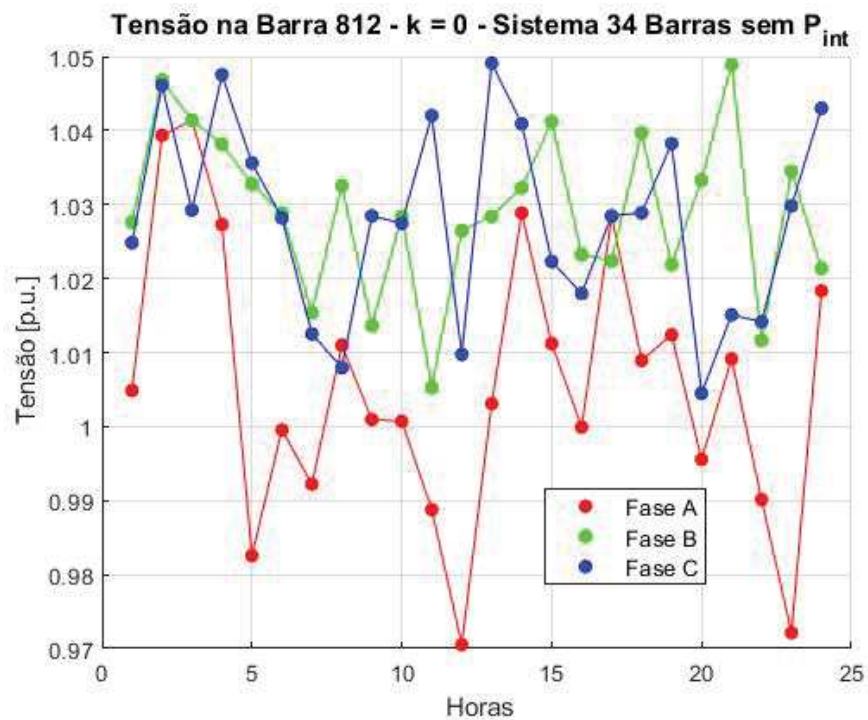
Figura 27: Curva de Cargas e SOC – Sistema 34 Barras, sem P_{int}



Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 28: SOC para $k=1$, Sistema 34 Barras sem P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

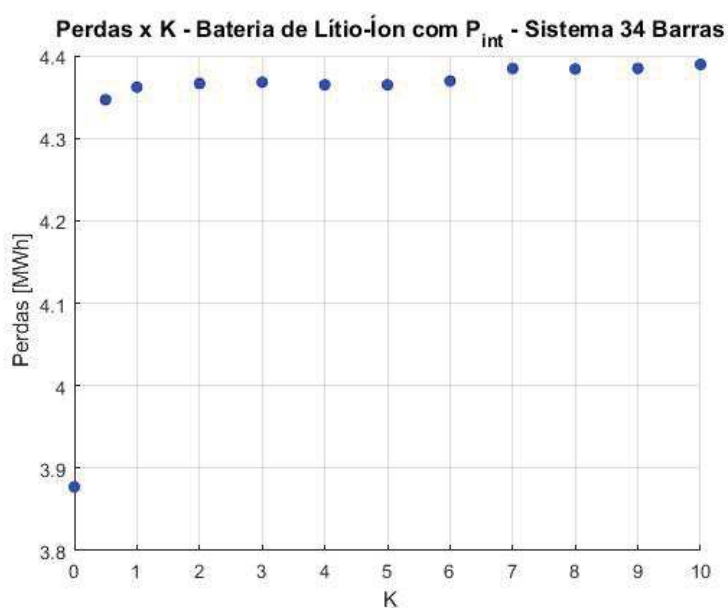
Figura 29: Tensões na Barra 812, Sistema IEEE 34 Barras sem P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

— Consideração das Perdas Internas (P_{int}):

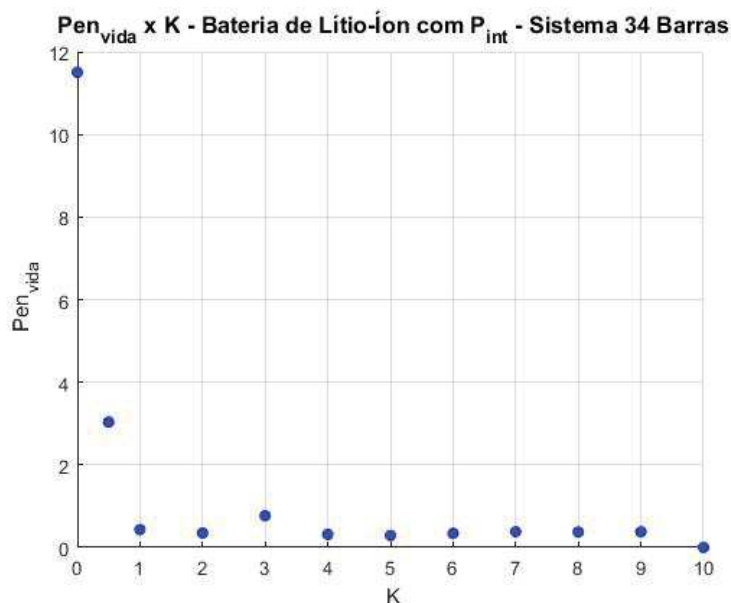
Neste caso, considerou-se as perdas obtidas no alimentador bem como as perdas de energia elétrica provenientes das baterias. Ressalta-se que, para a modelagem das perdas internas dos BESS, a modelagem utilizada considerou as perdas por autodescarga, bem como as perdas por eficiência conforme discutido no Capítulo 2. Sendo assim, a variável *Perdas* passou a avaliar as perdas de energia no sistema juntamente com as perdas internas das baterias. Os resultados obtidos com esta abordagem são mostrados nas Figura 30 a Figura 34.

Figura 30: Perdas, IEEE 34 – Considerando P_{int}



Fonte: Elaborada pela Autora

Diante da observação da Figura 30 e Figura 31, percebe-se que a tendência do crescimento das perdas de energia elétrica com o aumento da variável k foi novamente verificada. Com o intuito de comparação com os resultados citados no tópico anterior, percebe-se que, em $k = 10$, o sistema atinge o valor de perdas de energia elétrica no caso base. Isso quer dizer que, para este valor de k , a bateria apresentou $N_{ciclos} = 0$ e, portanto, percebe-se que o algoritmo optou pela não operação do equipamento. Isso difere do caso anterior (onde as perdas provenientes das baterias não eram consideradas), na medida em que, previamente, as baterias operaram em $k = 10$, pois $N_{ciclos} \neq 0$. Tal observação permitiu concluir que, para determinados valores de k , a consideração das perdas internas pode inviabilizar determinada solução definida como viável em uma análise simplificada.

Figura 31: Penalização, IEEE 34 – Considerando P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

Também percebeu-se que, em $k = 0$, a variável *Perdas*, neste cenário, convergiu para o valor $3,8773 \text{ MWh}$, o que corresponde há uma redução de $11,67\%$ em relação ao valor encontrado sem a alocação de baterias. Ao realizar a comparação entre o presente valor e àquele encontrado no tópico anterior, nota-se que houve um crescimento de $17,08\%$.

