

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Marger Wanderley Barbosa

**Método para alocação dimensionamento e operação de baterias em sistemas de
distribuição com redução de perda e análise econômica**

Juiz de Fora

2020

Marger Wanderley Barbosa

Método para alocação dimensionamento e operação de baterias em sistemas de distribuição com redução de perda e análise econômica

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: D. Sc. Leandro Ramos de Araujo

Co-orientadora: D. Sc. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Juiz de Fora

2020

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

Barbosa, Marger Wanderley.

Método para alocação, dimensionamento e operação de baterias em sistemas de distribuição com redução de perdas e análise econômica / Marger Wanderley Barbosa. -- 2020.

81 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, 2020.

1. Baterias. 2. Sistemas de armazenamento. 3. Sistemas de distribuição de energia. 4. Dimensionamento e alocação ótimos. 5. Algoritmo Genético. I. Araujo, Leandro Ramos de, orient. II. Araujo, Débora Rosana Ribeiro Penido, coorient. III. Título.

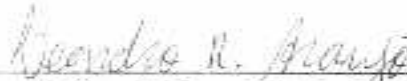
Marger Wanderley Barbosa

MÉTODO PARA ALOCAÇÃO, DIMENSIONAMENTO E OPERAÇÃO DE BATERIAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM REDUÇÃO DE PERDAS E ANÁLISE ECONÔMICA

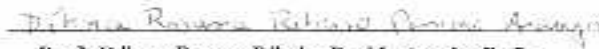
Dissertação apresentada ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 18/02/2020

BANCA EXAMINADORA:



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



Profª. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. Vander Menegoy da Costa, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. Márcio do Carmo Barbosa P. Rodrigues, D. Sc.
Instituto Federal Sudeste MG

*Dedico este trabalho à minha mãe, Marley Pereira, ao meu pai, Germano Barbosa e à minha
namorada Ana Caroline Pinheiro*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela oportunidade de concluir mais uma etapa em minha vida.

Agradeço aos meus pais Marley Pereira e Germano Barbosa pelos conselhos, ensinamentos, pela dedicação, confiança, suporte e amor incondicionais demonstrados durante toda minha vida e que foram essenciais para que eu pudesse alcançar meus objetivos.

Agradeço aos meus familiares pelo suporte dado durante toda minha caminhada, sendo um porto seguro em momentos de dificuldades, e desta forma reduzindo o peso destes momentos.

Agradeço à minha namorada Ana Caroline Pinheiro pelo amor, carinho e apoio prestados durante esta caminhada, por me ouvir, me animar e me incentivar a cumprir meus objetivos mesmo em situações de grandes adversidades.

Agradeço aos meus orientadores Leandro Ramos e Débora Rosana por todo intercâmbio de conhecimento, pela orientação e confiança depositada em mim durante esta caminhada.

Agradeço aos meus amigos que direta ou indiretamente contribuíram para a elaboração deste trabalho e também àqueles que participaram de alguma maneira de minha vida durante esta caminhada.

Por último agradeço à UFJF, à Faculdade de Engenharia, ao LABSPOT e à CAPES por todo apoio estrutural e financeiro dado durante minha formação e durante o desenvolvimento deste trabalho.

A todos, meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

Neste trabalho é analisado o uso de sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) em sistemas elétricos de distribuição. Esses sistemas de baterias são capazes de injetar ou absorver energia dos sistemas de distribuição. Quando tal processo é realizado em momentos propícios, proporciona uma melhora nos indicadores dos sistemas elétricos. São propostos dois métodos para alocar, dimensionar e gerenciar a operação destes conjuntos de baterias, visando obter um resultado ótimo. Neste trabalho, deseja-se alcançar dois objetivos distintos: a minimização das perdas elétricas do sistema de distribuição e a maximização do retorno financeiro, decorrente do benefício dos BESS a um sistema ao longo de um horizonte de planejamento. A modelagem de bateria utilizada considera questões de dependência temporal entre seus estados de operação e, assim, visa retratar seu funcionamento real. Tal dependência temporal é abordada pela resolução de fluxos de potência sequenciais, que respeitam os limites operativos dos sistemas. A otimização é realizada através de dois métodos propostos, o primeiro é um procedimento de busca direta, que visa solucionar todas as variáveis do problema simultaneamente. O segundo é um procedimento de busca iterativa, que define o cronograma de operação por meio de um processo de otimização e utiliza outro processo para alocar e dimensionar os BESS. Ambos os métodos propostos utilizam o algoritmo genético como ferramenta de otimização. Resultados obtidos em simulações de diferentes sistemas de distribuição são apresentados para demonstrar a aplicabilidade do método proposto.

Palavras Chave: Baterias. Sistemas de armazenamento de energia. Sistemas de distribuição de energia. Algoritmo Genético. Dimensionamento e alocação ótimos.

ABSTRACT

The use of battery energy storage systems (BESS) connected to distribution systems is analyzed. In this work these battery systems are capable of either injecting or draw power from the power systems. When such process happens at appropriate times it leads to an improvement in the electric system indicators. Two methods for optimal sizing, placement and operation schedule management of BESS are proposed aiming to get an optimal result. In this work it is desired to achieve two distinct objectives: the minimization of electrical losses from distribution systems and financial profit maximization due to BESS benefits for a distribution system over a planning horizon. The battery modeling in this paper takes into account the temporal dependency among their operational states and thus aims to portray its real operation. Such temporal dependency is dealt with sequential power flows resolutions, which respects systems operational limits. In addition, the load curve variability is considered during the process. The optimization is performed through two proposed methods, the first one is a straight search procedure that aims to solve all the problem variables simultaneously. The second is an iterative search procedure that defines BESS operation schedule through an optimization process and uses another one to set his sizing and placement. Both proposed methods use Genetic Algorithms as an optimization tool. Results obtained from simulations in different power systems are presented to demonstrate the applicability of the proposed method.

Keywords: Batteries. Battery energy storage system. Distribution system. Genetic Algorithm. Optimal sizing and placement.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - MODELO DE BATERIA OPENDSS	23
FIGURA 2 - RELAÇÃO ENTRE O NÚMERO DE CICLOS E PROFUNDIDADE DE DESCARGA	27
FIGURA 3 - MODELO DE BATERIA OPENDSS	28
FIGURA 4 - FLUXOGRAMA DO MÉTODO DE BUSCA DIRETA	41
FIGURA 5 - FLUXOGRAMA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	42
FIGURA 6 - CURVA DE CARGA UTILIZADA PARA A ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	43
FIGURA 7 - ESTRUTURA CROMOSSOMO UTILIZADO	44
FIGURA 8 - FLUXOGRAMA DO MÉTODO ITERATIVO PROPOSTO	47
FIGURA 9 - CROMOSSOMO USADO NO AG1	48
FIGURA 10 - CROMOSSOMO USADO NO AG2	50
FIGURA 11 - CURVA DE DEMANDA UTILIZADA.....	54
FIGURA 12 - SISTEMA IEEE 13 BARRAS	56
FIGURA 13 - OPERAÇÃO BESS VERSUS CURVA DE CARGA	58
FIGURA 14 - OPERAÇÃO BESS VERSUS CURVA DE CARGA	60
FIGURA 15 - SISTEMA IEEE 34 BARRAS	62
FIGURA 16 - BARRAS ESCOLHIDAS PARA A ALOCAÇÃO DOS BESS NO SISTEMA DE 34 BARRAS .	64
FIGURA 17 - SOC VERSUS CURVA DE CARGA: (A) BUSCA ITERATIVA; (B) BUSCA DIRETA	65
FIGURA 18 - BARRA ESCOLHIDA PARA ALOCAÇÃO DO BESS TRIFÁSICO	66
FIGURA 19 - CURVA VERSUS SOC CENÁRIO B.....	66
FIGURA 20- CURVA DE CARGA VERSUS SOC PROBLEMA II: (A) CENÁRIO A; (B) CENÁRIO B....	69
FIGURA 21 - SISTEMA IEEE 123 BARRAS	71
FIGURA 22 - LOCALIZAÇÃO DA BARRA 76 NO SISTEMA.....	73
FIGURA 23 - CURVA DE CARGA VERSUS CURVA DE OPERAÇÃO: (A) CENÁRIO A; (B) CENÁRIO B	74

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - PARÂMETROS DAS TECNOLOGIAS DE BATERIAS RELEVANTES (HU ET AL, 2017)...	23
TABELA 2 - PARÂMETROS BATERIAS	51
TABELA 3 - PARÂMETROS AG.....	52
TABELA 4 - CASOS ESTUDADOS	52
TABELA 5 - PARÂMETROS UTILIZADOS DURANTE A ANÁLISE ECONÔMICA	54
TABELA 6 - RESULTADOS CONSIDERANDO AUTODESCARGA E VARIAÇÃO DO RENDIMENTO	57
TABELA 7 - DISCRIMINAÇÃO DAS PERDAS DO SISTEMA	58
TABELA 8 - RESULTADOS DESCONSIDERANDO AUTODESCARGA E VARIANDO O RENDIMENTO	59
TABELA 9 - DISCRIMINAÇÃO DAS PERDAS DO SISTEMA DESCONSIDERANDO AUTODESCARGA..	59
TABELA 10 - COMPARATIVO DOS RESULTADOS COM E SEM AUTODESCARGA	61
TABELA 11 - RESULTADOS BUSCA ITERATIVA	63
TABELA 12 - RESULTADOS BUSCA DIRETA.....	63
TABELA 13 - RESULTADOS ALOCAÇÃO BESS TRIFÁSICO	65
TABELA 14 - RESULTADOS SIMULAÇÕES CASO II - PROBLEMA I	67
TABELA 15 - RESULTADOS PROBLEMA II.....	68
TABELA 16 - DADOS FINANCEIROS PROBLEMA II.....	69
TABELA 17 - RESUMO DAS AVALIAÇÕES ECONÔMICA - CASO II.....	70
TABELA 18 - RESUMO DOS RESULTADOS OBTIDOS NOS CENÁRIOS DO CASO II	70
TABELA 19 - RESULTADOS SIMULAÇÕES SISTEMA 123 BARRAS.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmo Genético;
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> ;
ESS	<i>Energy Storage System</i> ;
FOB	Função objetivo;
GD	Geração distribuída;
HP	Horizonte de planejamento
ID	Intervalo de demanda;
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i> ;
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;
QSTS	Quasi-static time series
SD	Sistema de distribuição;
SOC	Estado de carga (do inglês: <i>State of Charge</i>);
U.M.	Unidade monetária;
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora;
VPL	Valor presente líquido;
VRB	Baterias de redox de vanádio (do inglês: <i>vanadium redox batteries</i>).

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{bat}	Custo unitário do BESS;
$C_{E,N}$	Preço da tarifa de Energia no período N ;
C_f	Custo futuro;
CI	Custo de investimento;
$C_{OM,N}$	Custo de operação e manutenção do BESS no período N ;
C_p	Custo presente;
$\Delta_{perdas,N}$	Diferença nas perdas elétricas entre o sistema com e sem o BESS;
Δt_t	Duração do intervalo de demanda t ;
$E_{arm,t}$	Energia armazenada pela bateria no intervalo t ;
$E_{nom,B}$	Capacidade de armazenamento de energia nominal do BESS B ;
FC_N	Fluxo de caixa no período N ;
$g_{km,L}$	Condutância série do ramo km da linha L ;
ID	Intervalo de demanda;
K	Custo de capital;
L_b	Posição correspondente ao local de instalação do BESS B no SD;
N	Número de período de validade do investimento;
n_{local}	Quantidade de locais candidatos a receber a alocação de BESS;
$\eta_{bat,B}$	Eficiência de carga ou descarga do BESS B ;
$\eta_{int,B}$	Fator de perdas por autodescarga interna do BESS B ;
nID	Número de intervalos de demanda;
$P_{k,t}$	Potência ativa injetada no nó k no intervalo de demanda t ;
$P_{nom,B}$	Potência nominal do BESS B ;
$Q_{k,t}$	Potência reativa injetada no nó k no intervalo de demanda t ;
r	Taxa de inflação ou deflação;
$SOC_{B,t}$	Estado de carga do BESS B no intervalo t ;
SOC_{max}	Estado de carga máximo permitido;
SOC_{min}	Estado de carga mínimo permitido;
t	Intervalo de tempo em análise;
t_{tot}	Tempo total de avaliação do sistema;
$\theta_{k,t}$	Ângulo de fase da barra k durante o intervalo de tempo t ;

$V_{k,t}$	Tensão terminal da barra k no intervalo de demanda t ;
V_{\max}	Limite superior da tensão no sistema;
V_{\min}	Limite inferior da tensão no sistema;
$V_{\text{nom},B}$	Tensão nominal do BESS B ;
VPL	Valor presente líquido;
P_{bat}	Potência armazenada pela bateria durante a carga e liberada durante a descarga;
$P_{\text{perdas},t}^{\text{Aut},B}$	Perdas nas baterias devido à autodescargas internas;
$P_{\text{perdas},t}^{\text{Alim},L}$	Perdas no alimentador L durante o intervalo de demanda t ;
$P_{\text{perdas},t}^{\text{Bat},B}$	Perdas no BESS B durante o intervalo de demanda t ;
$P_{\text{perdas},t}^{\text{Ef},B,C}$	Perdas por eficiência no BESS B durante a carga;
$P_{\text{perdas},t}^{\text{Ef},B,D}$	Perdas por eficiência no BESS B durante a descarga;
$P_{\text{perdas},t}^{\text{Ef},B}$	Perdas por eficiência no BESS B ;
$P_{k,t}^{\text{calc}}$	Somatório das injeções de potência ativa, calculadas pelo fluxo de potência, na barra k no intervalo t ;
$P_{k,t}^{\text{esp}}$	Potência ativa especificada das gerações existentes no nó k subtraídas das potências demandadas pelas cargas neste nó durante o intervalo t ;
$P_{k,t}^{\text{Bat},\text{Inj}}$	Intercâmbio de potência ativa entre o sistema elétrico e o conjunto de baterias no intervalo t ;
P_{sis}	Potência total fornecida pelo sistema para a bateria, durante a carga, ou fornecida pela bateria ao sistema, durante a descarga;
$P_{\text{perdas},t,N}^{\text{tot}}$	Perdas totais no sistema de distribuição com nenhum BESS alocado no intervalo de demanda t no período de avaliação N ;
$P_{\text{perdas},t}^{\text{tot},B}$	Perdas totais no conjunto SD e BESS durante o intervalo de demanda t ;
$Q_{k,t}^{\text{calc}}$	Somatório das injeções de potência reativa, calculadas pelo fluxo de potência, na barra k no intervalo t ;
$Q_{k,t}^{\text{esp}}$	Potência reativa especificada das gerações existentes no nó k subtraídas das potências demandadas pelas cargas neste nó durante o intervalo t .

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	14
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
1.3	MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS	20
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	21
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	22
2.1	BATERIAS.....	22
2.2	MODELO DE BATERIA UTILIZADO	23
2.3	PRINCIPAIS PARÂMETROS DAS BATERIAS.....	25
2.3.1	<i>Tensão nominal (V_{nom}) e tensão de operação (V_{op}).....</i>	<i>25</i>
2.3.2	<i>Estado de carga (SOC).....</i>	<i>26</i>
2.3.3	<i>Estado de saúde (SOH).....</i>	<i>26</i>
2.3.4	<i>Perdas.....</i>	<i>27</i>
2.4	ALGORITMO GENÉTICO	29
3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	31
3.1	INTERVALO DE DEMANDA	31
3.2	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA I - REDUÇÃO DE PERDAS	32
3.3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA II – MAXIMAÇÃO DO RETORNO FINANCEIRO	35
3.3.1	<i>Análise de viabilidade econômica.....</i>	<i>36</i>
4	MODELAGEM COMPUTACIONAL.....	40
4.1	MODELAGEM BUSCA DIRETA.....	40
4.1.1	<i>Etapa E1 - Coleta de dados</i>	<i>41</i>
4.1.2	<i>Etapa E2 - Utilizar o AG e definir cromossomo.....</i>	<i>44</i>
4.1.3	<i>Etapa E3 - Criar nova população</i>	<i>45</i>
4.1.4	<i>Etapa E4 - Definir alocação, dimensionamento e operação dos armazenadores... </i>	<i>45</i>
4.1.5	<i>Etapa E5 - Avaliar restrições operativas</i>	<i>45</i>
4.1.6	<i>Etapa E6 - Critério de parada</i>	<i>46</i>
4.1.7	<i>Etapa E7 - Apresentar resultados</i>	<i>46</i>
4.2	MODELAGEM BUSCA ITERATIVA	46

4.2.1	<i>Etapa P.1 - Entrada de dados</i>	47
4.2.2	<i>Etapa P.2 – Alocação e dimensionamento iniciais</i>	47
4.2.3	<i>Etapa P.3 – Definição do cronograma de funcionamento</i>	48
4.2.4	<i>Etapa P.4 – Primeira avaliação do critério de convergência</i>	49
4.2.5	<i>Etapa P.5 – Alocação e dimensionamento</i>	49
4.2.6	<i>Etapa P.6 – Segunda avaliação do critério de convergência</i>	50
4.2.7	<i>Etapa P.7 – Apresentação dos resultados</i>	50
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	51
5.1	PARÂMETROS ECONÔMICOS CONSIDERADOS	54
5.2	CASO I – SIMULAÇÃO SISTEMA IEEE 13 BARRAS	55
5.2.1	<i>Resolução do problema I</i>	56
5.2.1.1	<i>Variação rendimento com a consideração das perdas por autodescarga</i>	57
5.2.1.2	<i>Variação rendimento desconsiderando as perdas por autodescarga</i>	59
5.3	CASO II – SIMULAÇÃO SISTEMA IEEE 34 BARRAS.....	61
5.3.1	<i>Resolução problema I – Cenário A</i>	63
5.3.2	<i>Resolução problema I – Cenário B</i>	65
5.3.3	<i>Análise dos Cenários A e B</i>	66
5.3.4	<i>Resolução do problema II – Cenários A e B</i>	68
5.3.5	<i>Análises financeiras</i>	69
5.4	CASO III – SIMULAÇÃO SISTEMA IEEE 123 BARRAS.....	71
5.4.1	<i>Resolução problema I – Cenários A e B</i>	72
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	75
6.1	CONCLUSÕES	75
6.2	SUGESTÕES TRABALHOS FUTUROS	77
	REFERÊNCIAS	79

1 INTRODUÇÃO

Ao longo deste primeiro capítulo serão feitas considerações iniciais e uma revisão bibliográfica acerca do tema deste trabalho. Além disso, serão apresentadas as motivações e os objetivos desta dissertação

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A matriz de geração de energia do sistema elétrico brasileiro é, tradicionalmente, composta por usinas de grande porte, localizadas longe da demanda, sendo predominantemente formada por usinas hidrelétricas e termelétricas. Estas usinas trazem certa previsibilidade para a disponibilidade de geração uma vez que a quantidade de energia gerada por cada uma delas pode ser controlada. Entretanto, nos últimos anos, o interesse e a utilização de fontes de energia não despacháveis, como eólica e solar, vem aumentando (NEVES FILHO *et al*, 2019). Tal comportamento, por parte dos agentes e pesquisadores do setor, é decorrente de fatores ambientais, político-econômicos e técnicos.

Como fatores ambientais, pode-se destacar o fato dessas fontes serem mais limpas, em comparação às fontes tradicionais, auxiliando a garantir a disponibilidade de energia elétrica e, ao mesmo tempo, reduzir a pegada de carbono (JAYASEKARA *et al*, 2016).

Uma série de subsídios governamentais foram estabelecidos globalmente para fomentar o uso de geração distribuída (GD) advinda das fontes renováveis. Tal fator político, aliado ao fator econômico da redução dos custos, de construção e instalação de painéis solares e turbinas eólicas, ajuda a explicar o crescente interesse nestas fontes de energia. A redução de custos é decorrente do desenvolvimento da tecnologia destes equipamentos (JAYASEKARA *et al*, 2016).

Os fatores técnicos são decorrentes da necessidade de uma maior diversificação da matriz energética brasileira, necessária para tornar o país menos dependente dos regimes de chuvas, do qual não se tem controle, ao mesmo tempo em que cria alternativas às fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis, como o petróleo - cujo preço é sensível à pressões e acontecimentos externos. Com isso, tais fontes podem ser de extrema importância para evitar déficits de energia em períodos de estiagem (CASTRO *et al*, 2010).

As energias renováveis vêm tendo grande apelo na geração distribuída, que, basicamente, são usinas de energia com baixa ou média capacidade de geração sendo

localizadas próximas aos grandes centros consumidores. A GD auxilia no descongestionamento do sistema de transmissão de energia, proporcionando, assim, uma mitigação da necessidade de investimento em ampliações e reforços do sistema de transmissão. Entretanto, apesar das vantagens da utilização de GD advinda de fontes intermitentes, o aumento da penetração destas fontes, em sistemas de distribuição de energia, cria novos desafios para o setor, como: Adversidades para a proteção do sistema elétrico, devido à possibilidade de fluxo reverso em sistemas de distribuição, tradicionalmente radiais; Excesso de geração em momentos de baixa demanda; Aumento de flutuações de frequência e tensão que resultam em problemas de qualidade de energia; Possibilidade de perda de estabilidade, devido à falta de reserva girante (WONG *et al.*, 2019).

Como há uma tendência de aumento no uso de fontes renováveis de energia como GD, atualmente, grande parte das pesquisas do setor vão no sentido de mitigar os problemas decorrentes do uso destas fontes nos sistemas de distribuição. Uma alternativa que vem se destacando, na atenuação dos efeitos negativos das fontes renováveis nos sistemas de distribuição, é a utilização de sistemas de armazenamento de energia, do inglês *Energy Storage Systems* (ESS) (WONG *et al.*, 2019).

Dentre as principais tecnologias de ESS existentes, destacam-se os sistemas de armazenamento de energia por bateria, do inglês *Battery Energy Storage Systems* (BESS), que armazenam a energia de forma eletroquímica. A energia química armazenada dentro dos módulos que compõem o BESS é convertida em energia elétrica durante o processo de descarga da bateria e, no processo de carga da bateria, a energia elétrica é convertida em energia química. O uso de baterias como sistemas armazenadores de energia possuem a vantagem de poderem ser alocados próximos aos grandes centros consumidores, por ocuparem um espaço físico menor quando comparado a outros métodos tradicionais de armazenamento de energia (HU *et al.*, 2017).

Os BESS podem ser utilizados para diversas finalidades em um sistema elétrico, como: regulação de tensão; redução do pico de carga; mitigação da necessidade de investimento em ampliações e reforços do sistema de transmissão; arbitragem de preços de energia; regulação de frequência; redução das perdas e auxiliar na integração de fontes renováveis, uma vez que, podem absorver a energia excedente gerada por tais fontes, em certos períodos do dia, e injetá-la no sistema elétrico, em momentos de déficit de energia (WONG *et al.*, 2019).

Para maximizar os benefícios dos BESS em sistemas de distribuição, deve-se levar em consideração o correto dimensionamento dos mesmos, de maneira que, sua tensão de operação e sua potência, sejam compatíveis com as do sistema, onde ele será utilizado. Um dimensionamento errôneo pode levar a prejuízos econômicos ou a impossibilidade de atingir os objetivos desejados pela utilização dos sistemas de armazenamento. Outro fator que deve ser levado em consideração é a alocação destes elementos no sistema, uma vez que, sua localização influencia seu desempenho, podendo maximizar seus benefícios ou, caso mal alocada, causar prejuízos ao sistema.

Além do correto dimensionamento e da melhor alocação, faz-se necessário definir o gerenciamento do funcionamento do BESS, ou seja, definir os momentos em que ele deve carregar ou descarregar, visando maximizar os impactos positivos de sua utilização em um sistema elétrico, de acordo com os objetivos desejados. A viabilidade técnica e econômica da utilização de BESS em sistemas de distribuição depende da definição dos objetivos almejados com sua utilização, e também de realizar corretamente sua alocação, seu dimensionamento e o gerenciamento de sua operação.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A utilização de BESS é um tema alvo de diversas pesquisas, por causa das suas diferentes aplicações, como: regulação dos níveis de frequência e tensão; redução das perdas elétricas, atenuação do pico de carga e arbitragem de preços.

Há na literatura alguns estudos, como o de Hidalgo-Leon *et al.* (2017), onde é feita uma revisão acerca dos BESS em que é discorrido sobre aspectos referentes à sua arquitetura interna, suas aplicações, seus impactos ambientais e algumas das opções disponíveis comercialmente. Além disso, são descritas alguns estudos de caso em que foram realizados testes de campo de algumas de suas aplicações.

O trabalho de Wong *et al.* (2019) é outro que tem como objetivo apresentar uma revisão a respeito do estado da arte da tecnologia de sistemas armazenadores de energia. Os autores expõem as tecnologias disponíveis, citam diversas técnicas que já foram aplicadas, com o objetivo de se alcançar uma alocação e um dimensionamento ótimos dos BESS, para a finalidade desejada. Trata-se também de técnicas de controle utilizadas para gerenciar o processo de carga e descarga, do conjunto de baterias em sistemas de energia elétrica.

No que se refere a experiências de campo, o trabalho de Swierczynski *et al.* (2013) apresenta as análises do desempenho de dois BESS de Lítio-íon (Li-íon), que, juntos, possuem uma potência de 1,6MW/400kW. Tais dispositivos atuam na regulação primária de frequência no sistema elétrico dinamarquês. Testes de campo foram feitos com a finalidade de verificar a degradação da performance dos BESS devido ao seu envelhecimento.

As baterias de Li-íon também são utilizadas no trabalho de Stroe *et al.* (2017) para realizar a regulação de frequência de um sistema elétrico. Após a finalização do evento de regulação de frequência, foram avaliadas cinco estratégias de reestabelecimento do estado de carga da bateria, do inglês *state of charge* (SOC). Em cada uma das estratégias foi verificado o tempo que a bateria levou para completar seu ciclo de vida, no intuito de verificar a estratégia que resulta no maior tempo de vida útil.

Dentre as aplicações, diversos trabalhos na literatura focaram em realizar a regulação de tensão de sistemas elétricos, com a instalação de BESS, para tal, diversas técnicas foram utilizadas.

Chaiyatham e Ngamroo (2012) utilizam o algoritmo de colônia de abelhas para encontrar a capacidade ideal das baterias e sua melhor localização no sistema, visando mitigar os efeitos da elevação de tensão, decorrentes da instalação de sistemas fotovoltaicos em um sistema de distribuição radial.

Wong *et al.* (2014) fazem, em seu trabalho, um estudo que visa obter a alocação ótima de um BESS para realizar controle de tensão, em um sistema que possui geração distribuída fotovoltaica.

Marra *et al.* (2014) propõem uma estratégia para a gerência do planejamento de carga e descarga de sistemas de armazenamento de energia, situados em alimentadores de baixa tensão, que possuem uma alta penetração de fontes de energia fotovoltaica. A estratégia sugerida visa a regulação dos níveis de tensão do período do dia em que ocorre o pico de geração fotovoltaica em sistemas similares ao analisado.

No trabalho de Nazaripouya *et al.* (2015) é proposta uma estratégia para a regulação de tensão em sistemas que possuem certa penetração de energia fotovoltaica, onde leva-se em conta a relação R/X do sistema sob análise. O objetivo dos autores é encontrar o menor valor de um BESS e sua localização de forma a maximizar a quantidade de barras do sistema que obtêm os níveis de tensão regulados.

O tempo de vida útil das baterias é levado em consideração no trabalho de Yang *et al.* (2014) para a realização de análises de custo benefício do uso de BESS. Sua influência no desempenho dos dispositivos de regulação de tensão também é investigada. O trabalho realiza o dimensionamento de BESS em redes de distribuição com alto nível de penetração de geração fotovoltaica.

Jayasekara *et al.* (2016) fazem uma proposta de dimensionamento de BESS para alocação em um sistema, com alta penetração de geração distribuída, levando em conta o gerenciamento de despacho de energia do mesmo. A função objetivo deste trabalho é a redução do custo total do sistema, a verifica-se, também, a atuação do BESS focada na regulação de tensão e na redução de perdas.

Salee e Wirasanti (2018) propõem uma formulação para o problema de alocação e dimensionamento ótimos de um BESS em redes de distribuição elétrica, que leva em consideração o suporte de tensão do BESS e as perdas totais da rede.

O uso dos sistemas de armazenamento para a redução das perdas elétricas do sistema é analisado em diversos trabalhos, como no realizado por Farsadi *et al.* (2015), onde é utilizado um algoritmo genético (AG) para calcular as perdas elétricas em um sistema devido à instalação de um BESS. Com a redução das perdas elétricas, em relação a um caso sem a presença das baterias, é calculado o valor presente líquido, relacionado ao projeto do BESS. Foram considerados: horizonte de planejamento de 5 anos e inflação constante sobre os preços da energia elétrica, sendo estes invariáveis em todos os diferentes níveis de carga analisados.

O algoritmo proposto por Zhao *et al.* (2015) é dividido em duas etapas. Na primeira etapa foi considerada a presença BESS, em todas as barras do sistema teste, com potência e energia instaladas ilimitadas. Na segunda etapa, é feita uma verificação das barras com maior taxa de variação de energia. Tais barras foram selecionadas e utilizadas para o cálculo do dimensionamento dos BESS. O sistema utilizado possui uma alta penetração de geração eólica.

O fluxo de potência contínuo linearizado de distribuição é utilizado por Tang e Low (2017) para estudar a redução das perdas de energias totais de um sistema de distribuição, por meio da alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia bem como suas capacidades.

A comparação da redução das perdas devido à variação da quantidade de unidades de BESS (1 a 6), mantendo a mesma capacidade em todos os casos, alocadas em um sistema de

distribuição, com alta penetração de fontes fotovoltaicas, foi investigada por Raptis *et al.* (2018).

No trabalho de Oliveira (2018) é realizada uma análise para definir a ótima alocação e o ótimo gerenciamento da operação de BESS monofásicos em sistemas de distribuição, visando a redução das perdas elétricas. É utilizado o AG para a otimização e a técnica QSTS, do inglês *quase-static time series*, para a resolução de fluxos de potência sequenciais, necessários à resolução do problema proposto.

A redução de custo é um desejo de todas as áreas da indústria. No setor elétrico, isso não é diferente, sendo assim, existem diversos trabalhos na literatura que buscam reduzir os custos de operação, instalação e manutenção dos sistemas elétricos. Bose *et al.* (2012) utilizam, em seu trabalho, a formulação AC do fluxo de potência ótimo para encontrar o menor custo de geração de potência ativa em uma rede de transmissão, com presença de geração convencional e eólica. Neste trabalho foram realizados a alocação de BESS, o gerenciamento de seu funcionamento e o despacho ótimo da geração.

Pandžić *et al.* (2015) utilizam a programação linear inteira mista em três estágios para realizar a alocação e o dimensionamento de BESS no intuito de mitigar o congestionamento do sistema de distribuição. No primeiro estágio, foram identificadas as barras propícias à conexão das baterias. No segundo estágio, com as barras obtidas no estágio anterior, foi realizado dimensionamento dos valores de potência e energia dos BESS. E, finalmente, no terceiro estágio, os dados resultantes das etapas anteriores foram utilizados para o cálculo da operação ótima, que quantifica a redução do congestionamento do sistema de transmissão.

No trabalho de Saboori e Hemmati (2017) foi proposta uma metodologia para alocar otimamente a geração distribuída e BESS em uma rede de distribuição, visando maximizar as receitas da empresa de distribuição. O método leva em consideração tanto a potência ativa quanto a reativa, do BESS e da GD. A receita obtida com a venda de tais potências é subtraída dos custos de instalação, operação e manutenção dos equipamentos em análise resultando, assim, na função objetivo da metodologia proposta.

Sun *et al.* (2018) propõem um modelo de otimização para realizar o dimensionamento e a alocação de sistemas de armazenamento de energia, que visa reduzir os custos de investimento e operação do conjunto sistema elétrico e ESS.

Um procedimento de dois estágios para a solução do problema de dimensionamento e alocação de BESS em sistemas elétricos foi proposto por Adeodu e Chmielewski (2018). Tal procedimento utiliza a teoria de controle ótimo linear econômico para gerar uma solução,

próxima a ótima, que fora usada como parâmetro inicial para um algoritmo que trabalha com a teoria de controle preditivo do modelo econômico, visando encontrar a solução ótima do problema.

O intuito do trabalho de Fortenbacher *et. al.* (2018) foi reduzir a complexidade computacional do problema de alocação e dimensionamento ótimos de baterias em sistemas de baixa tensão, considerando diversos horizontes de planejamento. Para tal, foi utilizada a técnica da decomposição de Benders.

Há ainda trabalhos que visam estimar a degradação das baterias, e utilizar tal estimativa para verificar o impacto na redução de sua vida útil, assim, possibilita um cálculo mais preciso do tempo de validade do investimento de alocação e inserção das baterias em sistemas elétricos. O trabalho de Zhang *et. al.*(2019) segue esta linha de calcular a degradação das baterias, devido ao seu funcionamento, por meio de um modelo semi-empírico, e utiliza tal estimativa para dimensionar BESS para consumidores comerciais.

1.3 MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS

De acordo com o exposto até o presente momento, pode-se perceber que estudos a respeito das baterias vem sendo discutidos sob diferentes óticas ao longo dos anos e, cada vez mais, vem atraindo maior interesse. O aumento do uso das GDs, o desenvolvimento da tecnologia dos elementos armazenadores de energia e a conseqüente redução em seus custos, são fatores que elevam a tendência de aumento do uso de BESS nos sistemas elétricos.

Ainda há a necessidade de desenvolver mais conhecimentos sobre os impactos das baterias em sistemas de distribuição, a duração de sua vida útil e a viabilidade econômica de sua utilização.

Assim, este trabalho busca contribuir com um método de otimização que possibilita verificar o benefício do uso dos BESS para redução das perdas elétricas de um sistema de distribuição. Verificando o impacto, nos resultados, decorrentes do uso de diferentes modelagens da função objetivo do problema, uma focada em maximizar a redução de perdas do sistema de distribuição e outra em maximizar o retorno financeiro obtido pela redução das perdas elétricas.