Com a exposição destes valores, percebe-se que o modelo adotado para quantificação das perdas internas da bateria funcionou conforme esperado. Isso porque, conforme mostrado no Capítulo 2, nota-se que a contabilização das perdas das baterias, que deverá ser somada às perdas do SD, contribui para o aumento da variável *Perdas*. Sendo este aumento diretamente proporcional a potência injetada ou absorvida pelas baterias em cada instante de tempo.

Este fato pode ser exemplificado pelos resultados obtidos, já que em $k = 0$, ou seja, quando as baterias operaram mais devido à desconsideração de Fat_{vida} percebe-se que a diferença entre as perdas obtidas neste caso em relação ao anterior foi de $17,08\%$, enquanto em $k = 10$, a diferença foi de $0,09\%$.

A observação deste comportamento permite concluir que a consideração das perdas internas da bateria pode ter maior ou menor influência sobre a solução encontrada

pelo AG de acordo com a maior ou menor operação das baterias alocadas. No caso da desconsideração de P_{int} , cabe ao responsável pela simulação analisar o impacto que esta variação traria para o modelo desenvolvido. Pode ser que para a aplicação desejada o impacto seja pequeno e assim, justifica-se a utilização de um modelo simplificado.

Em relação ao comportamento da variável Pen_{vida} , percebe-se que a tendência para o valor nulo é novamente verificada. Nos pontos onde não ocorre o esperado decréscimo, associa-se este comportamento a convergência do AG conforme salientado no tópico anterior.

Como neste caso, em $k = 10$, atingiu-se $N_{ciclos} = 0$, na Tabela 12 mostra as barras de alocação referentes a cada solução mostrada graficamente, exceto para o último valor de k .

Tabela 12: Alocações Sistema IEEE 34 Barras – Considerando P_{int}

Valor de k	Barra Alocada
0	842
0,5	844
1	840
2	848
3	890
4	890
5	890
6	890
7	844
8	844
9	832

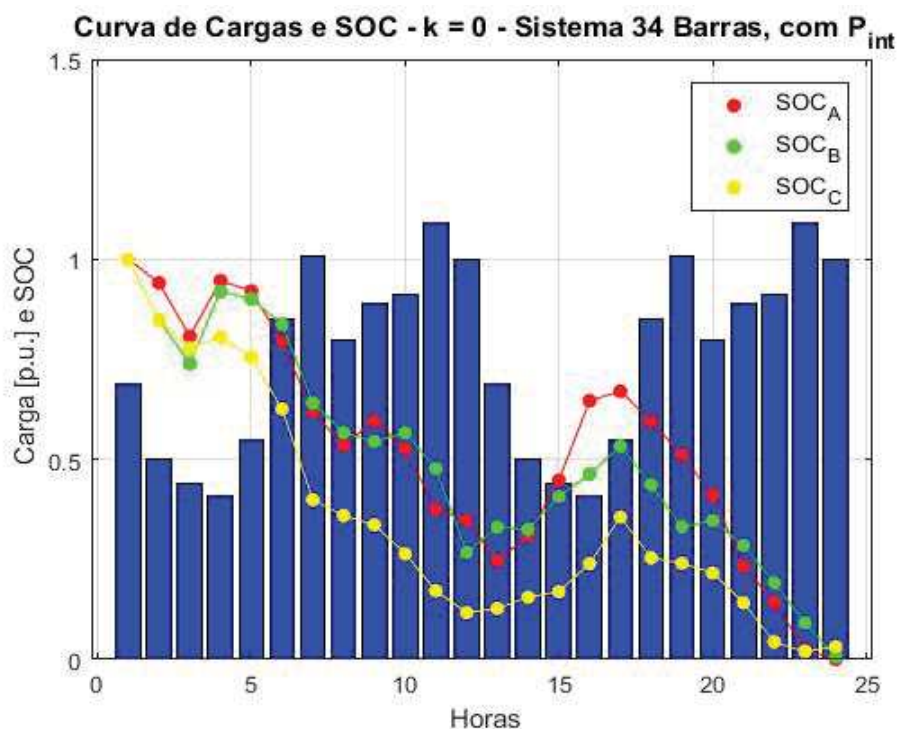
Fonte: Elaborada pela Autora

Além disso, o comportamento do SOC das baterias alocadas em cada uma das fases é mostrado na Figura 32. Ao analisá-la percebe-se que, mais uma vez, a curva do SOC de cada bateria alocada tendeu a seguir a curva de cargas do sistema, o que ocorreu graças a convergência do AG, conforme destacado nos casos anteriores.

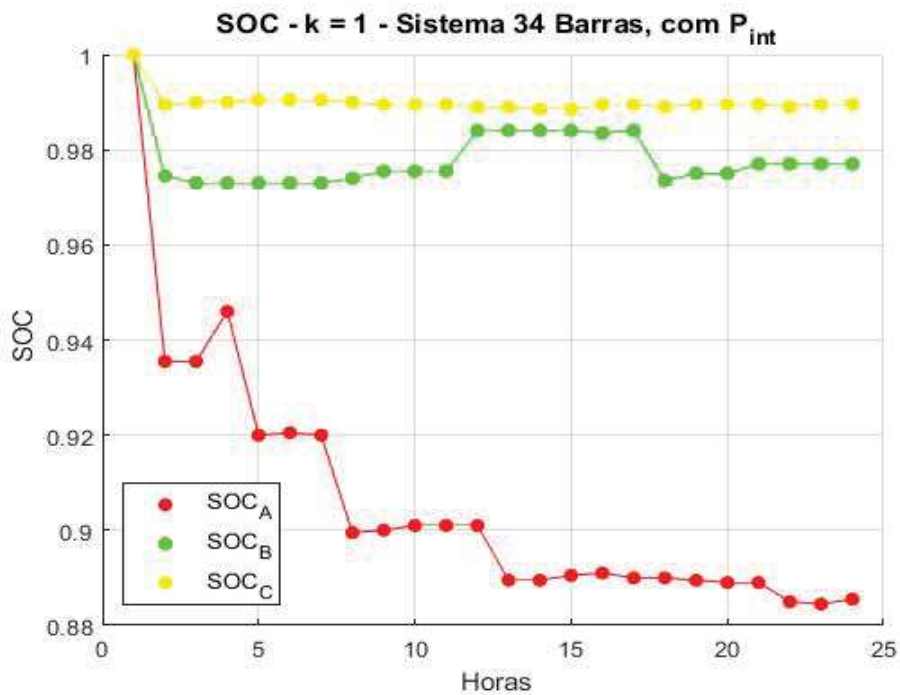
Este fato, que ocorreu como consequência da otimização, é destacado pois, a utilização do elemento *battery* do *software* OpenDSS com o modo *follow* faz com que a bateria siga a curva de carga do sistema. Como neste trabalho não foram utilizados componentes prontos do *software* percebe-se que, mesmo para uma simulação sem utilizar o modo *follow* e considerando 24 horas, obteve-se um comportamento de acordo com o esperado.

O comportamento acima foi destacado já que ilustra a possibilidade de criar um determinado modelo de bateria que não seja necessariamente o disponibilizado pelo *software* e utilizar o OpenDSS como ferramenta para solução dos fluxos de potência. A Figura 33 ilustra o comportamento do SOC das baterias monofásicas alocadas para o caso $k = 1$ e pode-se perceber que as variações de estado de carga neste caso são mais modestas, o que é devido a inserção de Fat_{vida} , equação (3. 8), na função objetivo, equação (3. 1).