Este trabalho é uma continuação dos estudos iniciados por Oliveira (2018) sendo os diferenciais deste trabalho: a avaliação de sistemas de armazenamento de energia trifásicos; análise de sensibilidade para restrição do grupo de locais candidatos a alocação dos BESS;

inclusão do dimensionamento dos armazenadores e da análise de viabilidade econômica no processo de otimização; desenvolvimento de um algoritmo de solução que realiza uma busca iterativa, durante seu processo de otimização, que visa reduzir o esforço computacional demandado para obtenção da solução do problema.

Para realizar as metas desejadas, serão considerados: os limites operativos dos sistemas e das baterias; a dependência temporal decorrente das operações de carga e descarga das baterias e a variação das cargas dos sistemas.

O método proposto utiliza o AG como ferramenta de otimização. E, foi implementado utilizando o *software MATrix LABoratory* (MATLAB) em conjunto com o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS).

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é dividido em seis capítulos, no primeiro são apresentadas as motivações e os objetivos deste trabalho, além disto, é feita uma introdução a respeito do tema. O segundo capítulo trata a respeito da fundamentação teórica utilizada. O terceiro capítulo traz a formulação matemática dos problemas analisados. No quarto capítulo é explanada a modelagem computacional do problema. Os resultados obtidos durante as diferentes simulações realizadas são divulgados no quinto capítulo. Já o sexto capítulo possui as considerações finais do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Ao longo deste capítulo serão apresentadas as principais tecnologias de baterias em utilização em sistemas de energia elétrica atualmente, assim como alguns parâmetros importantes das mesmas. Este capítulo traz ainda o modelo utilizado neste trabalho para simular o funcionamento das baterias quando conectadas a um sistema de distribuição (SD) e as variáveis que devem ser consideradas para sua correta operação.

2.1 BATERIAS

Baterias são dispositivos eletroquímicos compostos por duas ou mais células eletroquímicas. As células são compostas por um recipiente, no qual um material eletrolítico (eletrólito) é armazenado e mantido em contato com dois eletrodos, ânodo e cátodo. Tal contato permite uma transferência de elétrons entre os eletrodos. Essa transferência de elétrons ocorre devido às reações químicas de oxirredução entre os eletrodos e o eletrólito. Quando a bateria descarrega sua energia, um dos eletrodos sofre a oxidação, perdendo elétrons, enquanto isso, para completar a reação, o outro eletrodo recebe elétrons sofrendo a redução. Este ciclo é reversível o que caracteriza as baterias como recarregáveis, no caso de baterias secundárias (EYER e COREY, 2010).

Dentre os dispositivos de armazenamento de energia elétrica, as baterias são a tecnologia mais difundida atualmente. As baterias podem ser fabricadas com vários tipos distintos de materiais, dentre eles, os que possuem representativa escala comercial são: as baterias de chumbo-ácido; as de hidreto metálico de níquel (NiMH); as de íons de lítio; as de sódio-enxofre (NaS) e as baterias de redox de vanádio (VRB, do inglês: *vanadium redox batteries*). A Tabela 1 apresenta as características relevantes destas tecnologias de baterias, que são as mais utilizadas nos sistemas de distribuição atualmente (HU *et al*, 2017).

Tabela 1 - Parâmetros das tecnologias de baterias relevantes

<i>Característica</i>	<i>Chumbo-ácido</i>	<i>NiMH</i>	<i>Li-íon</i>	<i>NaS</i>	<i>VRB</i>
Energia específica (Wh/kg)	25-50	60-120	75-200	150-240	10-30
Potência específica (W/kg)	75-300	250-1000	500-2000	150-230	80-150
Ciclo de vida	200-1000	180-2000	1000-10000	2500-4000	>12000
Custo (US\$/kWh)	100-300	900-3500	300-2500	300-500	150-1000
η_{bat} (%)	86-92	~81	92-98	86-95	86-95
Autodescarga	Baixa	Alta	Média	Desprezível	Desprezível

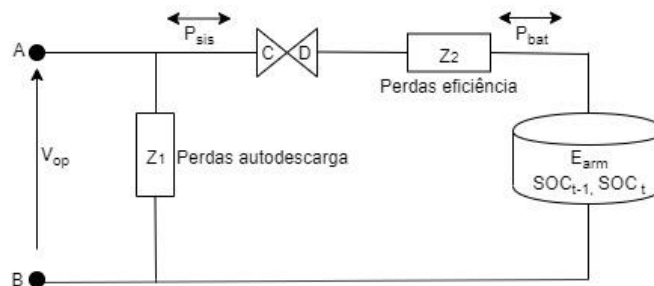
Fonte: HU et al, 2017

2.2 MODELO DE BATERIA UTILIZADO

Neste trabalho será utilizado o *software* OpenDSS em associação com o MATLAB para realizar as análises desejadas. O OpenDSS é uma ferramenta *open source* que pode ser utilizada para realizar diversas análises em sistemas de distribuição. Sendo que, neste trabalho, realizará o cálculo do fluxo de potência em sistemas de distribuição, onde conjuntos de baterias serão alocados em algumas barras dos sistemas analisados. O local de inserção das baterias, sua capacidade e seu cronograma de operação serão definidos por meio de um algoritmo desenvolvido no MATLAB, e tal informação será passada para o OpenDSS efetuar os cálculos dos fluxos de potência sequenciais do SD com as baterias.

O modelo de bateria usado neste trabalho é o disponibilizado pelo OpenDSS sendo apresentado na Figura 1. Neste modelo, a bateria se comporta como um gerador injetando potência no sistema quando ela está descarregando e opera como uma carga de potência constante ao carregar (OLIVEIRA, 2018).

Figura 1 - Modelo de Bateria OpenDSS



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2010)

No modelo apresentado na Figura 1, as setas C e D são apenas indicadores de sentido. Quando o fluxo está no sentido de C, significa que a bateria está carregando, quando o fluxo está no sentido de D, a bateria está descarregando. A impedância Z_1 é responsável pelas perdas por autodescarga da bateria, que ocorrem quando a bateria está conectada ao sistema, mesmo sem operar, enquanto Z_2 é o responsável por representar as perdas por eficiência, que correspondem às perdas no circuito interno da bateria e nas conversões CC/CA e CA/CC necessárias para a conexão da mesma ao SD. P_{bat} é a parcela de potência que é de fato armazenada pela bateria durante a carga e a parcela liberada por ela durante a descarga. P_{sis} é a potência que a bateria absorve do SD durante a carga e que é injetada nele durante a descarga da bateria. V_{op} é a tensão de operação igual a tensão existente no ponto de conexão do BESS com o sistema. A energia armazenada na bateria é representada pelo cilindro E_{arm} que é dependente da diferença de SOC entre o instante em que a bateria inicia e termina uma operação.

Para que o modelo possa simular corretamente o funcionamento de um BESS, alguns parâmetros devem ser definidos sendo eles:

- a) a tensão nominal do BESS(kV);
- b) a barra de alocação e a(s) respectiva(s) fase(s);
- c) as eficiências de carga e descarga (percentual);
- d) a taxa de perdas por autodescarga (percentual);
- e) a potência máxima que ele pode injetar ou absorver do sistema em determinado instante (kW);
- f) a capacidade de armazenamento nominal (kWh);
- g) a energia que está armazenada inicialmente (%);
- h) o modo de despacho;
- i) o número de fases;
- j) tipo de conexão.

Com relação ao modo de despacho, existem cinco diferentes tipos disponíveis: os modos *default*, *follow*, *external*, *loadlevel* e *price*, sendo que os detalhes de funcionamento de cada um destes modos são descritos em Dugan (2010).

O número de fases pode ser definido entre uma ou mais fases e, caso seja selecionada uma fase (monofásico), por exemplo, o modelo da Figura 1 é alocado em apenas uma fase específica da barra determinada sendo que, todos os dados definidos são totalmente válidos e

o modo de conexão, por padrão, é estrela. Já no caso do número de fases especificado for igual a três (trifásico), por exemplo, será alocado um modelo da Figura 1 em cada uma das fases da barra definida, sendo assim três modelos. Porém, o valor especificado da capacidade de armazenamento será dividido igualmente entre eles, ou seja, no caso de ser especificada uma capacidade de 120 kWh, cada fase vai receber 40 kWh. O SOC dos três modelos são controlados da mesma maneira. O modo de conexão dos três modelos também deve ser especificado podendo ser estrela ou triângulo.

O valor da tensão nominal, a ser especificado, deve ser a tensão entre fase e neutro, no caso de BESS monofásico, e a tensão entre fases, no caso de duas ou mais fases. O valor da tensão nominal do BESS deve estar no nível da tensão nominal do SD no ponto de instalação.

Neste trabalho o modo de despacho utilizado será o *follow*, com isso, é indicado um cronograma de funcionamento para a bateria seguir. Este cronograma é composto por valores normalizados pela potência nominal da bateria, tais valores podem ser negativos quando a bateria está no modo de carga, e positivos, quando a bateria está no modo de descarga, ou nulos, quando nenhuma ação é executada (DUGAN, 2010).

2.3 PRINCIPAIS PARÂMETROS DAS BATERIAS

As baterias apresentam alguns parâmetros importantes que devem ser considerados para gerenciar seu cronograma de funcionamento e também para alocar e dimensionar o BESS, sendo o BESS um grupo de baterias do mesmo tipo operando de maneira conjunta, para utilização em sistemas de potência. Tais parâmetros serão apresentados ao longo desta seção.

2.3.1 Tensão nominal (V_{nom}) e tensão de operação (V_{op})

A tensão nominal de uma bateria é aquela definida pelo fabricante como a tensão ideal, em seus terminais, para sua operação em regime permanente. Já a tensão de operação é aquela em que os terminais da bateria estão submetidos quando a mesma está conectada a um determinado sistema elétrico. Tanto V_{nom} como V_{op} podem ser expressas em Volts (V) ou por unidade (p.u.) e, apesar de poderem assumir grandezas diferentes, é fortemente recomendável que a tensão de operação de uma bateria seja próxima à sua tensão nominal (OLIVEIRA, 2018).

Ao associar várias células de baterias em série, a tensão nominal a qual o conjunto pode ser submetido é maior do que a de uma única célula uma vez que a tensão, entre os terminais do conjunto, se divide entre todos seus componentes.

2.3.2 Estado de carga (SOC)

O estado de carga da bateria é um parâmetro importante e representa a porcentagem da capacidade nominal de armazenamento de energia na bateria em determinado instante. A Equação 2.1 apresenta tal relação.

$$SOC_t = \frac{E_{arm,t}}{E_{nom}} \times 100 \quad [\%] \quad (2.1)$$

Em que:

E_{nom} é a capacidade nominal da bateria em kWh;

$E_{arm,t}$ é a energia armazenada na bateria ao final do intervalo de tempo t , em kWh;

SOC_t é o estado de carga final do intervalo de tempo t , dado em percentual.

O SOC, além de indicar a quantidade de energia disponível na bateria, é importante pois, por meio dele, pode-se controlar o cronograma de carga e descarga de um BESS, através da definição de seu valor ao final de cada intervalo de demanda (ID). Se o SOC ao final de um ID for superior ao que era no início do intervalo, significa que a bateria carregou (absorveu potência do sistema) e caso seja menor, significa que a bateria descarregou (forneceu potência ao sistema).

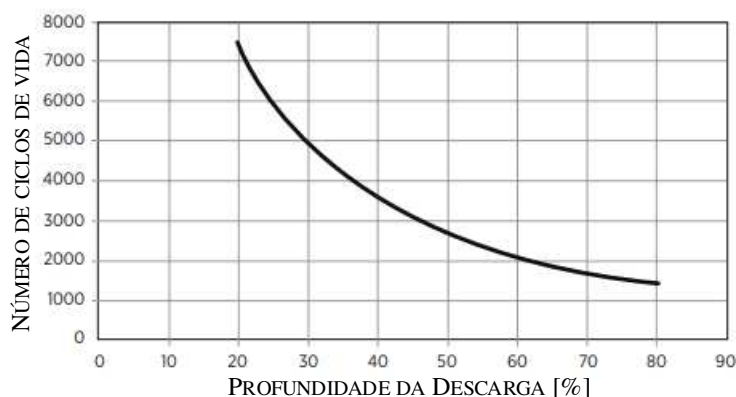
2.3.3 Estado de saúde (SOH)

Baterias degradam-se devido a ciclos repetidos de carga e descarga, esta degradação se dá pela redução da capacidade e potência das baterias. (ANSEÁN *et al.*, 2017). O comportamento desta degradação é chamado estado de saúde, do inglês *state-of-health*, e é definido pela razão entre a capacidade de energia que a bateria pode entregar atualmente e a capacidade máxima que ela podia entregar no início de sua vida útil (YANG, *et al.*, 2018).

O fim da vida útil de uma bateria ocorre quando a degradação, decorrente dos processos de carga e descarga, reduz sua capacidade para 80% do valor nominal (YANG, *et al.*, 2018). Quando isso ocorre, faz-se necessária a substituição da bateria. Uma descarga

profunda, definida - aqui - como uma redução de 80% ou mais do SOC em relação a seu valor nominal, impacta consideravelmente na redução da vida útil do equipamento, e isso, implica numa diminuição da quantidade de ciclos de operação da bateria (CAMARGO, 2016). A Figura 2 apresenta a redução do número de ciclos de vida de uma bateria de chumbo-ácido de acordo com a profundidade de descarga.

Figura 2 - Relação entre o número de ciclos e profundidade de descarga



Fonte: Adaptado. (CAMARGO, 2016)

2.3.4 Perdas

Como todo equipamento real, as baterias apresentam perdas durante seu funcionamento. Nas baterias ocorrem por meio de autodescargas, um fenômeno interno da bateria, sendo usualmente relacionado às reações químicas internas (EYER e COREY, 2010), e de resistências internas, estas consideradas nas perdas por eficiência, juntamente com o efeito dos conversores necessários para sua conexão nos SD.

As autodescargas ocorrem naturalmente dentro das baterias, sendo uma perda constante durante os processos de carga, descarga e espera. Tal fenômeno, em algumas tecnologias de baterias, resulta em perdas significativas, não podendo ser ignorado no estudo de aplicações de baterias. O fator de perdas por autodescarga (η_{int}) tem relação com a potência nominal, e tal fator deve ser fornecido pelo fabricante (OLIVEIRA, 2018).

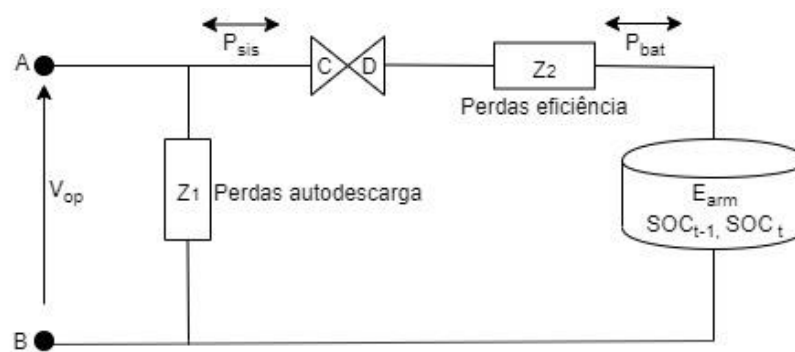
As perdas por autodescarga são diretamente proporcionais à potência nominal da bateria, mas também dependem da relação entre a tensão de operação da bateria (V_{op}) e de sua

tensão nominal (V_{nom}) (OLIVEIRA, 2018). A Equação (2.2) apresenta tal relação que é dada em kW.

$$P_{perdas}^{Aut} = \frac{|V_{op}|^2}{|V_{nom}|^2} \cdot P_{nom} \cdot \eta_{int} \quad (2.2)$$

Além das perdas por autodescarga, existem as perdas por questão de eficiência, nas quais incluem-se as perdas que ocorrem no circuito interno da bateria e as perdas por conversão CC/CA e CA/CC, que ocorrem durante os processos de carga e descarga. Para exemplificar este efeito, é feita uma análise da Figura 1 que apresenta o modelo de bateria utilizado, por conveniência. Tal Figura é repetida nesta seção.

Figura 3 - Modelo de Bateria OpenDSS



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2010)

Durante o processo de carga, P_{sis} é a potência absorvida do SD para carregar a bateria e P_{bat} é a potência armazenada na bateria. Já durante a descarga, as variáveis são as mesmas, mas, o sentido do fluxo é diferente, assim, P_{bat} é a potência fornecida pela bateria e P_{sis} é a potência que efetivamente é entregue ao SD. O valor de P_{sis} já desconsidera a potência perdida por autodescarga pois, tais perdas, ocorrem em todos os estados de funcionamento da bateria. Podendo, assim, ser consideradas como uma carga em paralelo com a bateria e, deste modo, não contribui no valor considerado de P_{sis} durante a carga e descarga da bateria.