Figura 32: Curva de Cargas e SOC, $k = 0$ – Sistema 34 Barras, Considerando P_{int}

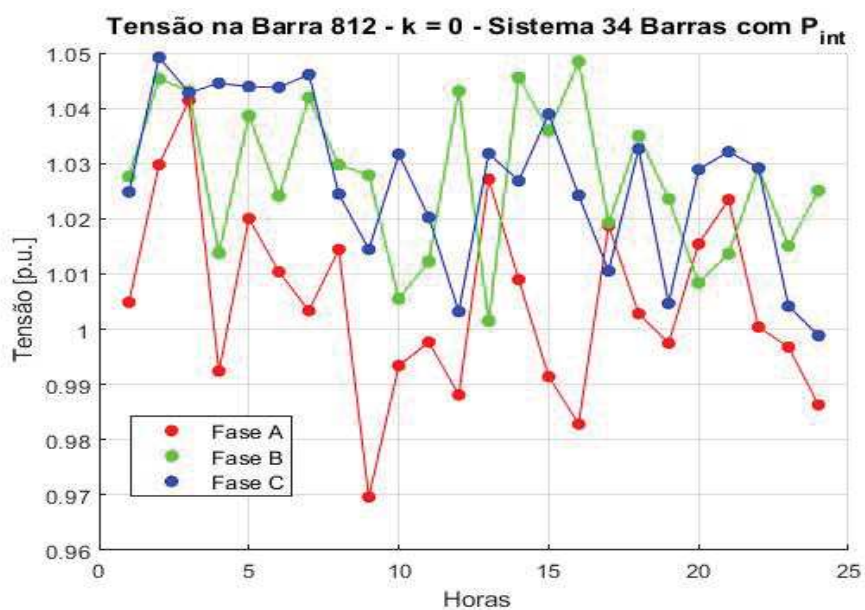


Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 33: SOC para $k=1$, Sistema 34 Barras com P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

Em relação as tensões obtidas nos fluxos de potência executados, destaca-se, para $k = 0$, as tensões das fases A, B e C da barra 812 no sistema IEEE 34 Barras. Os resultados obtidos nas 24 horas de execução são mostrados na Figura 34.

Figura 34: Tensões na Barra 812, Sistema IEEE 34 Barras com P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

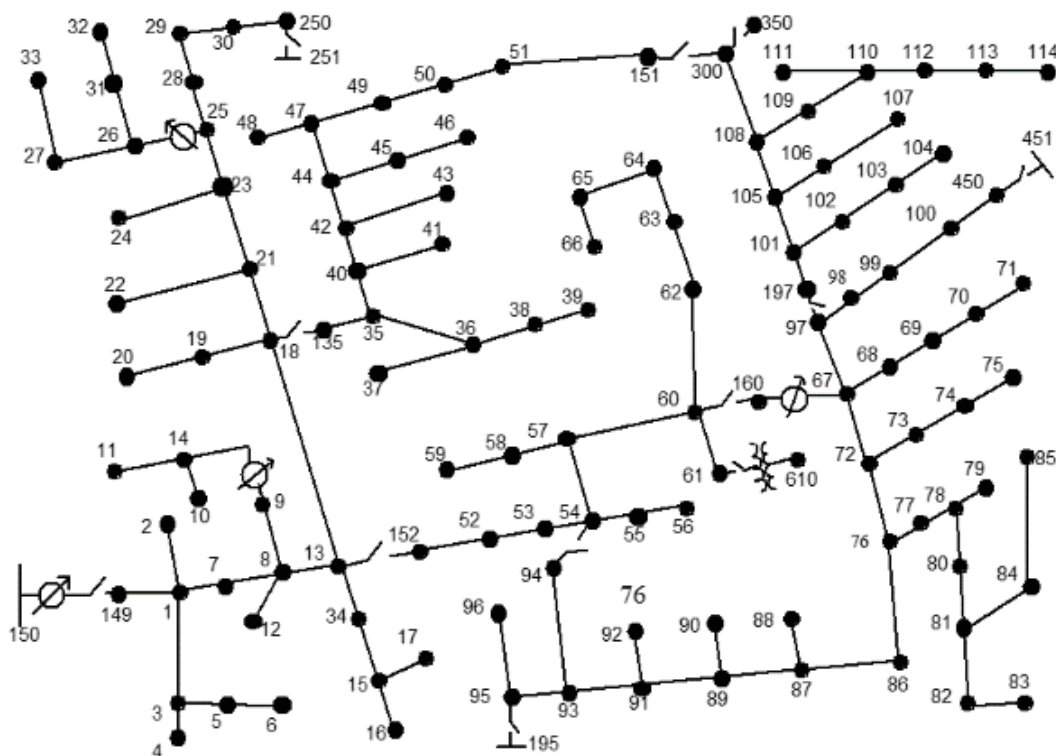
4.5 CASO IV – SIMULAÇÃO NO SISTEMA IEEE 123 BARRAS

O método proposto foi aplicado ao sistema IEEE 123 Barras (IEEE PES, 1991) cuja topologia é mostrada na Figura 35. Este sistema caracteriza-se por apresentar grandes quedas de tensão compensadas pela presença de reguladores. Destaca-se também, neste sistema, a presença de capacitores.

Com o intuito de comparação realizou-se, mais uma vez, dois tipos de simulação neste SD. Em um primeiro momento, desconsiderou-se as perdas internas das baterias alocadas e, posteriormente, realizou-se a alocação considerando-as.

Foram alocadas três baterias monofásicas em uma mesma barra trifásica com capacidade nominal de 2000 kWh. A variação horária das cargas do sistema foi feita em conformidade com a Figura 7. Além disso, ressalta-se que serão utilizadas baterias do tipo Lítio-Íon, que tiveram os parâmetros destacados na Tabela 6.

Figura 35: Sistema IEEE 123 Barras



Fonte: IEEE PES, 1991

— Não Consideração das Perdas Internas (P_{int}):

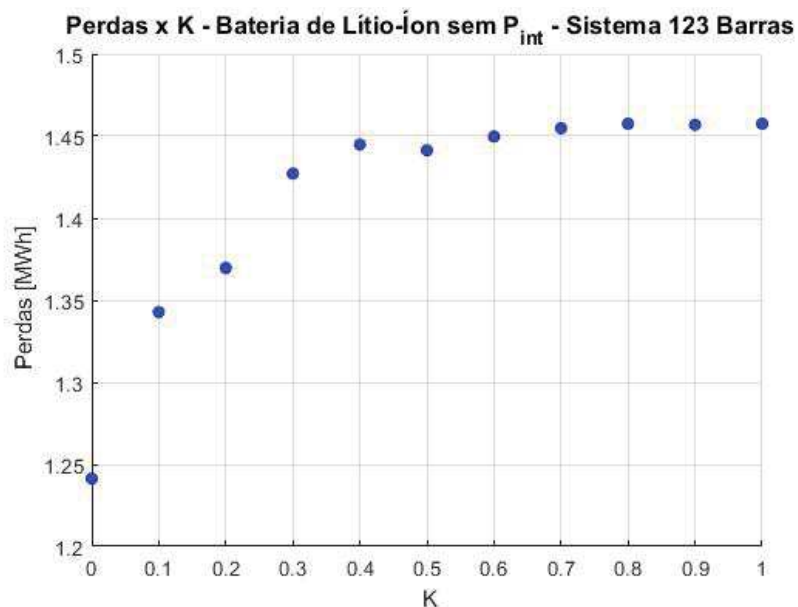
Neste caso, a variável P_{int} , apresenta valor nulo e, desta forma, somente serão consideradas as perdas de energia elétrica do sistema. A implementação deste procedimento obteve os resultados dispostos na Figura 36 e na Figura 37.