As perdas durante o processo de carga são calculadas pela diferença entre P_{sis} e P_{bat} . Assim, para carregar a bateria em determinado valor, o SD deve enviar uma quantidade maior de energia, exceto no caso de baterias ideais. A quantidade exata de energia a ser enviada pelo SD depende do rendimento da bateria (η_{bat}) e, no processo de carga, este valor é calculado de acordo com a Equação (2.3).

$$P_{sis} = \frac{P_{bat}}{\eta_{bat}} \quad (2.3)$$

Já durante o processo de descarga, como a potência vai da bateria para o sistema, as perdas resultam da diferença entre P_{bat} e P_{sis} . Deste modo, a quantidade de potência que chegará ao SD será menor do que a enviada pela bateria, exceto se as baterias forem consideradas ideais. O valor da potência que chega, de fato, ao SD é dependente do rendimento da bateria e é calculado pela Equação (2.4).

$$P_{sis} = P_{bat} \times \eta_{bat} \quad (2.4)$$

Enfim, o cálculo das perdas, tanto no processo de carga como no de descarga, são realizados conforme a Equação (2.5).

$$P_{perdas,C} = P_{sis} - P_{bat} \quad (2.5)$$

$$P_{perdas,D} = P_{bat} - P_{sis}$$

Onde:

$P_{perdas,C}$ e $P_{perdas,D}$ são respectivamente a potência relativa as perdas durante a carga e a descarga;

P_{sis} é a potência absorvida do sistema durante a carga e entregue durante a descarga;

P_{bat} é a potência armazenada pela bateria durante a carga e fornecida durante a descarga.

2.4 ALGORITMO GENÉTICO

O AG é uma ferramenta metaheurística de otimização inspirada na evolução das espécies e consiste em verificar a aptidão de diversos indivíduos (geração) em torno da solução de um problema. Os melhores indivíduos, ou seja, que possuem maior aptidão, são mantidos para gerações futuras (elitismo), enquanto os outros indivíduos são submetidos a operações genéticas (mutação, recombinação, e cruzamentos) para formar os indivíduos que compõem as gerações futuras. Tal processo repete-se até que ocorra a convergência do método (LACERDA e CARVALHO, 1999).

O AG é indicado para resolução de problemas complexos geralmente com natureza não-linear. Tal característica pode ser explicada pelo fato do AG não fazer uso de derivadas durante seu método de resolução, o que permite que o espaço de busca da solução tenha maior

variabilidade não ficando preso a ótimos locais. Devido à suas características, a solução ótima global do problema nem sempre é encontrada pela ferramenta (OLIVEIRA, 2018).

Neste trabalho, a escolha do AG como ferramenta de otimização se deu pelo fato de ser um problema complexo, de difícil modelagem, com características altamente não-lineares e que apresenta tanto variáveis inteiras como de contínuas que possuem dependência temporal entre elas.

A modelagem do AG utilizado neste trabalho é a *toolbox* disponibilizada pelo MATLAB, que é descrita com maiores detalhes em “Global Optimization Toolbox User’s Guide”, 2019.

3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O funcionamento dos BESS pode ser descrito como similar a uma carga, quando estão carregando, e similar a um gerador, nos momentos em que descarregam. Esse comportamento impacta no desempenho dos SD. Ao gerenciar os momentos de carga e descarga dos BESS, pode-se direcionar seu impacto, no SD, para alcançar um objetivo específico como, por exemplo, a redução de perdas. Tal gerenciamento pode ser realizado por meio do controle do SOC, através da definição desses valores no início e no fim de um intervalo de tempo.

Neste capítulo são formulados dois problemas distintos, denominados problema I e problema II. O objetivo do problema I, apresentado na Seção 3.2, é a redução das perdas de um sistema de distribuição de energia elétrica após a inserção de um ou mais BESS. Já o objetivo do problema II, definido na Seção 3.3, é obter um maior retorno financeiro devido à redução das perdas decorrentes da inserção dos armazenadores no SD.

3.1 INTERVALO DE DEMANDA

Para definir o problema é preciso determinar um intervalo de tempo fixo, chamado de intervalo de demanda (ID). O somatório de todos os ID equivale ao tempo total (t_{tot}) de avaliação de funcionamento do sistema. A quantidade de IDs considerados (nID) em cada simulação pode ser obtida pela equação (3.1).

$$nID = \frac{t_{tot}}{ID} \quad (3.1)$$

O ID é utilizado na análise das simulações com o tempo de uma hora e, ao final de cada ID, os valores das variáveis do problema são computados. Assim, pode ser definido quando um BESS carrega ou descarrega durante um ID. Para isso, basta definir o valor desejado ao final de cada intervalo de demanda e, de acordo com o valor no início do respectivo ID, o programa irá executar a ação necessária durante a hora avaliada. Caso o SOC ao final do ID seja maior do que o valor em seu início, as baterias carregam. Se o SOC no final do intervalo for menor do que no início, as baterias descarregam. E se o valor for igual, não realizaram nenhuma ação durante o intervalo avaliado.

3.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA I - REDUÇÃO DE PERDAS

O problema I tem por objetivo a redução das perdas elétricas do conjunto SD e BESS e é modelado matematicamente pelo conjunto de Equações (3.2)-(3.7).

$$\text{Min } F = \sum_{t=1}^{nID} P_{perdas,t}^{tot} \quad (3.2)$$

$$S.A. \quad SOC_{min} \leq SOC_{B,t} \leq SOC_{max} \quad (3.3)$$

$$V_{min} \leq V_{k,t} \leq V_{max} \quad (3.4)$$

$$P_{k,t} = P_{k,t}^{esp} - P_{k,t}^{Bat,Inj}(V_{k,t}, SOC_{k,t}, SOC_{k,t-1}) - P_{k,t}^{calc}(V_{k,t}, \theta_{k,t}) = 0 \quad (3.5)$$

$$Q_{k,t} = Q_{k,t}^{esp} - Q_{k,t}^{calc}(V_{k,t}, \theta_{k,t}) = 0$$

$$0 \leq E_{nom,B} \leq E_{nom,max} \quad (3.6)$$

$$1 \leq L_B \leq n_{local} \quad (3.7)$$

Em que:

nID é quantidade de intervalos de demanda considerados;

$P_{perdas,t}^{tot}$ representa as perdas totais do conjunto SD e BESS no ID t ;

$SOC_{B,t}$ representa o estado de carga do BESS B no ID t ;

$V_{k,t}$ é a tensão na barra k no ID t ;

$P_{k,t}$ e $Q_{k,t}$ são, respectivamente, os somatórios de potência ativa e reativa injetadas em cada nó k , no ID t ;

$P_{k,t}^{esp}$ e $Q_{k,t}^{esp}$ são, respectivamente, as potências ativa e reativa especificadas das gerações existentes no nó k subtraídas das potências demandadas pelas cargas no mesmo nó durante o intervalo de tempo t ;

$P_{k,t}^{calc}$ e $Q_{k,t}^{calc}$ representam o somatório das potências ativa e reativa, respectivamente, calculadas pelo fluxo de potência, que são injetadas na barra k por meio dos ramos conectados a este nó durante o intervalo t ;

$P_{k,t}^{Bat,Inj}$ representa o intercâmbio de potência ativa entre o sistema elétrico e o conjunto de baterias, durante o processo de carga das baterias possui valor negativo e no processo de descarga seu valor é positivo;

$SOC_{k,t}$ corresponde ao estado de carga do BESS localizado na barra k durante o intervalo de tempo final (t) e inicial ($t-1$);

$\theta_{k,t}$ é o ângulo de fase da tensão na barra k durante o ID $_t$;

$E_{nom,B}$ é a capacidade nominal do BESS B ;

L_B é a posição correspondente ao local de instalação do BESS B no SD;

n_{local} é a quantidade de locais do SD candidatos a receberem BESS;

min e max são os subscritos referentes aos respectivos valores mínimos e máximos considerados.

A função objetivo (FOB) deste problema é a minimização das perdas totais, do SD somadas as do(s) BESS, durante o tempo total de avaliação, conforme descrito de forma resumida pela equação (3.2).

As baterias possuem limitações de carga e descarga conforme representado na restrição (3.3). Neste trabalho os limites mínimo e máximo são definidos para todos os BESS avaliados, sendo 20% e 90%, respectivamente.

A restrição (3.4) indica que o nível de tensão das barras do sistema deve ser mantido entre os limites adequados à operação do SD. Neste trabalho os limites inferior e superior considerados foram 0,90 e 1,10 p.u., respectivamente.

A restrição (3.5) indica que o somatório das potências injetadas e drenadas em um determinado nó deve ser nula, ou seja, são as equações de fluxo de potência. Os fluxos de potência são calculados a cada ID e são sequenciais, ou seja, a resposta do primeiro fluxo é usada como parâmetro operativo inicial do segundo fluxo de potência e assim sucessivamente até o último fluxo de potência.

A restrição (3.6) diz respeito a capacidade nominal dos BESS a serem alocados no SD. Neste trabalho ela pode ser nula, o que significa que nenhum armazenador foi alocado no SD. Isso é permitido pois, pode ocorrer que, em determinado SD, a alocação de BESS resulte em

uma elevação das perdas elétricas totais ao invés de reduzi-las. Tal fato ocorre quando as perdas nas baterias são superiores à redução de perdas nos alimentadores do SD.

A última restrição (3.7) indica o local de instalação do BESS. Cada nó do SD é indexado com um número que varia entre 1 até a quantidade de locais candidatos a receberem os armazenadores (n_{local}). Neste trabalho, cada nó é definido pelo número de sua barra seguido por um ponto e pelo número de sua fase. Por exemplo, nó 5.2 indica a barra 5, fase B. Caso seja definida a instalação de um BESS trifásico, apenas as barras trifásicas serão candidatas e a indicação será similar acrescentando um ponto e outro número da fase. Como exemplo 5.1.2.3 indica a barra 5, fases A, B e C.

As perdas totais a cada intervalo de demanda, que são utilizadas para o cálculo da FOB deste problema, são obtidas conforme mostra a equação (3.8).

$$P_{perdas,t}^{tot,B} = \sum_{L=1}^{nLin} P_{perdas,t}^{Alim,L} + \sum_{B=1}^{nBat} P_{perdas,t}^{Bat,B} \quad (kW) \quad (3.8)$$

Sendo que:

$P_{perdas,t}^{Alim,L}$ e $P_{perdas,t}^{Bat,B}$ representam, respectivamente, as perdas no alimentador L e as perdas no BESS B que ocorrem durante o ID t.

As perdas nos alimentadores podem ser obtidas por meio da Equação (3.9), já as perdas no conjunto de baterias podem ser obtidas por meio da Equação (3.10).

$$P_{perdas,t}^{Alim,L} = g_{km,L} |V_{k,t} - V_{m,t}|^2 \quad (kW) \quad (3.9)$$

Onde:

$g_{km,L}$ é a condutância série do ramo km da linha L;

$V_{k,t}$ é a tensão terminal da barra k no intervalo de tempo t ;

$V_{m,t}$ é a tensão terminal da barra m no intervalo de tempo t ;

$$P_{perdas,t}^{Bat,B} = P_{perdas,t}^{Aut,B} + P_{perdas,t}^{Ef,B} \quad (kW) \quad (3.10)$$

A primeira parcela da Equação (3.10) representa as perdas por autodescarga internas nas baterias que são dependentes da tecnologia utilizada em sua construção. Essas perdas podem ser calculadas por meio da Equação (3.11). Já a segunda parcela é referente as perdas por eficiência, que

ocorrem durante o processo de carga e de descarga das baterias, e podem ser obtidas por meio do conjunto de Equações (3.12) e (3.13), para o processo de carga e de descarga, respectivamente.

$$P_{perdas,t}^{Aut,B} = \frac{|V_{B,t}|}{|V_{nom,B}|^2} \cdot P_{nom,B} \cdot \eta_{int,B} \quad (kW) \quad (3.11)$$

Em que:

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

$V_{nom,B}$ é a tensão nominal do BESS B em kV;

$\eta_{int,B}$ é o fator de perdas por autodescarga em relação à potência nominal do BESS B . Tal valor é dado pelo fabricante e pode assumir valores entre 0 e 0,01;

$V_{B,t}$ é a tensão de operação do BESS B , no intervalo de demanda t , medida no local onde o BESS está alocado.

$$P_{perdas,t}^{Ef,B,C} = E_{nom,B} \left(\frac{SOC_{B,t} - SOC_{B,t-1}}{\Delta t_t} \right) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{bat,B}} - 1 \right) \quad (kW) \quad (3.12)$$

$$P_{perdas,t}^{Ef,B,D} = E_{nom,B} \left(\frac{SOC_{B,t-1} - SOC_{B,t}}{\Delta t_t} \right) \cdot (1 - \eta_{bat,B}) \quad (kW) \quad (3.13)$$

Em que:

$E_{nom,B}$ é a capacidade nominal do BESS B em kWh;

$SOC_{B,t}$ é o estado de carga do BESS B ao final do intervalo t , cujo valor é compreendido entre 0 e 100%;

$SOC_{B,t-1}$ é o estado de carga do BESS B ao final do intervalo $t-1$, cujo valor é compreendido entre 0 e 100%;

Δt_t é a duração do ID_t em horas;

$\eta_{bat,B}$ é a eficiência de carga ou de descarga do BESS B , cujo valor é compreendido entre o intervalo $[0, 1]$.

3.3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA II – MAXIMAÇÃO DO RETORNO FINANCEIRO

O objetivo do problema II é verificar se o uso de sistemas armazenadores de energia por baterias é viável economicamente para redução de perdas elétricas. Seu valor é calculado em determinada unidade monetária (U.M.) A análise financeira é explicada em maiores detalhes na subseção 3.3.1.

O problema II é definido pelo conjunto de Equações (3.14) a (3.19). A única diferença entre os problemas I e II é na FOB, as restrições operativas são as mesmas e, por conveniência, serão repetidas, na definição do problema II.

$$\min F = CI - \sum_{N=1}^{HP} \frac{FC_N}{(1+K)^N} \quad (U.M.) \quad (3.14)$$

$$S.A. \quad SOC_{min} \leq SOC_{B,t} \leq SOC_{max} \quad (3.15)$$

$$V_{min} \leq V_{k,t} \leq V_{max} \quad (3.16)$$

$$P_{k,t} = P_{k,t}^{esp} - P_{k,t}^{Bat,Inj}(V_{k,t}, SOC_{k,t}, SOC_{k,t-1}) - P_{k,t}^{calc}(V_{k,t}, \theta_{k,t}) = 0 \quad (3.17)$$

$$Q_{k,t} = Q_{k,t}^{esp} - Q_{k,t}^{calc}(V_{k,t}, \theta_{k,t}) = 0$$

$$0 \leq E_{nom,B} \leq E_{nom,max} \quad (3.18)$$

$$1 \leq L_B \leq n_{local} \quad (3.19)$$

Onde:

HP é o horizonte de planejamento do projeto;

CI equivale ao custo de investimento inicial em U.M.;

N é o número do período a ser descontado que varia de 1 até o HP em anos;

FC_N é o fluxo de caixa em cada período N em U.M.;

K é o custo de capital, ou seja, a taxa mínima de juros esperada de acordo com o risco.

Compreendida no intervalo $[0,1]$, sendo 1 equivalente à 100% de taxa de juros.

3.3.1 *Análise de viabilidade econômica*

A inserção de um sistema de armazenamento de energia em um sistema de energia elétrica pode reduzir as perdas elétricas do sistema, porém é importante verificar se a economia, decorrente da redução das perdas, é suficiente para cobrir os custos do sistema de armazenamento de energia.

Ao adquirir um conjunto de baterias, faz-se um investimento inicial e, ao longo do tempo, ocorrem custos com manutenção e operação dos sistemas de armazenamento. O retorno financeiro decorrente da redução das perdas deve ser maior do que os gastos

despendidos com instalação, operação e manutenção do(s) BESS para que tal alternativa seja viável financeiramente.

Para verificar se o retorno financeiro é positivo, é necessário trazer as expectativas de ganhos ou gastos futuros para uma referência comum no tempo. Neste trabalho será utilizado o valor presente líquido (VPL). Este método leva em conta todos os fluxos de caixa, que ocorrem durante a vida útil do projeto, sendo referenciados ao valor atual e descontados de uma taxa que leva em conta os riscos da realização do projeto. Um VPL positivo indica que o projeto é viável economicamente e deve ser empreendido, enquanto um VPL negativo indica que é inviável e não deve ser empreendido (SAMANEZ, 2009). A fórmula de cálculo do VPL é a apresentada em (3.20).

$$VPL = -CI + \sum_{N=1}^{HP} \frac{FC_N}{(1+K)^N} \quad (U.M.) \quad (3.20)$$

A FOB do problema II é a Equação (3.20) adaptada ao método de otimização utilizado neste trabalho. A adaptação realizada é a mudança dos sinais das parcelas que compõe o VPL. Tal adaptação foi necessária uma vez que ao minimizar o VPL estamos levando-o a valores negativos deixando, assim, o projeto inviável economicamente. Logo, a função objetivo deve buscar maximizar o VPL, entretanto o AG do MATLAB soluciona apenas problemas de minimização, com isto, a solução encontrada foi realizar tal adaptação uma vez que, maximizar o VPL resultará na mesma resposta, em valores absolutos, que minimizar o negativo do VPL.

Com a formulação adaptada, um resultado negativo fará com que o projeto tenha viabilidade econômica, já um resultado positivo resultará em inviabilidade, que é a interpretação oposta para a formulação normal do VPL.

O custo de instalação e aquisição dos BESS equivale ao custo de investimento do projeto e pode ser obtido conforme mostrado na Equação (3.21) em determinada unidade monetária (U.M.).

$$CI = C_{bat} \times \sum_{B=1}^{NBESS} E_{nom,B} \quad (U.M.) \quad (3.21)$$

Onde:

CI é o custo de investimento em U.M.;

C_{bat} é o valor unitário do sistema de baterias em U.M./ kWh;

$E_{nom,B}$ é a energia nominal do BESS B em kWh;

NBESS é o número de BESS considerados no sistema em anos.