Conforme pode ser observado na Figura 36, percebe-se que em $k = 0$, o sistema apresenta o menor valor de perdas de energia elétrica considerando a alocação de baterias. Neste caso, o valor correspondente foi de 1,2413 MWh o que significa uma redução de 15,16% em relação ao valor encontrado no sistema original, ou seja, 1,4631 MWh , sem a alocação de baterias.

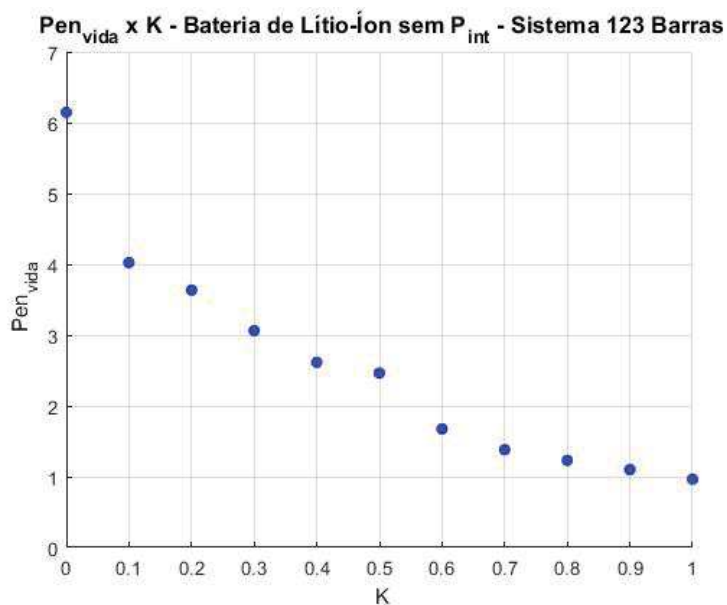
Além disso, a observação das figuras permite concluir que o comportamento anteriormente verificado de decrescimento da variável Pen_{vida} e tendência de crescimento da variável $Perdas$ pode ser novamente notado.

Percebe-se também que, neste caso, de maneira diferente dos anteriores, a análise mostrada considera k no intervalo $[0 \ 1]$. Isso foi feito, já que pode ser observado que o gráfico de perdas saturou para $k = 0,3$, ao considerar P_{int} .

Figura 36: Perdas, IEEE 123 – Sem Considerar P_{int}



Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 37: Penalização, IEEE 123 – Sem Considerar P_{int} 

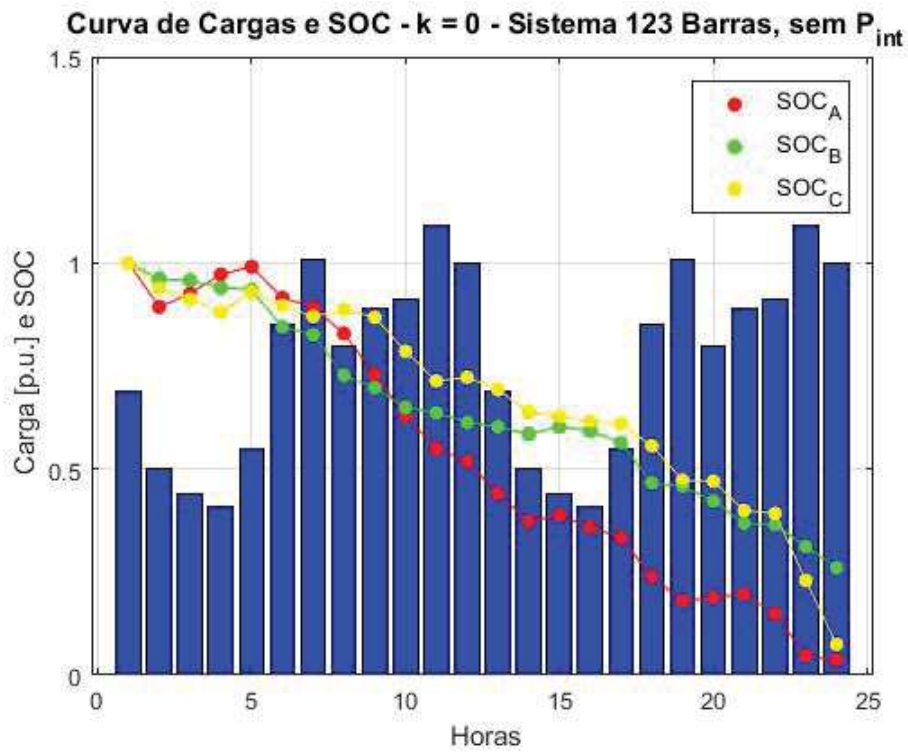
Fonte: Elaborada pela Autora

Observa-se ainda, nos gráficos acima, que, até mesmo para $k = 1$, as baterias não atingiram $N_{ciclos} = 0$. Em relação a Figura 38, percebe-se novamente que as curvas que representam o SOC das baterias alocadas tendem a seguir a curva de cargas do sistema. Desta forma, as baterias auxiliam no suprimento de energia do SD.

Também foi mostrado na Figura 39, o comportamento do estado de carga para $k = 1$, e percebe-se que, analogamente ao mostrado no item 4.4, neste caso, as variações de SOC foram mais modestas que as mostradas na Figura 38. Ressalta-se que quanto maior o valor de k , menores as variações no estado de carga das baterias alocadas. Este fato ocorre devido ao acréscimo de Fat_{vida} , equação (3. 8), a função objetivo, (3. 1).

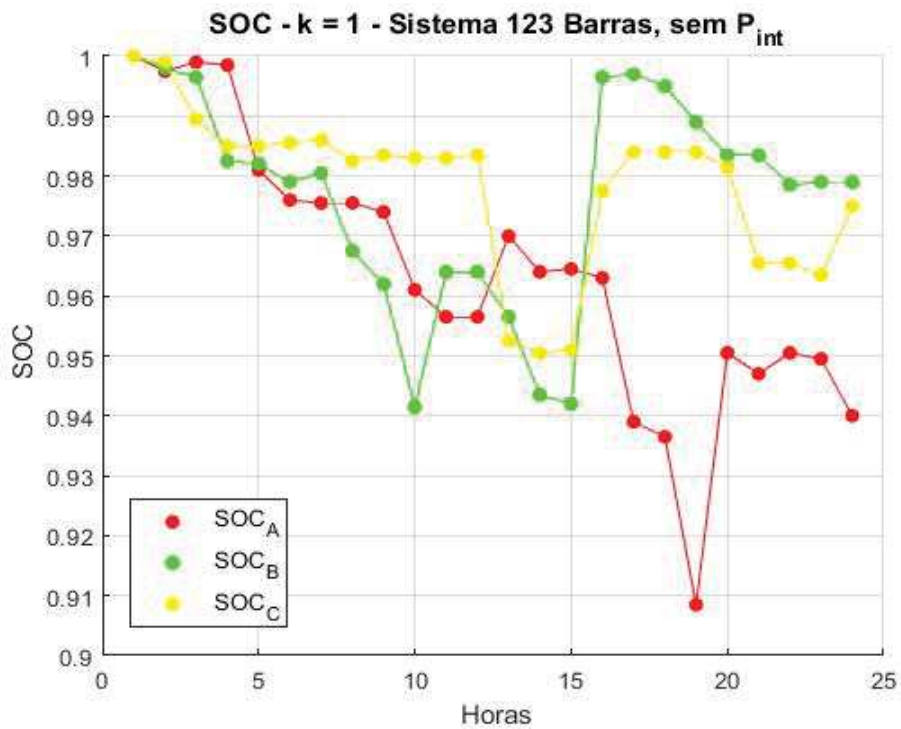
Além disso, na Figura 40 é destacado o comportamento das tensões na barra 57 deste sistema nas fases A, B e C para a execução do fluxo de potência sem considerar as perdas internas das baterias.

Figura 38: Curva de Cargas e SOC, $k=0$ – Sistema 123 Barras, sem P_{int}

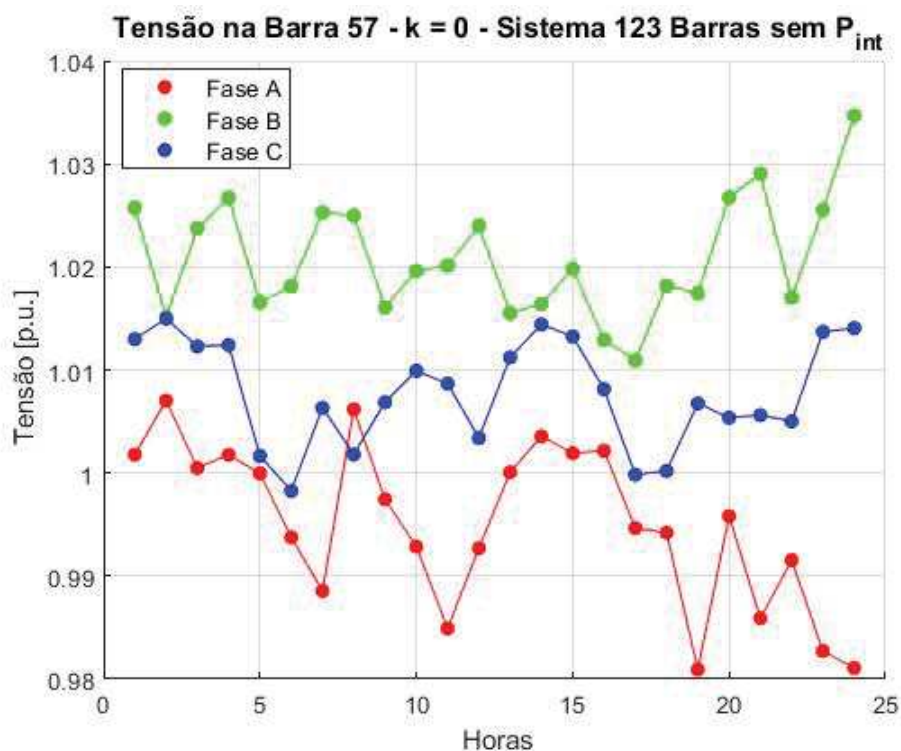


Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 39: Curva de Cargas e SOC, $k=1$ – Sistema 123 Barras, sem P_{int}



Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 40: Tensões na Barra 57, Sistema IEEE 123 Barras sem P_{int} 

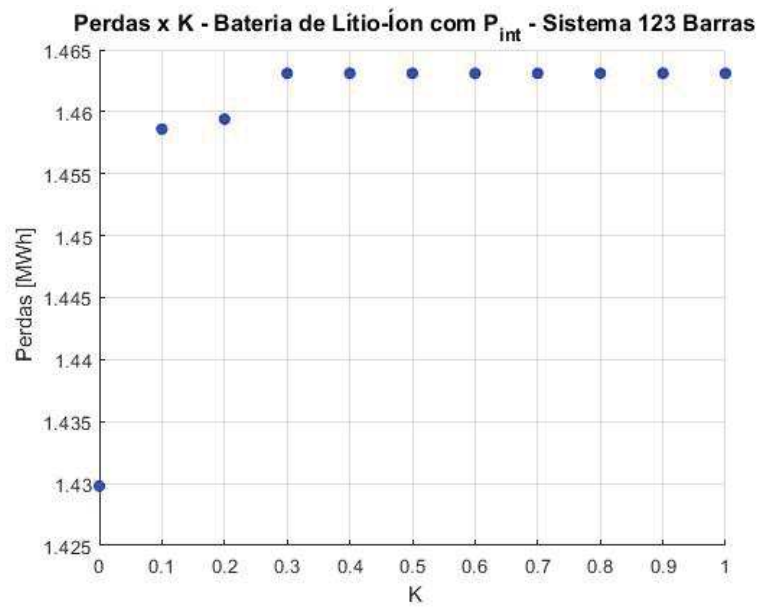
Fonte: Elaborada pela Autora

— Consideração das Perdas Internas (P_{int}):

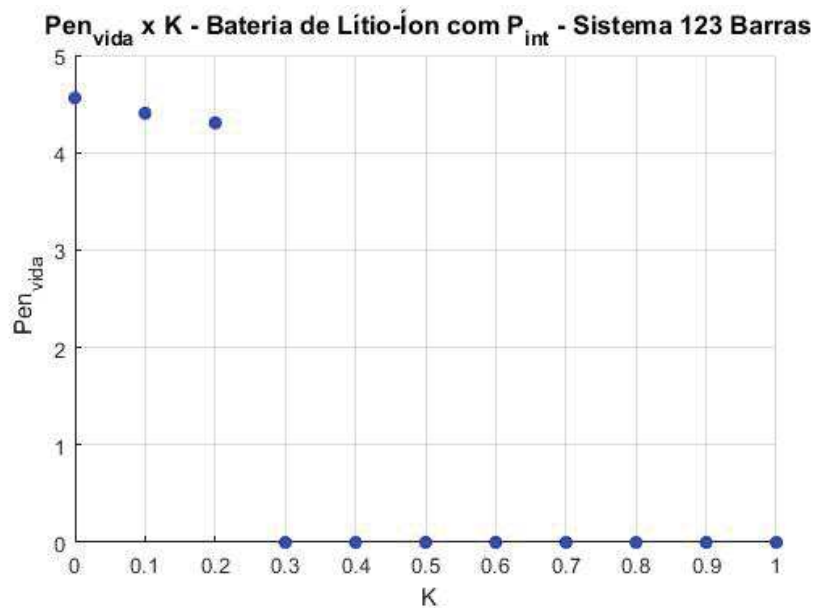
Com o intuito de avaliar o impacto que a contabilização das perdas internas das baterias possuem sobre as soluções encontradas, adotou-se o procedimento descrito no Capítulo 2 onde são consideradas as perdas por autodescarga e as perdas por eficiência. Os resultados obtidos estão dispostos nas Figura 41 e Figura 42.