As redes elétricas podem ter suas perdas reduzidas após a instalação de sistemas de armazenamento de energia, e uma redução de perdas gera uma economia do ponto de vista financeiro. Tal economia torna-se um benefício decorrente do investimento realizado e pode ser considerado como um fluxo de caixa positivo que ocorre durante todo seu período de funcionamento. Em contrapartida, os sistemas de baterias demandam gastos com sua manutenção e operação (C_{OM}), tais gastos podem ser considerados como um fluxo de caixa negativo. Logo, o fluxo de caixa, durante cada período de funcionamento considerado até o limite da validade do projeto, é equivalente à subtração dos fluxos de caixa negativos dos positivos, que ocorrem ao longo do tempo. A Equação (3.22) mostra como é feito o cálculo do fluxo de caixa no período N de funcionamento do projeto.

$$FC_N = C_{E,N} \times 365 \times 24 \times \Delta_{perdas,N} - C_{OM,N} \times E_{nom,B} \quad (U.M.) \quad (3.22)$$

Em que:

FC_N é o fluxo de caixa no período N em U.M.;

$C_{E,N}$ é o custo da energia no período N , ou seja, é tarifa paga pela energia elétrica no período N em U.M./(kWh ano);

$\Delta_{perdas,N}$ equivale a diferença das perdas elétricas sem o(s) BESS(s) e com ele(s) no período N em kW;

$C_{OM,N}$ é o custo de operação e manutenção do BESS no período N em U.M./kWh.

Vale ressaltar que os preços não ficam estáveis por longos anos, ocorrendo assim reajustes frequentes tanto no sentido de elevar a tarifa (inflação) como no de reduzi-la (deflação). Logo, pode-se considerar que os custos apresentados na Equação (3.22), serão reajustados de acordo com uma taxa r , fazendo com que cada período analisado tenha uma tarifa diferente. A atualização da tarifa pode ser calculada como um cálculo de juros compostos, conforme mostrado na Equação (3.23)

$$C_F = C_P \times (1 + r)^N \quad (U.M.) \quad (3.23)$$

Onde:

C_F é o custo futuro, ou seja, o custo reajustado pela inflação/deflação em U.M.;

C_p é o custo presente, ou seja o custo da tarifa no valor atual em U.M.;

r é a taxa de inflação/deflação em porcentagem.

Com a inserção da análise de viabilidade econômica no processo de otimização, a FOB do problema I torna-se uma parte da FOB do problema II. Onde é usada para a obtenção do $\Delta_{perdas,N}$, necessário na Equação (3.22), como explicitado na Equação (3.24).

$$\Delta_{perdas,N} = \sum_{t=1}^{nID} P_{perdas,t,N}^{tot} - \sum_{t=1}^{nID} P_{perdas,t,N}^{tot,B} \quad (kW) \quad (3.24)$$

Onde:

$P_{perdas,t,N}^{tot}$ equivale às perdas totais que ocorrem durante todos os ID nos ramos do sistema elétrico sem nenhuma bateria alocada no período N;

$P_{perdas,t,N}^{tot,B}$ equivale às perdas totais que ocorrem durante todos os ID nos ramos do sistema elétrico e nas baterias que nele estão alocadas durante o período N.

Como definido na Equação (3.22) o fluxo de caixa no período N necessita de $\Delta_{perdas,N}$ para ser calculado. Posteriormente, o FC_N é utilizado no cálculo do VPL que é quem define a viabilidade econômica do projeto conforme (3.20).

4 MODELAGEM COMPUTACIONAL

Neste capítulo é apresentada a modelagem computacional utilizada para solucionar os problemas apresentados no Capítulo 3. Duas modelagens distintas são propostas neste trabalho. A primeira modelagem, denominada busca direta, busca solucionar todas as variáveis do problema simultaneamente através de um único AG. A segunda modelagem proposta, denominada busca iterativa, soluciona o problema por meio de um método iterativo que o secciona em duas etapas, onde a primeira etapa define os nós de alocação e as potências dos conjuntos de baterias e, a segunda etapa define o gerenciamento (ou cronograma) de operação das mesmas. Esta modelagem foi feita visando seccionar o espaço de busca e, com isso, reduzir o esforço computacional, uma vez que a quantidade de variáveis solucionadas simultaneamente é reduzida.

Nas duas modelagens optou-se pela utilização do AG para encontrar a solução, por se tratar de um problema com variáveis contínuas e discretas com dependência temporal e apresenta características não-lineares. Vale ressaltar que o uso de uma técnica metaheurística de otimização, não garante que seja encontrada a solução ótima global do problema.

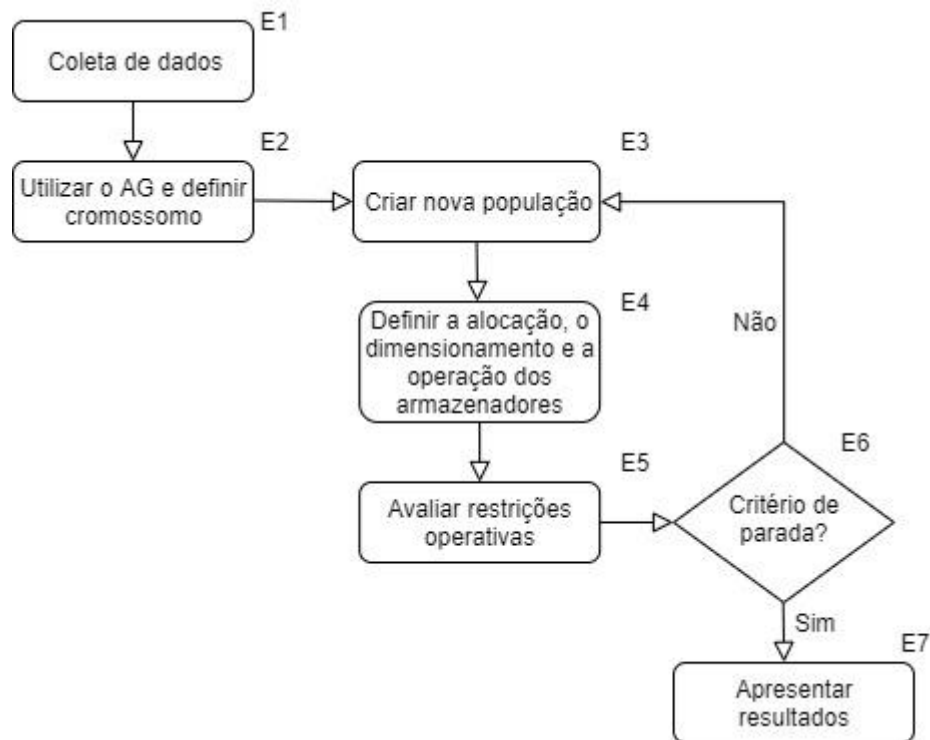
Ao longo deste capítulo cada uma das modelagens propostas são descritas detalhadamente.

4.1 MODELAGEM BUSCA DIRETA

Esta modelagem utiliza um único AG para resolver todo o problema, sendo similar ao procedimento proposto por Oliveira (2018), com a diferença que, neste trabalho, o dimensionamento do(s) BESS também é otimizado juntamente com seu(s) local(is) de instalação e cronograma(s) de operação. Ressalta-se que a possibilidade de simulação de BESS trifásicos e a técnica de redução de locais candidatos a inserção das baterias, na qual mantém-se apenas locais mais promissores como candidatos, são contribuições deste trabalho. Outra contribuição consiste no fato de que o procedimento proposto também soluciona o problema II, onde a análise de viabilidade econômica é realizada durante o processo de otimização.

O fluxograma apresentado na Figura 4 mostra as etapas dos processos que ocorrem neste procedimento.

Figura 4 - Fluxograma do método de busca direta



Fonte: Elaborado pelo Autor

4.1.1 Etapa E1 - Coleta de dados

Nesta etapa são coletados os dados necessários para a resolução do problema:

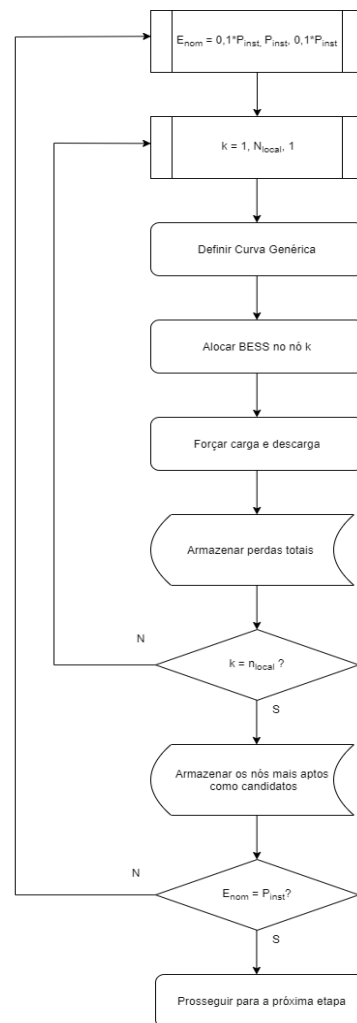
- a) dados do sistema de distribuição;
- b) perfil de carga variante no tempo;
- c) quantidade de IDs avaliados;
- d) quantidade de BESS que se deseja alocar;
- e) a quantidade de fases de cada BESS;
- f) os limites mínimos e máximos do SOC das baterias;
- g) o SOC inicial das baterias;
- h) o fator de perdas por autodescarga;
- i) o fator de perdas por eficiência de carga e descarga;
- j) os locais do SD candidatos a receberem os sistemas de armazenamento de energia;
- k) o limite superior da capacidade nominal dos BESS.

Para a definição do limite superior da capacidade nominal dos BESS e dos locais candidatos à sua instalação, é necessária uma análise de sensibilidade para limitar os nós

candidatos em sistemas de grande porte. Isso é justificado pelo fato de vários nós dos sistemas de distribuição não possuírem boa aptidão para receberem os BESS, e, se mantidos como opção, acabam elevando exponencialmente a quantidade de soluções a serem avaliadas para obter a resposta. Logo, a análise de sensibilidade limita os nós candidatos e, conseqüentemente, reduz o esforço computacional do método de solução.

A análise de sensibilidade é realizada por meio de uma busca exaustiva no SD em estudo. A Figura 5 mostra o passo a passo de como ela é realizada.

Figura 5 - Fluxograma análise de sensibilidade



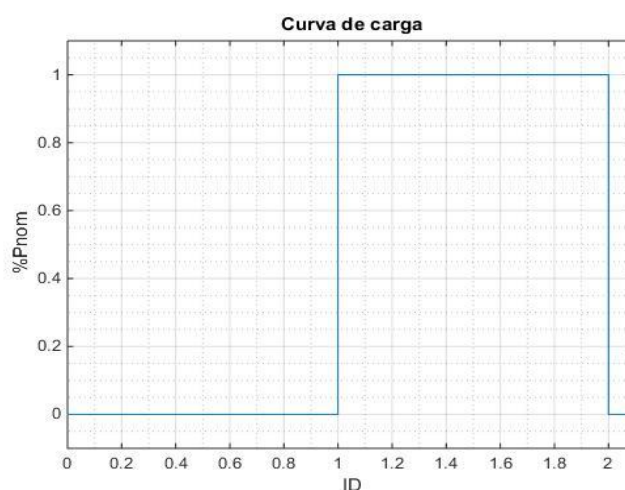
Fonte: Elaborado pelo Autor

Abaixo é descrito o procedimento para análise de sensibilidade para a alocação de BESS.

- a) é criada uma “super-bateria” com capacidade nominal igual a 10% da potência instalada do sistema;

- b) a bateria é alocada no nó k do sistema;
- c) uma curva genérica de dois ID, como a mostrada na Figura 6, é usada para variar todas as cargas do SD;
- d) um BESS totalmente descarregado é alocado no nó k e é forçado a carregar totalmente durante o primeiro ID e a descarregar totalmente no segundo. O somatório das perdas, que ocorreram no SD e no BESS, durante os dois intervalos avaliados, é computado e armazenado;
- e) após a conclusão do processo para um nó do sistema outro é definido para receber a alocação e esse processo se repete até que todos os nós sejam avaliados.

Figura 6 - Curva de carga utilizada para a análise de sensibilidade



Fonte: Elaborado pelo Autor

Depois que todos os nós do sistema são avaliados, com a instalação de um BESS com capacidade nominal de 10% da potência instalada do SD, aqueles que proporcionaram uma redução das perdas totais do SD são separados como candidatos. No caso da maioria dos nós apresentarem bons resultados, apenas uma parcela dos melhores são armazenados como candidatos. O tamanho da parcela depende do tamanho do sistema avaliado, sendo mantidos, como candidatos, em torno de 25% dos nós do SD.

É possível que algumas barras não sejam as melhores candidatas para receber BESS com baixas capacidades de armazenamento, mas, sejam candidatas interessantes no caso de maiores capacidades de armazenamento. Por isso, a análise é repetida, com a variação da capacidade nominal do BESS em um fator da 10% da potência instalada no SD em estudo, até o valor da carga total. Pode ocorrer que, a partir de determinada capacidade nominal, a

alocação de BESS, em qualquer nó, eleve as perdas do SD, neste caso, nenhum novo local é adicionado à lista de candidatos a receber a alocação, e, a última capacidade nominal analisada onde houve alocação de BESS vantajosa, em pelo menos um nó, é definida como limite superior dessa variável.

4.1.2 Etapa E2 - Utilizar o AG e definir cromossomo

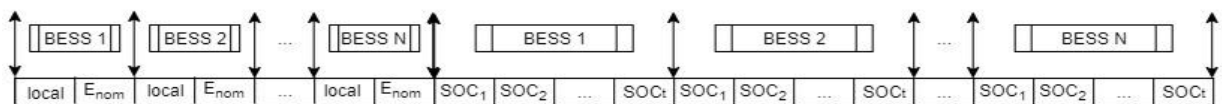
Após a coleta dos dados básicos do SD e das baterias que compõem o(s) BESS, o passo seguinte é iniciar a solução por meio do AG. Para isso, é preciso definir as restrições de canalização das variáveis. Na busca direta, as variáveis são: o local de instalação do sistema de armazenamento; sua capacidade e o valor de seu SOC ao final de cada ID. Assim, as restrições de canalização que devem ser passadas para o AG são as mostradas pelas Equações (3.3), (3.6) e (3.7).

O cromossomo utilizado possui a dimensão da quantidade de variáveis do problema e é calculado pelo número de BESS ($nBESS$), que se deseja alocar, multiplicado por 2 (pois cada BESS possui um local de instalação e também uma capacidade nominal) mais a quantidade de ID analisados (nID), como mostra a Equação (4.1).

$$\text{dim} = nBESS * (2 + nID) \quad (4.1)$$

Os genes do cromossomo representam, nesta ordem, o local de instalação do BESS no SD, a capacidade nominal do mesmo e o SOC ao final de cada ID analisado. A estrutura do cromossomo utilizado é mostrada na Figura 7.

Figura 7 - Estrutura cromossomo utilizado



Fonte: Elaborado pelo Autor

Nesta etapa define-se o número máximo de gerações e o tamanho da população que, neste trabalho, são, respectivamente, 300 e 100.

4.1.3 Etapa E3 - Criar nova população

Neste módulo, a população de 100 cromossomos é definida. Esses cromossomos serão avaliados na etapa E4 e aqueles com melhor aptidão serão mantidos para futuras gerações (elitismo). Na primeira geração, todos os cromossomos são definidos de maneira aleatória. A partir da segunda geração, a população é definida através de operações genéticas. Neste trabalho as operações genéticas e seus respectivos parâmetros foram mantidos iguais aos padrões da versão do MATLAB utilizada (versão MATLAB R2014a).

4.1.4 Etapa E4 - Definir alocação, dimensionamento e operação dos armazenadores

Nesta etapa, a FOB (Equação (3.2) ou (3.14)) do problema em análise é calculada para os 100 indivíduos de cada geração. Durante esta etapa, os fluxos de potência sequenciais são calculados pelo OpenDSS. Ressalta-se que é realizado um fluxo de potência para cada ID, ou seja, no caso de estarem sendo analisados seis ID, a cada geração são executados 6×100 fluxos de potência.

O resultado do primeiro fluxo de potência é utilizado como parâmetro operativo inicial para o segundo e, assim, sucessivamente. Com isso, uma dependência temporal entre eles é criada. As perdas obtidas durante todos os ID são somadas e armazenadas, o MATLAB processa os resultados e verifica quais cromossomos retornam melhores soluções.

4.1.5 Etapa E5 - Avaliar restrições operativas

A restrição de limite de tensão (3.4) é um limite operativo do sistema. Deste modo, para ela ser obedecida, é necessário realizar uma validação do resultado obtido no fluxo de potência de cada ID.

A avaliação se dá ao final de cada fluxo de potência analisado e, caso algum cromossomo resulte em qualquer extrapolação no valor da tensão, uma penalização é imposta ao resultado da FOB obtido por ele. O valor utilizado para a penalização foi de 10^9 que é o suficiente para fazer com que o cromossomo em questão tenha uma aptidão ruim e, conseqüentemente, seja descartado.