A partir da observação das Figuras abaixo, pode-se perceber que o comportamento esperado foi verificado mais uma vez. Além disso, o valor das perdas de energia elétrica obtidas em $k = 0$, corresponde a $1,4298 MWh$ o que representa um aumento de 15,19% em relação ao valor obtido sem a consideração das perdas internas das baterias.

Tendo este fato em vista, percebe-se que a consideração da variável P_{int} acabou afetando significativamente o comportamento mostrado anteriormente. Isso porque, em $k = 0,3$, o sistema IEEE 123 Barras já atinge o valor das perdas de energia elétrica no caso base. Quando as perdas internas não são consideradas, as perdas no caso base não são atingidas nem mesmo em $k = 1$.

Figura 41: Perdas, IEEE 123 – Considerando P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 42: Penalização, IEEE 123 – Considerando P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

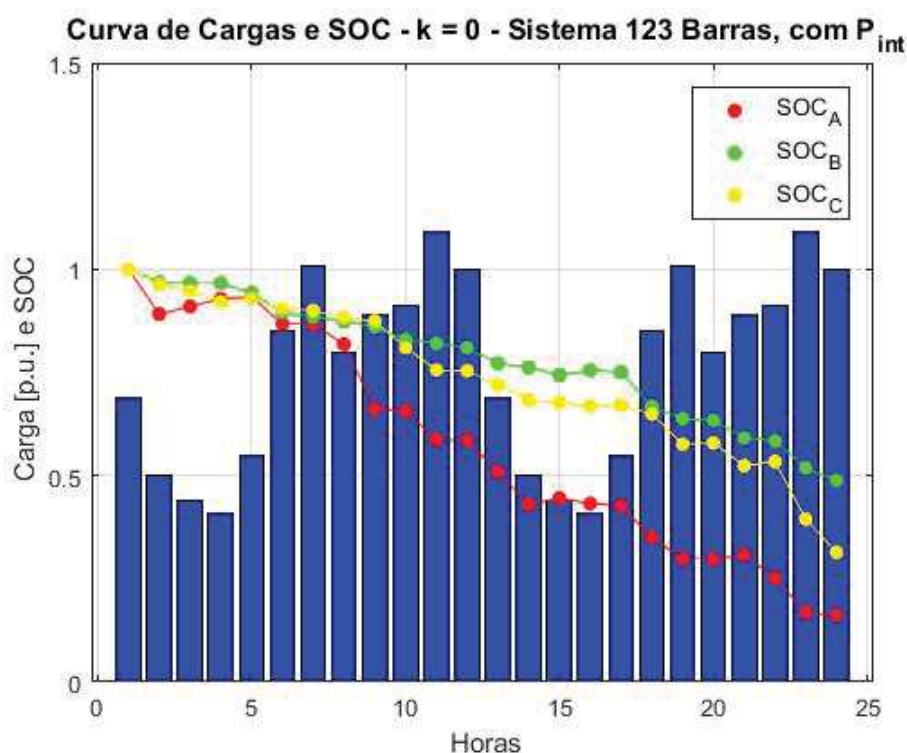
Diante destes fatos, percebe-se que, para o sistema IEEE 34 Barras a consideração das perdas internas afetou com menor intensidade as soluções obtidas. Já no sistema IEEE 123 Barras, esta consideração afetou as soluções significativamente. Isso quer dizer que

a consideração da variável P_{int} deve ser estudada de acordo com o SD em questão. Desta forma, a avaliação deste parâmetro deve ser realizada para que uma possível simplificação, não considerando-o, seja feita de maneira cuidadosa.

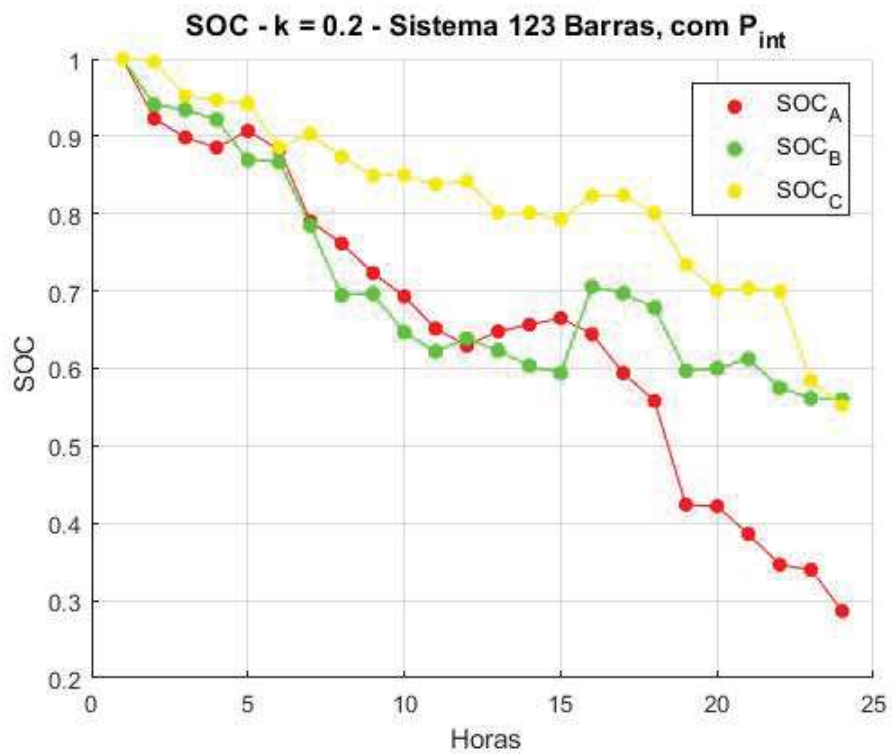
A avaliação do gráfico mostrado na Figura 43 permite concluir que a solução encontrada para o sistema IEEE 123 Barras considerando as perdas internas das baterias, tende a seguir a curva de cargas do sistema, fornecendo energia nos momentos de alta demanda do SD e absorvendo quando a demanda é menor. Também é mostrado na Figura 44 o comportamento do SOC para $k = 0,2$ no qual pode-se observar a redução da operação das baterias alocadas em relação ao caso de $k = 0$.

Além disso, na Figura 45, é destacado o comportamento das tensões de cada uma das fases da barra 57 para $k = 0$ considerando as perdas internas das baterias.