4.1.6 Etapa E6 - Critério de parada

Neste módulo, o AG verifica se os critérios de parada foram alcançados. Se ao menos um de seus critérios foi atingido o método passa para a etapa final, que apresenta os resultados, mas se nenhum dos critérios foi alcançado, retorna para a etapa E3, em que uma nova população é criada e este processo é repetido até que, ao menos, um dos critérios de parada seja alcançado.

Os critérios de paradas estabelecidos neste trabalho são número máximo de iterações (pré-definido como 300) ou uma estagnação das gerações em torno de um valor mínimo da FOB. A estagnação ocorre quando o menor valor de FOB obtido não sofre alteração, superior a 10^{-15} , com o passar das gerações indicando, assim, uma convergência em torno de um resultado.

4.1.7 Etapa E7 - Apresentar resultados

Esta etapa apresenta o cromossomo que atingiu o melhor resultado para a FOB e mostra, além do local de instalação do BESS, seu dimensionamento, o cronograma de sua operação e o somatório das perdas que ocorrem no conjunto SD e BESS ao longo de todos os ID avaliados. O tempo total demandado para a completa resolução do problema também é apresentado.

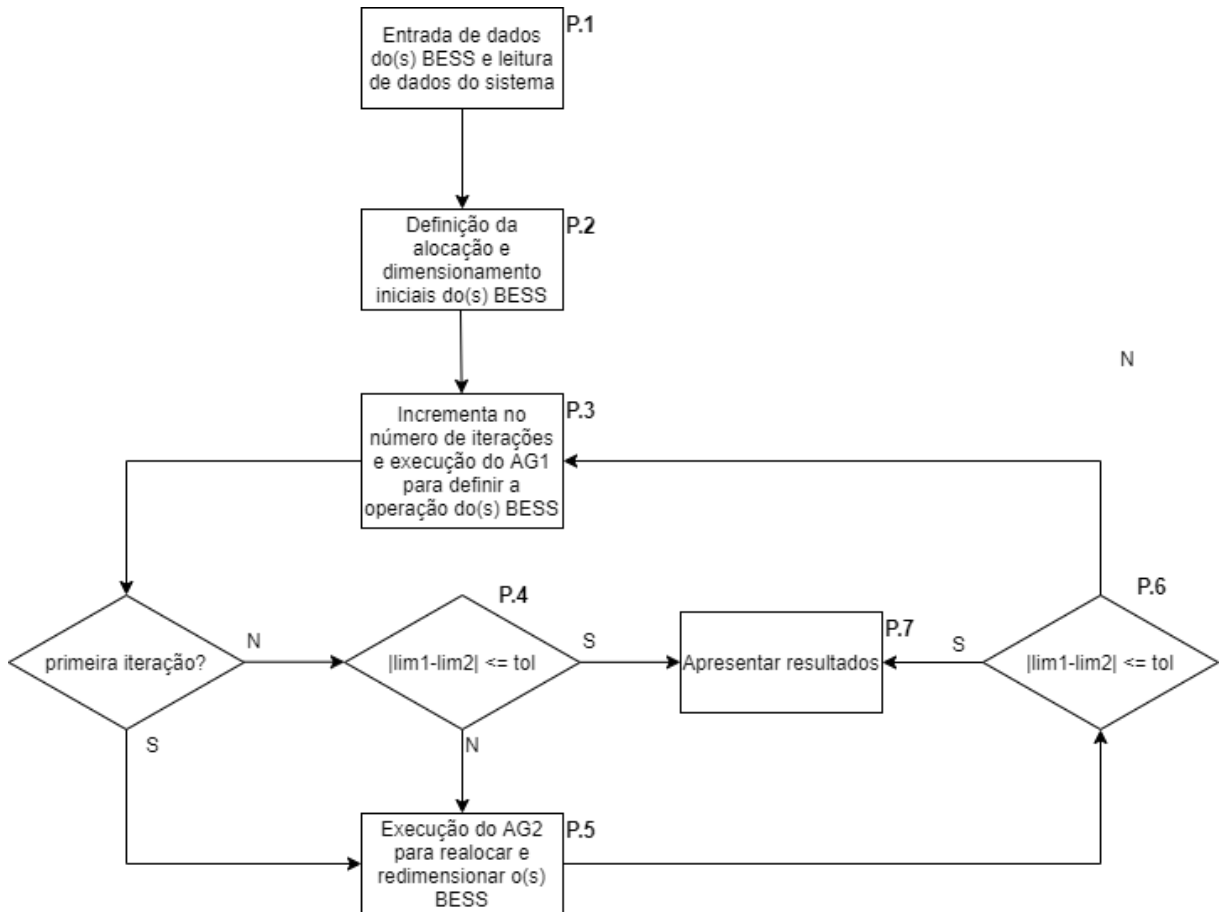
4.2 MODELAGEM BUSCA ITERATIVA

Nesta modelagem, a etapa de alocação e dimensionamento é desassociada da etapa que define o cronograma de funcionamento do conjunto de baterias. Essa separação tem o objetivo de reduzir o tempo computacional de resolução do problema, uma vez que a quantidade de variáveis solucionadas simultaneamente é reduzida. Contudo, como as etapas dependem uma da outra, o método deve ser iterativo, solucionando as etapas de definição da operação das baterias e de alocação e dimensionamento, seguidamente até que a convergência seja alcançada.

Para esta modelagem são utilizados dois algoritmos genéticos sendo que o modo de utilizá-los para a solução do problema é o mesmo explanado na Seção 4.1, para a busca direta. Assim, esta seção foca no algoritmo iterativo que é o diferencial desta modelagem e não na execução dos algoritmos genéticos.

O fluxograma que representa a busca iterativa proposta neste trabalho é mostrado na Figura 8.

Figura 8 - Fluxograma do método iterativo proposto



Fonte: Elaborado pelo Autor

4.2.1 Etapa P.1 - Entrada de dados

Esta etapa do procedimento é idêntica à etapa E1 do procedimento de busca direta que é descrita na Seção 4.1.1. Os dados obtidos nesta etapa não variam ao longo do algoritmo.

4.2.2 Etapa P.2 – Alocação e dimensionamento iniciais

Neste procedimento a definição do cronograma de funcionamento dos BESS (etapa P.3) é realizada antes da P.5, que realiza a alocação e o dimensionamento dos BESS. Entretanto, para definir a operação de um BESS necessita-se conhecer seu local de instalação, no SD, e sua capacidade nominal de armazenamento. Com isso, um valor inicial é atribuído tanto para a alocação como para o dimensionamento do(s) BESS.

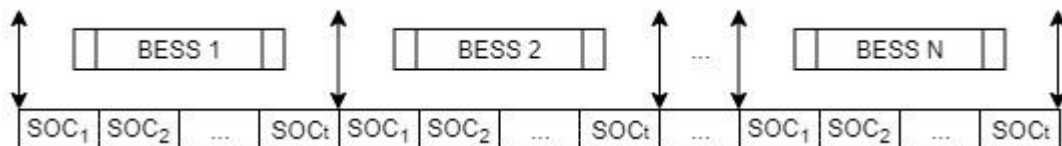
Os valores iniciais são aleatórios, ou seja, variam a cada vez que o caso em análise é simulado. Mas, se já existir um resultado convergido, o mesmo pode ser utilizado como parâmetro inicial e, deste modo, é realizado um ajuste fino no resultado previamente obtido.

4.2.3 Etapa P.3 – Definição do cronograma de funcionamento

A cada vez que esta etapa se inicia há um incremento no número de iterações do método de busca. Após a definição do(s) local(is) e da(s) capacidade(s) do(s) BESS(s), deve-se definir seu(s) cronograma(s) de funcionamento. Para isso, nesta etapa, é solucionado o primeiro algoritmo genético (AG1) deste método proposto. O AG1 é usado para definir a atuação das baterias no sistema de modo a minimizar as perdas do sistema. A FOB a ser solucionada é a descrita pela Equação (3.2) quando deseja-se resolver o problema I e no caso do problema II a FOB é a descrita pela Equação (3.14).

O cromossomo do AG1 equivale ao gerenciamento do SOC do(s) BESS(s) e possui dimensão igual ao número de ID vezes a quantidade de sistemas de armazenamento de energia desejados. Cada gene do cromossomo representa o SOC ao final de um ID, que também é o SOC inicial do ID seguinte, a estrutura do cromossomo e a organização dos genes é mostrada pela Figura 9 considerando t ID e N BESS.

Figura 9 - Cromossomo usado no AG1



Fonte: Elaborado pelo Autor

Os locais candidatos a alocação e o dimensionamento dos BESS são fixos nesta etapa, assim, as restrições de canalização (3.6) e (3.7) não estão ativas. A restrição de canalização (3.3) é passada para o AG1, pois é usada para limitar o SOC ao final de cada ID. A restrição (3.5) é utilizada durante os fluxos de potência calculados para cada cromossomo, como descrito na seção 4.1.4, para a busca direta.

A FOB é calculada da mesma maneira do que na busca direta. A única diferença é que as variáveis que definem a alocação e o dimensionamento do BESS não são otimizadas, pois estão fixas.

O critério de parada do AG1 é o mesmo explicado na seção 4.1.6 para a busca direta. Após a convergência, obtém-se o valor total das perdas elétricas no sistema, o SOC do(s) BESS(s) ao final de cada ID. Em seguida o algoritmo avança para a etapa de validação.

4.2.4 Etapa P.4 – Primeira avaliação do critério de convergência

Nesta etapa comparam-se os resultados do estágio P.3 com o do estágio P.5 do método iterativo. A diferença entre os resultados obtidos é comparada com a tolerância estipulada, que neste trabalho é 0,01 kW.

No caso da diferença ser superior à tolerância, o algoritmo avança ao passo P.5 com todo cronograma de operação, otimizado no passo P.3, considerado como um dado de entrada fixo. Caso a diferença seja menor ou igual a tolerância especificada, o algoritmo converge e vai para a etapa final de apresentação dos resultados.

Este módulo do algoritmo proposto não é realizado na primeira iteração, uma vez que a etapa P.5 ainda não foi executada.

4.2.5 Etapa P.5 – Alocação e dimensionamento

Nesta etapa o gerenciamento do SOC, obtido na etapa P.3, é um dado de entrada para o AG2 que visa resolver a mesma FOB solucionada pelo AG1, com a diferença de que agora o(s) local(is) de instalação do(s) BESS(s) e sua(s) capacidade(s) máxima(s) são as variáveis de otimização.

O cromossomo desta etapa possui dimensão de duas vezes o número de BESS. Os genes do cromossomo representam o(s) local(is) de instalação do(s) BESS(s) e sua(s) respectiva(s) capacidade(s) máxima(s). A Figura 10 ilustra a organização dos cromossomos do AG2.

Cabe ressaltar que, nesta etapa, a quantidade de ID não impacta no esforço computacional, uma vez que os dados dependentes desta variável são fixos, porém, o tamanho do sistema impacta diretamente no desempenho desta parte do algoritmo. A análise de sensibilidade feita na etapa P.1 auxilia na redução do tempo de simulação desta etapa uma vez que limita os locais candidatos a receberem os armazenadores de energia.

Figura 10 - Cromossomo usado no AG2



Elaborado pelo Autor

Agora as restrições de canalização (3.64 e (3.7) estão ativas pois, elas controlam as variáveis de interesse desta etapa. Em contrapartida, a restrição (3.3) fica inativa, já que os SOCs estão fixados para todos os ID. As restrições (3.4) e (3.5) mantêm-se ativas e são aplicadas neste AG2 do mesmo modo que no AG1. A FOB e os critérios de convergência também são obtidos da mesma maneira que na etapa P.3.

Após a convergência do AG2, obtém-se o valor total das perdas elétricas no sistema, os locais de alocação e o dimensionamento dos BESS definidos. Em seguida o algoritmo avança para outra etapa de validação.

4.2.6 Etapa P.6 – Segunda avaliação do critério de convergência

Etapa similar ao módulo P.4 onde é feita uma comparação entre os resultados encontrados nos estágios P.3 e P.5 do procedimento proposto. Se a diferença entre as respostas obtidas for maior do que a tolerância, o algoritmo retorna ao passo P.3, com os dados otimizados no passo P.5 como variáveis fixas. Mas, se a diferença for menor ou igual a tolerância especificada, o algoritmo converge e vai para a etapa final, que apresenta os resultados. Ao contrário da etapa P.4, esta etapa ocorre desde a primeira iteração. A tolerância especificada neste trabalho é de 0,01 kW.

4.2.7 Etapa P.7 – Apresentação dos resultados

Neste estágio são apresentados os resultados após todo procedimento ter sido solucionado, sendo: o local de instalação do BESS; sua capacidade máxima; o gerenciamento de seu funcionamento, ao longo dos ID analisados; o somatório das perdas do sistema de distribuição; e o tempo total de simulação.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações realizadas, nos três sistemas utilizados (IEEE 13 barras, IEEE 34 barras e IEEE 123 barras), para validar os métodos propostos. Em todas as simulações são obtidos os locais de alocação, o dimensionamento e o gerenciamento da operação dos BESS, de acordo com o problema (I ou II) solucionado, levando em consideração os limites estabelecidos de tensão e de equipamentos.

Todas as simulações foram realizadas em um notebook Aspire E5-573 com processador Intel Core I5 2.2 GHz, 4GB de memória RAM, sistema operacional Windows 10, utilizando MATLAB R2014a e OpenDSS versão 8.1.4.1 (64 bits build).

Como o AG não garante uma solução ótima global, cada simulação foi repetida ao menos três vezes, sendo que a melhor resposta obtida é apresentada neste capítulo. Serão avaliadas duas tecnologias de baterias diferentes, íons de lítio (li-íon) e redox de vanádio (VRB), a fim de verificar o impacto de seus diferentes parâmetros de perdas por autodescarga nas soluções encontradas. Os parâmetros das baterias utilizadas são resumidos na Tabela 2.

Tabela 2 - Parâmetros baterias

Parâmetro	Valor
SOC_0	20%
SOC_{min}	20%
SOC_{max}	90%
η_{int}	0,1% e 0,0%
η_{bat}	95%
Ciclos de vida	5000

Fonte: Elaborado pelo Autor

Neste trabalho o valor do SOC inicial (SOC_0) é definido como 20% da capacidade de armazenamento estipulada para o BESS. O SOC ao final do último ID deve, obrigatoriamente, estar neste patamar. Os valores mínimo e máximo do SOC visam evitar que as baterias atuem em regiões crítica, que elevam sua degradação, ou seja, abaixo de 20% e acima de 90% do SOC. O fator de perdas por autodescarga utilizado para baterias de li-íon é de 0,1%, valor retirado de Sun *et. al* (2018), para baterias de VRB esse valor é nulo. O

rendimento de carga e de descarga são iguais a 95%, também retirado de Sun *et. al* (2018), resultando em uma eficiência AC/AC de 90,25%. O número de ciclos de vida útil foi obtido em Santos (2018), para baterias de li-íon.

Os parâmetros utilizados para o AG que foram citados ao longo do texto são repetidos na Tabela 3.

Tabela 3 - Parâmetros AG

Parâmetro	Valor	
	Busca Direta	Busca Iterativa
Tamanho da população	100	100
Número máximo de gerações	300	150
Tolerância de convergência FOB	10^{-15}	10^{-15}

Fonte: Elaborado pelo Autor

Na Tabela 4 é apresentado um resumo de cada um dos casos estudados neste trabalho, informando: em qual sistema será realizado o estudo; quais os tipos de problemas, I ou II, avaliados; a busca, direta ou iterativa, utilizada para encontrar a solução; a quantidade de BESS definida para alocação, o número de fases de cada BESS, monofásico ou trifásico e a tecnologia da bateria considerada.

Tabela 4 - Casos estudados

Caso	I	II	III
Sistema	IEEE 13 barras	IEEE 34 barras	IEEE 123 barras
Problema	I	I e II	I
Tipo de busca	direta e iterativa	direta e iterativa	iterativa
Quantidade de BESS alocado	1	1 e 3	1
Tipo do modelo do BESS	monofásico	monofásico e trifásico	monofásico e trifásico
Tecnologia das baterias	Li-íon	Li-íon	VRB

Fonte: Elaborado pelo Autor

No caso I é realizada a alocação de um sistema de baterias monofásico em um sistema de menor porte. Neste caso, apenas o problema I é solucionado e a resolução é feita tanto pela

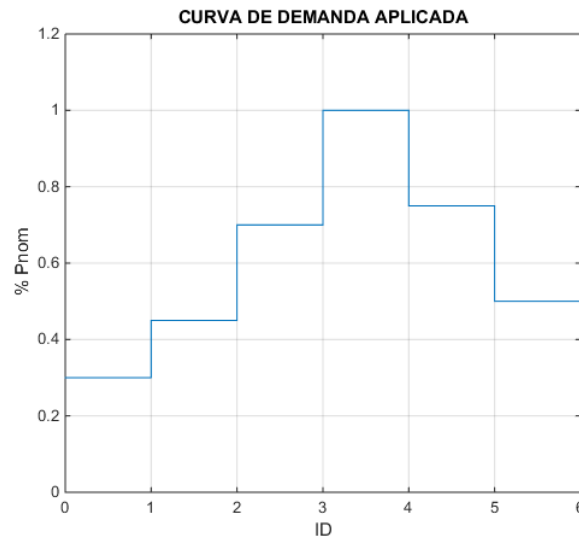
busca direta como pela iterativa, no intuito de verificar qual apresenta um melhor desempenho computacional. O impacto das perdas por autodescarga das baterias também será avaliado. O caso será simulado com o regulador de tensão desativado.