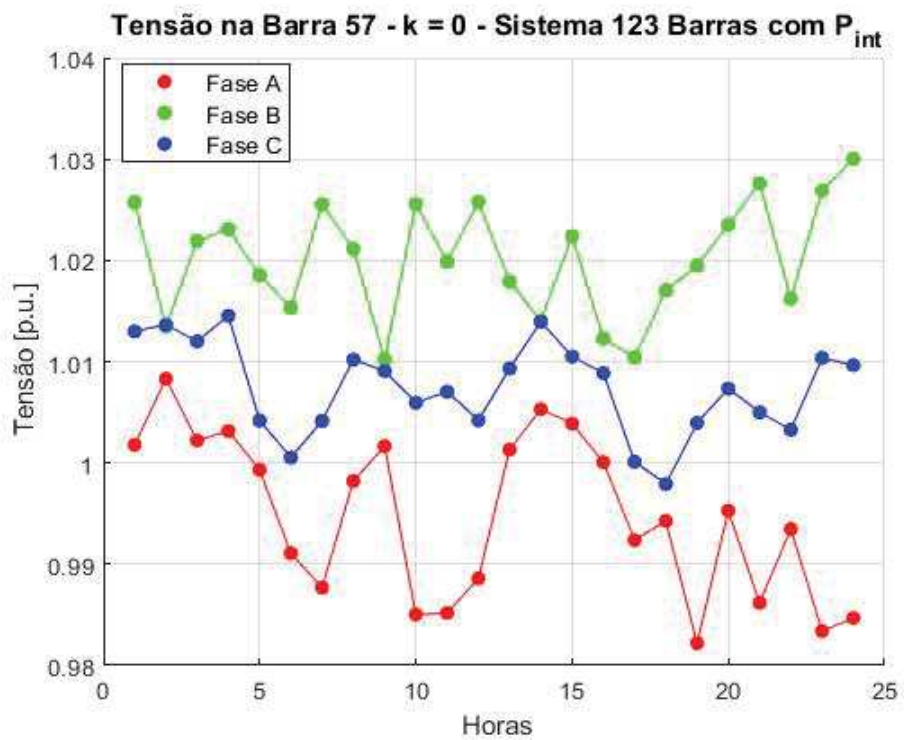
Figura 43: Curva de Cargas e SOC – Sistema 123 Barras, com P_{int}



Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 44: Curva de Cargas e SOC, $k = 0,2$ – Sistema 123 Barras, com P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

Figura 45: Tensões na Barra 57, Sistema IEEE 123 Barras com P_{int} 

Fonte: Elaborada pela Autora

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo serão apresentadas as principais observações sobre o método desenvolvido bem como algumas conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

5.1 CONCLUSÕES E PRINCIPAIS OBSERVAÇÕES SOBRE O MÉTODO DESENVOLVIDO

Neste trabalho foi proposto um método de alocação e operação otimizada de BESS em sistemas de distribuição de energia elétrica com objetivo de minimização das perdas elétricas considerando a preservação da vida útil das baterias.

A formulação matemática adotada considerou variáveis tais como os custos em relação ao número de ciclos de diferentes baterias sendo que este procedimento foi realizado como uma forma de considerar o custo relacionado a vida útil destes dispositivos, buscando um aproveitamento mais adequado destes dispositivos.

Foi realizada uma modelagem para consideração de perdas internas nas baterias, com análises cujos objetivos foram mensurar o impacto que as perdas internas das baterias alocadas possuíam sobre as soluções encontradas e a possibilidade de avaliação errônea em casos em que este parâmetro não seja considerado.

A otimização proposta objetivou determinar a localização e atuação das baterias em cada intervalo de tempo, ou seja, definir o gerenciamento da operação da bateria. Para este fim, a variável de otimização foi a potência injetada ou absorvida pela bateria em cada instante de tempo. Desta forma, o parâmetro SOC foi calculado internamente à função objetivo com o auxílio do cálculo da energia armazenada na bateria no fim de cada intervalo de tempo discretizado.

Um dos objetivos da otimização era redução de perdas de energia elétrica no SD, e foi realizada a avaliação de como este valor sofria variações de acordo com a variação do peso da consideração da preservação da vida útil da bateria, realizada pela variação de uma constante, k . Neste cenário, pode-se inferir que existe uma relação de compromisso

entre a redução de perdas e a manutenção da vida útil, e que os dois elementos precisam ser analisados pois impactam nos custos de operação e manutenção do sistema a longo prazo e, por isso, desenvolver um método que reduza as perdas mas tente avaliar a preservação da vida útil dos equipamentos alocados é importante. Além disso, pode-se indicar com o método proposto até que ponto de custo da bateria esta compensa para ser utilizada com o objetivo de redução de perdas, pois uma substituição do BESS pode ser onerosa a ponto de inviabilizar o investimento. Todos esses elementos devem ser considerados na análise de investimentos.

A partir da revisão bibliográfica, notou-se a aplicabilidade diversificada das baterias e, por este motivo, percebeu-se que os autores citados realizaram modelagens diversificadas do BESS de acordo com o tema dos estudos realizados. Observa-se também que existem diversos tipos construtivos de baterias e, cada um deles, apresenta diferentes parâmetros que devem ser observados e adequados de acordo com a aplicação desejada.

Tendo este fato em vista, a escolha das baterias de Chumbo-Ácido e Lítio-Íon neste trabalho deveu-se ao fato de que as primeiras são muito utilizadas devido ao seu baixo custo, enquanto a segunda foi uma das mais citadas nos estudos utilizados como referência neste trabalho.

A respeito da implementação computacional, desenvolveu-se um código em MATLAB vinculado ao OpenDSS. Sendo assim, o primeiro *software* foi utilizado para solucionar o problema através da *toolbox* de otimização, enquanto o OpenDSS foi responsável por executar os fluxos de potência. Como o problema solucionado possui acoplamento temporal, utilizou-se a técnica QSTS.

Em relação ao modelo de bateria utilizado, foram alocadas cargas de potência constante em cada hora da simulação, sendo a parte ativa poderia assumir valores positivos e negativos, enquanto a parte reativa assumiu valores nulos em todos os instantes de tempo considerados. Estas potências permitiram o cálculo da energia armazenada em cada intervalo de tempo e, conseqüentemente, o SOC foi avaliado internamente a função objetivo, pois este parâmetro precisa ser avaliado em aplicações reais, devido a suas limitações.

O método de otimização utilizado para solução do problema proposto foi o Algoritmo Genético. Isso foi feito, uma vez que esta ferramenta é eficiente na solução de problemas complexos e que possuem variáveis contínuas e discretas, como é o caso. No

entanto, é importante ressaltar que devido a sua característica heurística, o AG não garante a obtenção de ótimos globais. As soluções obtidas foram consideradas viáveis e puderam ser analisadas detalhadamente, porém não há garantia de ótimos globais.

No que diz respeito ao esforço computacional, pode-se dizer que o método é bem oneroso computacionalmente devido a sua característica de busca. Além disso, tendo em vista a grande quantidade de soluções inviáveis, ou seja, que não respeitam os limites operacionais, o AG teve dificuldade em encontrar boas soluções. Por isso, as taxas de estagnação tiveram que ser ajustadas para que o algoritmo não convergisse para uma solução inviável prematuramente e por não conhecer ainda uma solução que atendesse as restrições impostas.

Diante dos fatos apresentados pode-se concluir que a alocação de baterias em sistemas de distribuição pode ser uma boa alternativa no que diz respeito a redução de perdas de energia elétrica, porém esta aplicação deve ser feita de maneira cuidadosa. A modelagem destes dispositivos deve ser feita de forma a levar em consideração as diversas variáveis envolvidas como, por exemplo, a vida útil destes equipamentos, para que o benefício da aplicação compense os custos. O presente trabalho contribuiu com a inserção de uma avaliação que busca a preservação da vida útil do BESS. No entanto, trata-se apenas do início de um vasto estudo que pode ser realizado levando este parâmetro em consideração.

De maneira geral, considera-se que o método proposto foi eficiente na solução do problema de otimização analisado e há possibilidade de melhorias para adequação a sistemas de maior porte.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O método proposto permite a inserção de melhorias e consideração de outras variáveis de otimização para que seja realizado um estudo mais abrangente inclusive relativos a questões associadas a vida útil das baterias. Sendo assim, algumas sugestões para trabalhos futuros são enumeradas a seguir.

- Inclusão de outras variáveis de otimização como, por exemplo, a capacidade nominal de cada BESS;

- Inclusão do efeito da temperatura de exposição da bateria que pode contribuir para perda de vida útil;
- Inserção de fontes de geração distribuída nos SDs;
- Avaliação de outros métodos de otimização na solução do problema.

REFERÊNCIAS

- ABDELRAZEK S. A., KAMALASADAN S. Integrated PV Capacity Firming and Energy Time Shift Battery Energy Storage Management Using Energy Oriented Optimization. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 3, pp. 2607-2617, 2016.
- ADHIKAREE A., KIM T., VAGDODA J., OCHOA A., HERNANDEZ P. J., LEE Y. Cloud-Based Battery Condition Monitoring Platform for Large-Scale Lithium-Ion Battery Energy Storage Systems Using Internet-of-Things (IoT). IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Cincinnati, 2017. **Anais. ECCE 2017**, pp. 1004-1009.
- ARAUJO L. R., PENIDO D. R. R., CARNEIRO JR S., PEREIRA J. L. R. Optimal unbalanced capacitor placement in distribution systems for voltage control and energy losses minimization. **Electric Power Systems Research**, v. 154, pp. 110-121, 2018.
- BASTOS C. B. S. **Estudo dos impactos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica utilizando análises QSTS**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade do Estado de Santa Catarina, 2015.
- CACCIATO M., NOBILE G., SCARCELLA G., SCELBA G. Real-time Model-based Estimation of SOC and SOH for Energy Storage Systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 32, n. 1, pp. 794-803, 2017.
- CHO K., KIM S., KIM J., BYEON G. Optimal Operation Control for Multiple BESSs of a Large-Scale Customer under Time-Based Pricing. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, pp. 803-816, 2018.
- CHOOBINEH M., MOHAGHEGHI S. Optimal energy management in an industrial plant using on-site generation and demand scheduling. In: 2015 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. Addison. **Anais. IAS 2015**, pp. 1-8.
- GANGULY S., LAKSHMI S. Centralized and Distributed Battery Energy Storage System for Peak Load Demand Support of Radial Distribution Networks. In: 2019 IEEE Milan PowerTech. **Anais. POWERTECH 2019**, pp. 1-6.

HOU T., CUI Y., ZHOU X., ZHANG W., RUAN B. Charge-Discharge Strategy for Battery Energy Storage to Smooth Power Fluctuations from Wind Farms. In: 2016 China International Conference on Electricity Distribution. **Anais**. CICED 2016, pp. 1-5.

HU X., ZOU C., ZHANG C., LI Y. Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 5, pp. 20-31, 2017. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

IEEE PES. **IEEE Test Feeder Working Group**, 1991. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 12 out. 2020.

KE B., KU T., KE Y., CHUANG C., CHEN H. Sizing the Battery Energy Storage System on a University Campus with Prediction of Load and Photovoltaic Generation. In: 2015 IEEE/IAS 51st Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference. **Anais**. I&CPS 2015, pp. 1-12.

KEMPENER R., BORDEN E. Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook. **IRENA – International Renewable Energy Agency**, 2015. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2015/Jan/Battery-Storage-for-Renewables-Market-Status-and-Technology-Outlook/>. Acesso em: 12 out. 2020.

KIM B., KIM Y., BALDICK R., SHIN C. Adaptive Energy Management System with a BESS through Experimental-Bases Cell Modeling And Adaptive Model Predictive Control. In: 2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia. **Anais**. ISGT Asia 2018, pp. 1062-1067.

KUPCHINOV A. D., SMOTROV N. N., GUSEV Y. P. The Compatibility Verification of Batteries and Battery Chargers to Ripples in Battery Float Charge Mode. In: 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, 2018. **Anais**. EIconRus 2018, pp. 696-700.

LACERDA E. G. M., CARVALHO A. C. P. L. F. **Introdução aos Algoritmos Genéticos**. 7. ed. Porto Alegre: Universidade/UFRGS: Associação Brasileira de Recursos Hídricos, 1999. v. 1.

MATIAS P. T. **Avaliação Comparativa de Algoritmos Evolutivos com Operadores Adaptativos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

MEHMOOD K. K., KHAN S. U., LEE S., HAIDER Z. M., RAFIQUE M. K., KIM C. Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power DGs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 10, pp. 1305 – 1315, 2017.

OCTAVIANO M. E. F., BARBOSA M. W., TOSTES A. C., ARAUJO L. R., ARAUJO D. R. R. P. Alocação de Baterias em Sistemas de Distribuição com Minimização de Perdas Considerando Custos e Vida Útil. In: Congresso Brasileiro de Automática 2020. **Anais**. CBA 2020, v. 2, n. 1.

OLIVEIRA T. T. **Método para Alocação e Operação Ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição com Restrições de Tensão e Redução das Perdas**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Juiz de Fora, 2018.

SANO S., ITO Y., HIROSE Y., TAKEUCHI H., AONE S. Development of Long Cycle Life Valve-Regulated Lead-Acid Battery for Large-Scale Battery Energy Storage System to Utilize Renewable Energy. In: 2015 IEEE International Telecommunications Energy Conference. **Anais**. INTELEC 2015, pp. 1-6.

SOSSAN F., NAMOR E., CHERKAOUI R., PAOLONE M. Achieving the Dispatchability of Distribution Feeders through Prosumers Data Driven Forecasting and Model Predictive Control of Electrochemical Storage. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 4, pp. 1762-1777, 2016.

SOUZA J. V., FARIA W. R., MONTEIRO F. M. S., OTTO R. B., BICZKOWSKI, M., ASADA E. N. Battery Energy Storage System Allocation in Distribution Systems for Power Loss and Operational Costs Reduction. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America. **Anais**. IEEE ISGT 2019, pp. 1-6.

STROE D., KNAP V., SWIERCZYNSKI M., STROE A., TEODORESCU R. Operation of Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary

Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 1, pp. 430-438, 2017.

TAHVONEN O., NIINIMÄKI S. On the economics of optimal timber production in boreal Scots pine stands. **Canadian Journal of Forest Research**, v. 43, n. 8, p. 719–730, 2013.

WAHYUDDIN M. I., PRIAMBODO P. S., SUDIBYO H. State of Charge (SoC) Analysis and Modeling Battery Discharging Parameters, 2018 4th International Conference on Science and Technology. **Anais**. ICST 2018, pp. 1-5.

XU B., OUDALOV A., ULBIG A., ANDERSSON G., KIRSCHEN D. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, pp. 1131-1140, 2018.

YANG X., DENG Z., JIANG H. Design of a Battery Management System Based on Matrix Switching Network. In: 2015 IEEE International Conference on Information and Automation. **Anais**. ICIA 2015, pp. 138-141.

ZHENG L., ZHU J., WANG G. A Comparative Study of Battery Balancing Strategies for Different Battery Operation Processes. In: 2016 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo. **Anais**. ITEC 2016, pp. 1-5.