No caso II, será realizada a alocação de três BESS monofásicos, sendo um em cada fase do SD, utilizando as buscas direta e iterativa para a solução do problema I. Posteriormente, o procedimento com melhor desempenho computacional será utilizado para solucionar o problema II, com o objetivo de comparar os resultados de quando deseja-se reduzir as perdas ao máximo (problema I) e de quando deseja-se maximizar o lucro (problema II). Também será feita a alocação de um BESS trifásico, por meio do procedimento com melhor desempenho computacional, para verificar se é mais vantajoso alocar três BESS monofásicos em barras distintas ou um BESS trifásico em uma mesma barra.

No caso III é feita uma comparação da instalação de três sistemas de armazenamento de energia monofásicos com um único trifásico, para visualizar qual obtém melhor desempenho na redução das perdas (problema I). Tal análise é solucionada pelo método iterativo e é a mesma realizada no caso II, porém, o objetivo agora é verificá-la em um sistema de maior porte. Destaca-se que as configurações das conexões dos conversores CC/CA devem ser diferentes para as conexões de 3 BESS monofásicos ou 1 BESS trifásico, o que impacta na eficiência de tais soluções.

Em todos os casos analisados, os sistemas são submetidos a uma curva diária de operação, como a apresentada na Figura 11. O sistema opera por 6h sendo considerados 6 ID nas simulações. Assim, de acordo com a Equação (3.1), cada intervalo de demanda representa uma discretização equivalente a 1 hora de funcionamento do sistema em um dia. A cada ID, é considerada uma porcentagem da carga total do sistema como ativa. Tal porcentagem é aplicada a todas as cargas durante cada ID.

Figura 11- Curva de demanda utilizada



Fonte: Elaborado pelo Autor

5.1 PARÂMETROS ECONÔMICOS CONSIDERADOS

Para que as análises econômicas possam ser realizadas, alguns parâmetros devem ser definidos. Os valores considerados, neste trabalho, para tais parâmetros são sumarizados na Tabela 5.

Tabela 5 - Parâmetros utilizados durante a análise econômica

Parâmetro	Valor
HP	14 anos
C_{bat}	1400 R\$/kWh
C_E	0,93 R\$/kWh
C_{OM}	80 R\$/(kWh ano)
r	4 % ao ano
K (TMA)	10% ao ano

Elaborado pelo Autor

O horizonte de planejamento (HP) é definido como sendo o número de ciclos de vida de uma bateria dividido pelo produto da quantidade de dias em um ano pela quantidade de ciclos realizados por dia pela bateria, como mostra a Equação (5.1). Neste trabalho, é considerado que as baterias realizam apenas um ciclo de carga/descarga durante um único dia,

e que este ciclo se repete ao longo dos anos. Assim, a expectativa de vida das baterias, em dias, é igual ao número de ciclos definidos. Tais comportamentos foram escolhidos por simplicidade e maior facilidade de análise. Porém, estes não ocorrem na realidade, visto que há crescimento da carga ao longo dos anos, além disso, com o passar do tempo as baterias perdem capacidade. A estimativa de redução de vida útil devido à sua utilização ainda é bastante complexa e foge ao escopo deste trabalho.

$$HP \cong \frac{\text{Ciclos de vida}}{\text{Ciclos por dia} * 365} \quad (5.1)$$

O custo com operação e manutenção (C_{OM}) foi retirado de Santos (2018). A tarifa de energia foi estipulada em R\$ 0,93/kWh. O custo de investimento do BESS (C_{bat}) foi retirado de Sun *et. al* (2018) considerando a conversão da moeda chinesa (Renminbi) para o real de 1 ¥ para R\$ 0,70/kW. Os juros do projeto, também conhecidos como taxa mínima de atratividade (TMA), foram definidos como 10% ao ano e indica o nível mínimo de lucro que é esperado de retorno pelo investimento em determinado projeto. A taxa de inflação (r) foi definida levando-se em consideração o centro da meta atual de inflação do governo brasileiro. Ressalta-se que não há cálculos de inflação para longos períodos como o analisado. O ideal seria avaliar a série histórica e traçar duas estimativas, uma otimista e uma pessimista, para verificar o nível de variação aceitável. Mesmo assim, seria uma estimativa sensível a diversos fatores políticos e econômicos. Assim, por simplicidade, optou-se por fixar a taxa de inflação em 4% ao ano durante todo o horizonte de planejamento.

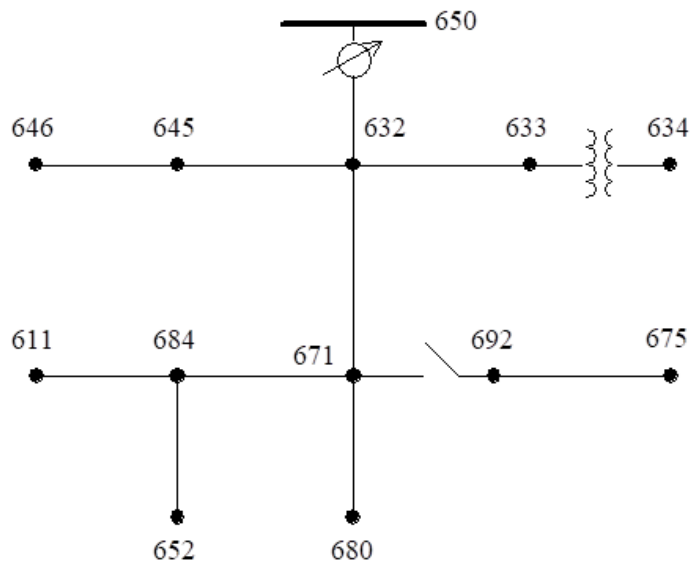
5.2 CASO I – SIMULAÇÃO SISTEMA IEEE 13 BARRAS

O primeiro sistema selecionado para a aplicação do método proposto foi o sistema IEEE 13 barras (IEEE PES, 1991), cuja topologia é apresentada na Figura 12. Este sistema é caracterizado por ser de pequeno porte, mas altamente carregado, além de possuir um regulador de tensão, um transformador abaixador e uma chave seccionadora entre as barras 671 e 692. O sistema possui ramos monofásicos, bifásicos e trifásicos.

O sistema sem nenhum conjunto de baterias apresenta perda total de 339,0475 kW, valor obtido com o regulador de tensão desativado. Para que a inserção dos BESS seja vantajosa, é necessário que este valor de perdas seja reduzido em uma proporção maior do que as perdas que ocorrerão devido à sua operação (perdas por eficiência e por autodescarga).

Devido ao pequeno porte desta rede elétrica, será feita a inserção de apenas um BESS monofásico para avaliação de seu desempenho.

Figura 12 - Sistema IEEE 13 barras



Fonte: IEEE PES, 1991

Durante as simulações todas as cargas variam conforme a curva de carga mostrada na Figura 11.

5.2.1 Resolução do problema I

As baterias consideradas neste cenário são de li-íon com expectativa de vida útil de 5.000 ciclos. O rendimento de carga e descarga ($\eta_{bat,B}$) será considerado, inicialmente, 95%, as perdas por autodescargas internas (η_{int}) são iguais a 0,1% da capacidade nominal das baterias. O SOC foi limitado entre 20% e 90% e seu valor no final da avaliação deve ser igual ao seu valor inicial. Foi considerado que a capacidade de armazenamento de energia da bateria é igual à máxima quantidade de potência que a bateria pode absorver/injetar no sistema em um intervalo de 1 hora.

O resultado obtido utilizando o método proposto indicou que a capacidade total do BESS seria igual a 0 kWh. Isso indica que a inserção de baterias neste sistema acarreta em aumento das perdas elétricas e não em redução, como é o objetivo neste trabalho.

5.2.1.1 Variação rendimento com a consideração das perdas por autodescarga

Para verificar se há possibilidade de baterias, mesmo que hipotéticas, serem inseridas neste sistema e reduzirem as perdas, o valor do rendimento de carga e descarga das baterias foi variado de 1% em 1%, a partir de 95% até 99%. Já as perdas por autodescarga continuaram sendo consideradas.

Como a simulação com valores reais de baterias não possibilitou uma alocação que reduzisse as perdas, não faz sentido simular, neste sistema, o problema II, uma vez que, mesmo sendo viável o uso de baterias com rendimentos superiores, tais equipamentos não poderiam ser adquiridos no mercado, atualmente.

Com η_{bat} iguais a 96% e 97%, ambas simulações não alocaram nenhuma bateria no sistema. Foram realizadas alocações de BESS somente quando foram considerados rendimentos superiores a 98%. As melhores soluções obtidas foram compiladas e apresentadas na Tabela 6. As simulações feitas pela busca direta são mostradas nas colunas nomeadas como ‘Dir’ e as colunas nomeadas como ‘Iter’ indicam os resultados encontrados com a busca iterativa.

Tabela 6 - Resultados considerando autodescarga e variação do rendimento

η_{bat} (%)	Enom (kWh)		Local bateria		P_{perdas}^{tot} (kW)		ΔP_{perdas}^{tot} (kW)		Tempo de simulação (min)	
	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir
98	69	69	675A	675A	338,75	338,75	-0,30	-0,30	21,32	27,64
99	192	193	675A	675A	336,86	336,86	-2,19	-2,19	39,70	48,14

Fonte: Elaborado pelo Autor

Em todas as simulações realizadas, o local escolhido para a instalação do BESS foi a fase A da barra 675. Dentre os parâmetros obtidos com as buscas, direta e iterativa, a maior discrepância é o tempo de simulação, os demais parâmetros são muito similares, apresentando apenas uma diferença numérica.

O tempo de simulação na busca direta mostrou-se 22,86% menor quando o rendimento testado foi 98% e 17,53% menor com o rendimento de 99%. Ressalta-se que nenhuma das buscas garantem que o resultado obtido é o ótimo global do problema. O menor tempo de simulação deveu-se ao fato da estimativa inicial da busca iterativa ter sido assertiva.

Os valores de perdas obtidos correspondem às perdas no sistema de energia elétrica, que diminuem, somadas as perdas que ocorrem nas baterias. As últimas, inexistentes na resolução do caso base, mitigam o efeito benéfico da inserção das baterias no sistema. Na Tabela 7 são discriminados os valores das perdas nos alimentadores e nas baterias onde também constam as variações frente ao caso base.

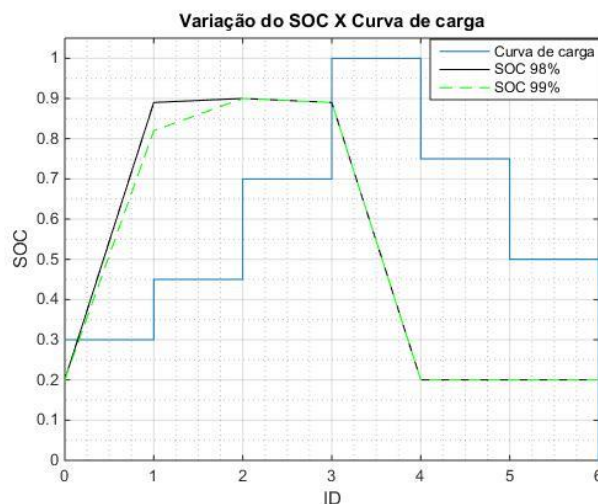
Tabela 7 - Discriminação das perdas do sistema

η_{bat}	P_{perdas}^{Alim} (kW)		ΔP_{perdas}^{Alim} (kW)		P_{perdas}^{Bat} (kW)		P_{perdas}^{tot} (kW)		ΔP_{perdas}^{tot} (kW)	
	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir
98%	336,41	336,41	-2,64	-2,64	2,34	2,34	338,75	338,75	-0,30	-0,30
99%	332,89	332,89	-6,15	-6,15	3,97	3,97	336,86	336,86	-2,19	-2,19

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 13 mostra as especificações da operação feita pelo programa, comparando-as com a curva de demanda. As rampas e os degraus representam a variação das curvas representadas durante o intervalo de demanda. O valor que cada curva apresenta nos marcadores do eixo das abscissas indicam o valor ao final de cada ID, que são as variáveis utilizadas para a especificação da operação.

Figura 13 - Operação BESS versus curva de carga



Fonte: Elaborado pelo Autor

Percebe-se, pela Figura 13, que os algoritmos utilizam os IDs com menor carregamento do sistema, para carregar as baterias e descarregam a energia armazenada durante os IDs com maior demanda. Desse modo, a performance dos BESS é maximizada.

5.2.1.2 Variação rendimento desconsiderando as perdas por autodescarga

Nesta seção, é analisado o impacto do valor da autodescarga na redução das perdas do sistema. Foram utilizados os mesmos valores da seção anterior, com a desconsideração das perdas por autodescarga das baterias, e a mesma variação de rendimento, da seção 5.2.1.1, para solucionar o problema I. Isso é feito no intuito de comparar os resultados e verificar o impacto da desconsideração da autodescarga na resposta final.

Novamente, mesmo desconsiderando as perdas por autodescarga nas simulações realizadas, não foi possível obter redução de perdas totais com a instalação de baterias, quando η_{bat} é inferior a 98%. Os resultados em que a instalação de baterias foi vantajosa são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Resultados desconsiderando autodescarga e variando o rendimento

η_{bat} (%)	E_{nom} (kWh)		Local bateria		P_{perdas}^{tot} (kW)		ΔP_{perdas}^{tot} (kW)		Tempo de simulação (min)	
	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir
98	115	115	675A	675A	338,19	338,19	-0,86	-0,86	23,49	45,53
99	249	258	675A	675A	335,51	335,50	-3,54	-3,55	32,11	40,39

Fonte: Elaborado pelo Autor

Na Tabela 9 é apresentada a discriminação das perdas, no SD e no BESS, e sua variação frente ao caso base.

Tabela 9 – Discriminação das perdas do sistema desconsiderando autodescarga

η_{bat}	P_{perdas}^{Alim} (kW)		ΔP_{perdas}^{Alim} (kW)		P_{perdas}^{Bat} (kW)		P_{perdas}^{tot} (kW)		ΔP_{perdas}^{tot} (kW)	
	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir	Iter	Dir
98%	334,97	334,97	-4,08	-4,08	3,22	3,22	338,19	338,19	-0,86	-0,86
99%	332,02	331,89	-6,93	-7,16	3,49	3,61	335,51	335,50	-3,54	-3,55

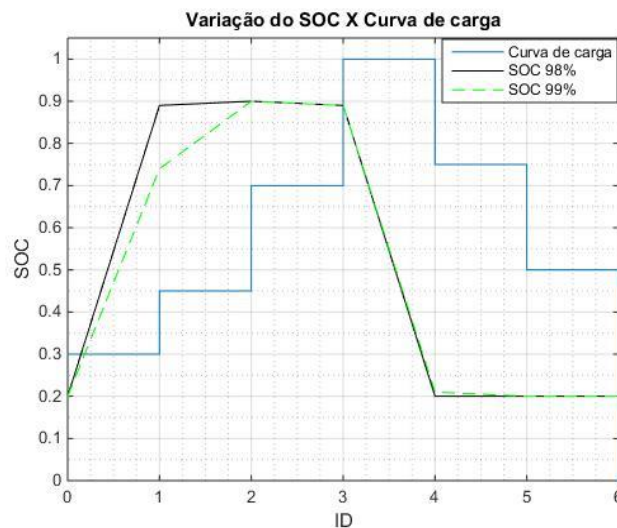
Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota-se que a desconsideração das perdas por autodescarga tem efeito direto nos parâmetros obtidos. As perdas no SD são reduzidas enquanto as perdas nas baterias aumentam, em decorrência do aumento da capacidade nominal, em comparação aos resultados obtidos ao considerar o fenômeno da autodescarga.

Novamente, os resultados obtidos pelas duas buscas foram bem similares. A maior diferença, mais uma vez, foi o tempo de simulação, com a busca direta demandando maior tempo para encontrar a solução.

O cronograma de operação obtido nas simulações é mostrado na Figura 14, o comportamento apresentado é o mesmo obtido quando houve a consideração da autodescarga, O SOC aumenta nos IDs mais leves e diminui nos mais pesados.

Figura 14 - Operação BESS versus curva de carga



Fonte: Elaborado pelo Autor

Na Tabela 10 é apresentada a variação dos resultados das simulações que desconsideram autodescarga em relação as que a consideram. De maneira geral, quando a autodescarga é desconsiderada, há um aumento no limite da capacidade de armazenamento das baterias, decorrente das perdas de autodescarga que são diretamente proporcionais a este parâmetro. Entretanto, a porcentagem de tal aumento que indicará a ocorrência de mais ou menos perdas nas baterias, pois quanto maior a capacidade de armazenamento, maior a quantidade de energia desperdiçada por ineficiência.

Tabela 10 - Comparativo dos resultados com e sem autodescarga

Busca	η_{bat} (%)	E_{nom} (kWh)	P_{perdas}^{Alim} (kW)	P_{perdas}^{Bat} (kW)	P_{perdas}^{tot} (kW)
iterativa	98	+46	-1,44	+0,88	-0,56
direta		+46	-1,44	+0,88	-0,56
iterativa	99	+50	-0,87	-0,48	-1,35
direta		+59	-1,00	-0,36	-1,36

Fonte: Elaborado pelo Autor

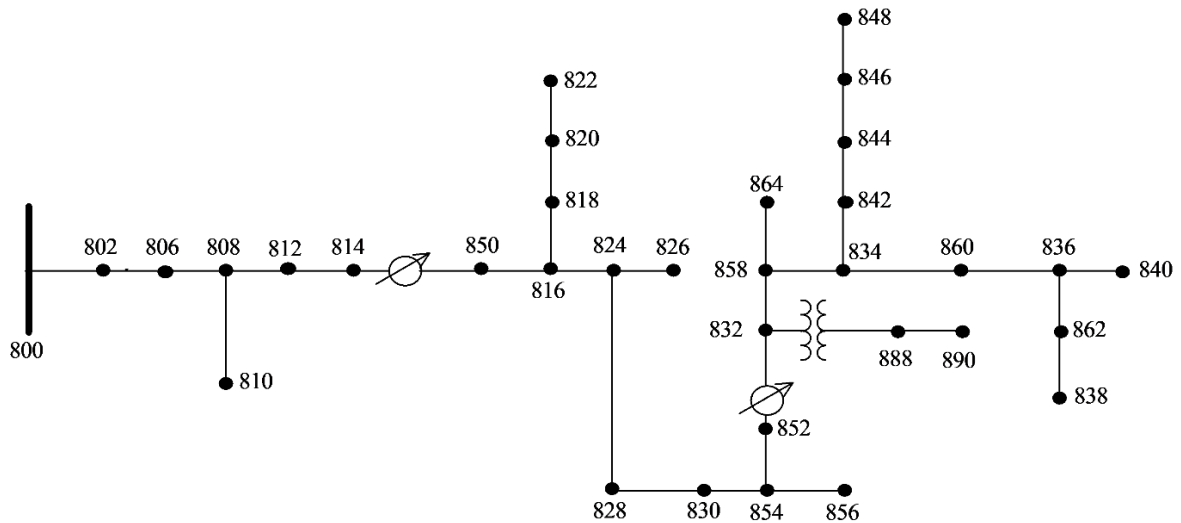
Em todas simulações houve redução das perdas com a desconsideração do fenômeno da autodescarga, e quanto maior foi a capacidade de armazenamento da bateria, maior foi impacto de considerar tal efeito. Logo, pode-se concluir que tal variável tem significativo impacto na solução, não podendo ser negligenciado.

5.3 CASO II – SIMULAÇÃO SISTEMA IEEE 34 BARRAS

O método proposto foi aplicado no sistema IEEE 34 barras (IEEE PES, 1991) A Figura 15 apresenta a topologia deste sistema. Nas simulações efetuadas, as cargas possuem variação diária, dada pela curva de carga especificada na Figura 11. O sistema IEEE34 barras é caracterizado por ser um sistema radial com extensos alimentadores, com grandes blocos de carga desbalanceados e apresentar quedas de tensão possuindo dois reguladores de tensão para mitigá-las.

Para verificar o efeito da inserção do BESS, primeiramente é feita a simulação do sistema aplicando apenas a curva de carga especificada. Nesta simulação as perdas obtidas foram iguais a 720,92 kW, sendo que os reguladores de tensão foram mantidos ativados.

Figura 15 - Sistema IEEE 34 barras



Fonte: IEEE PES, 1991

Neste sistema são alocados BESS monofásicos ou trifásicos compostos por baterias de li-íon, com os mesmos parâmetros definidos no início do capítulo. Foi considerado que a capacidade de armazenamento de energia da bateria é igual à máxima quantidade de potência que a bateria pode absorver/injetar no sistema em um intervalo de 1 hora. As simulações que alocarem BESS monofásicos serão chamadas cenário A e as que alocarem BESS trifásicos cenário B.

Neste caso foram feitas simulações alocando 3 BESS monofásicos e posteriormente 1 BESS trifásico tanto na solução do problema I como na do problema II.

Em uma primeira etapa, o problema I será avaliado com as duas buscas, direta e iterativa, para solucionar o cenário A, visando verificar qual dos dois procedimentos apresenta melhor desempenho computacional. O cenário A foi escolhido por se tratar de um problema onde uma grande quantidade de variáveis (24) deve ser solucionada. Posteriormente, o procedimento de busca mais rápido será utilizado para resolver o problema II e realizar alocações de BESS trifásicos. Em todos os cenários deste caso os reguladores de tensão foram mantidos ativados a fim de evitar as quedas de tensão do SD avaliado.

5.3.1 Resolução problema I – Cenário A

Nesta situação os BESS monofásicos são alocados em fases distintas. Os resultados obtidos são apresentados nas Tabelas 11 e 12, para as simulações realizadas com as buscas iterativa e direta, respectivamente.

Tabela 11 - Resultados busca iterativa

Local	E_{nom} (kWh)	P_{perdas}^{Alim} (kW)	ΔP_{perdas}^{Alim} (kW)	P_{perdas}^{Bat} (kW)	P_{perdas}^{tot} (kW)	ΔP_{perdas}^{tot}		Tempo de simulação (min)
						(kW)	(%)	
834 A	143							
840 B	117	677,84	-43,08	26,92	704,77	-16,16	-2,24	133,21
846 C	92							

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 12 - Resultados busca direta

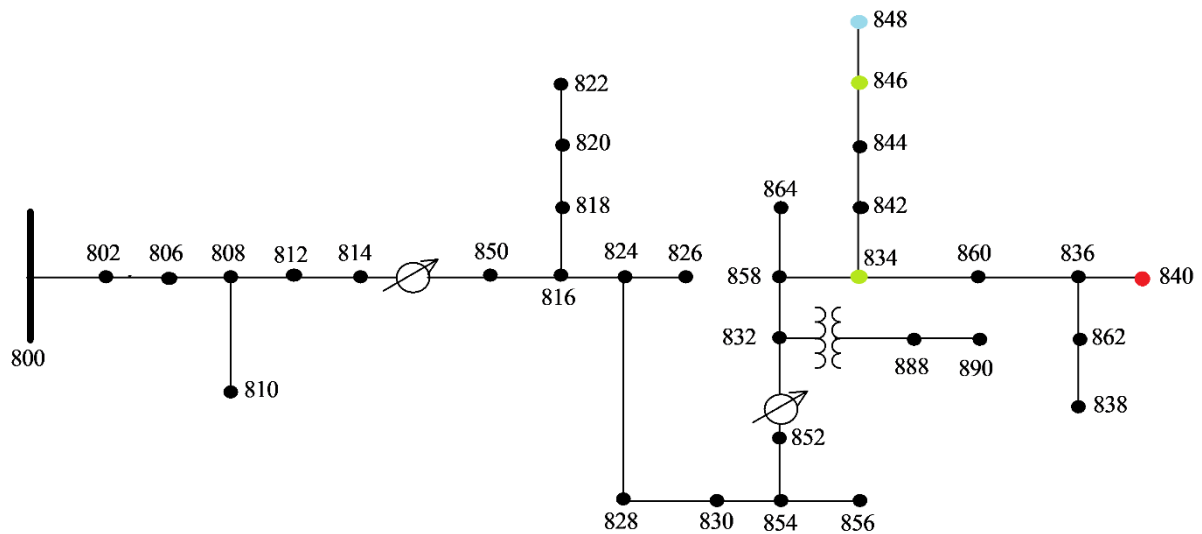
Local	E_{nom} (kWh)	P_{perdas}^{Alim} (kW)	ΔP_{perdas}^{Alim} (kW)	P_{perdas}^{Bat} (kW)	P_{perdas}^{tot} (kW)	ΔP_{perdas}^{tot}		Tempo de simulação (min)
						(kW)	(%)	
834 A	137							
848 B	111	677,87	-43,05	26,31	704,18	-16,75	-2,32	340,55
846 C	96							

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os resultados expostos nas Tabelas 11 e 12 indicam que ambos os procedimentos convergiram para valores próximos, com uma diferença de 0,59kW nas perdas totais. Entretanto, há diferenças significativas nos parâmetros das baterias, sendo a principal sua alocação na fase B do SD que alternou da barra 840, busca iterativa, para a 848, na busca direta. Tal variação fez o somatório das capacidades máximas dos BESS alocados pela busca iterativa (total de 352kWh) ser 8 kWh superior ao obtido pelo outro método (total de 344kWh). E, com isso, as perdas nas baterias foram elevadas justificando a menor redução de perdas encontrada por esse procedimento. A diferença entre os resultados obtidos é plausível, devido ao fato do AG não garantir a otimalidade global do problema, garantindo, apenas, soluções viáveis e ótimas localmente, como ocorreu na simulação feita com a busca iterativa.

Embora diferentes, as barras escolhidas para alocação dos BESS estão localizadas na região final do sistema de distribuição radial. A Figura 16 destaca em verde a posição das barras escolhidas como alocação nas duas modelagens, destacada em vermelho está a barra obtida apenas pela busca iterativa e em azul a obtida pela busca direta.

Figura 16- Barras escolhidas para a alocação dos BESS no sistema de 34 barras

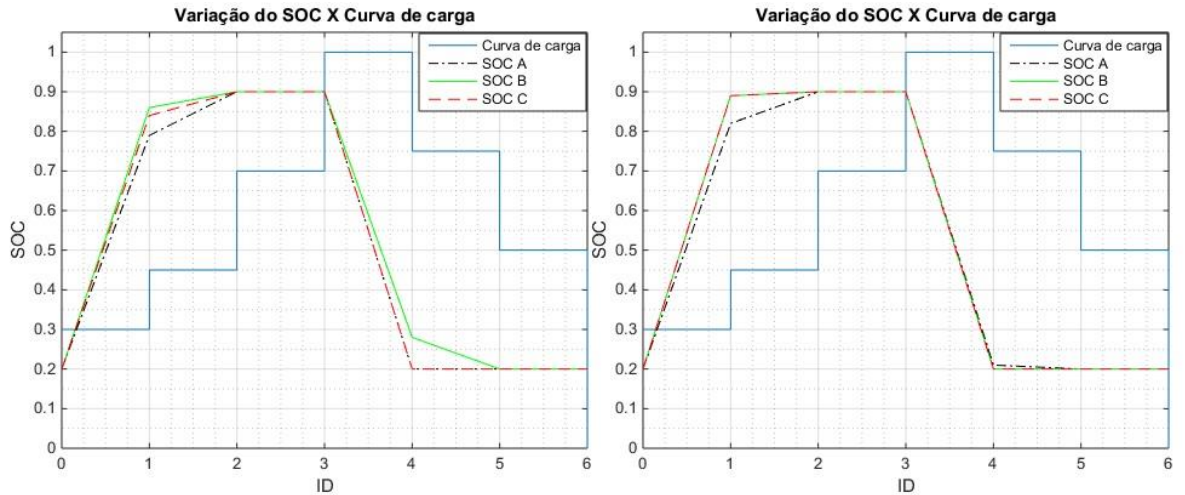


Fonte: Adaptado (IEEE PES, 1991)

O tempo computacional para a convergência das soluções foi de aproximadamente 2 horas e 13 minutos para busca iterativa e 5 horas e 40 minutos para a direta. A busca iterativa demandou um tempo computacional 60,88% menor do que a direta para alcançar a convergência. Isso indica que a ideia de solucionar o problema de forma parcial e dentro de um método iterativo é eficaz para a redução do esforço computacional. O elevado esforço computacional, de ambas soluções, é justificável, devido à grande quantidade de variáveis desta análise, um total de 24, sendo 6 para alocar e dimensionar os três BESS e 18 para definir a operação nos seis ID.

O cronograma de operação definido, por ambas buscas, indica que: os BESS carreguem-se durante os IDs com menor carga; mantenham-se em espera até o ID com maior demanda, no qual eles devem descarregar até que a capacidade de armazenamento mínima seja alcançada. Essa operação reduz o impacto do aumento das perdas no SD, durante a carga das baterias, e auxilia o SD a suprir a demanda das barras mais afastadas, no ID com maior demanda. A Figura 17 mostra o comportamento do SOC comparado à variação da demanda nas simulações realizadas com as buscas iterativa (a) e direta (b).

Figura 17 - SOC versus curva de carga: (a) busca iterativa; (b) busca direta



Fonte: Elaborado pelo Autor

5.3.2 Resolução problema I – Cenário B

Como a simulação iterativa demanda menor esforço computacional, ela será utilizada para avaliar as outras situações de simulação deste caso.

Nesta seção é realizada a alocação de um BESS trifásico no intuito de verificar se a alocação de sistemas de baterias, em uma mesma barra, com a mesma especificação e operando sob o mesmo cronograma, é mais vantajoso do que alocar 3 BESS monofásicos em locais distintos e com diferentes especificações e gerenciamentos de operação. Os resultados obtidos são listados na Tabela 13.

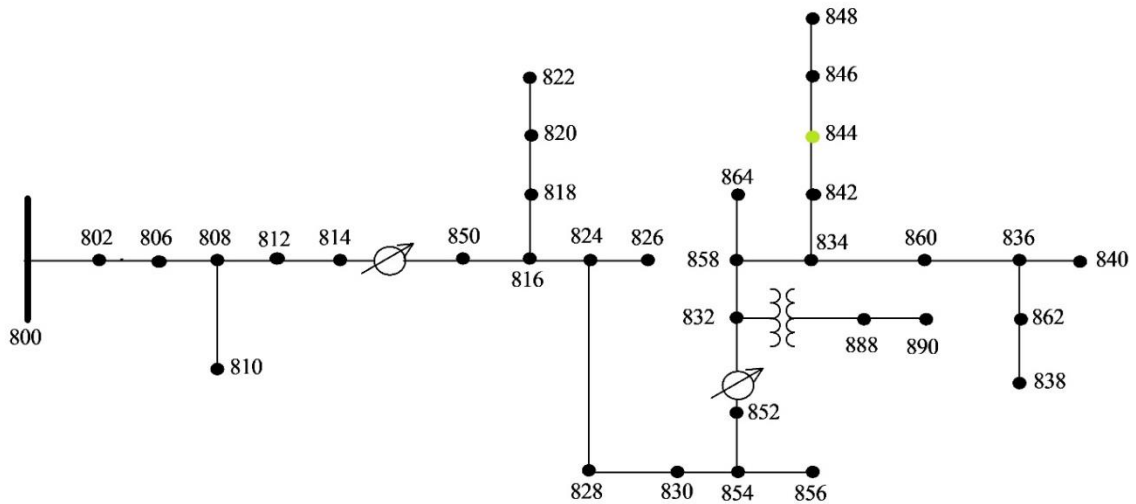
Tabela 13 - Resultados alocação BESS trifásico

Local	E_{nom} (kWh)	P_{perdas}^{Alim} (kW)	ΔP_{perdas}^{Alim} (kW)	P_{perdas}^{Bat} (kW)	P_{perdas}^{tot} (kW)	ΔP_{perdas}^{tot}		Tempo de simulação (min)
						kW	%	
844 ABC	213	691,85	-29,08	16,30	708,14	-12,78	-1,77	39,51

Fonte: Elaborado pelo Autor

A barra escolhida para alocação foi a 844, que é localizada nas proximidades das barras definidas no cenário A. Tal fato enfatiza que este é um ramo crítico do SD em análise. A localização da barra 844 na topologia do sistema é mostrada na Figura 18, onde ela está destacada em verde.

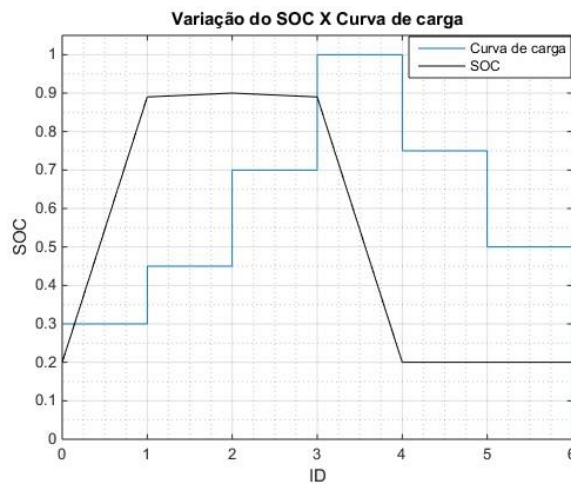
Figura 18 - Barra escolhida para alocação do BESS trifásico



Fonte: Adaptado (IEEE PES, 1991)

A especificação da operação para o cenário B apresenta as mesmas características da especificada para o cenário A, porém, agora a curva é única e seguida pelos três conjuntos. O cronograma é mostrado na Figura 19 junto à curva de demanda aplicada às cargas do sistema.

Figura 19 - Curva versus SOC cenário B



Fonte: Elaborado pelo Autor

5.3.3 Análise dos Cenários A e B

Para facilitar a comparação dos dois cenários, as respostas obtidas são sumarizadas na Tabela 14. As três primeiras linhas de dados referentes ao melhor resultado obtido para o

cenário A. A quarta linha refere-se ao resultado do cenário B. Na quinta e última linha de dados são indicadas as diferenças do cenário B em relação ao A.

Tabela 14 - Resultados simulações caso II - problema I

Cenários	Local	$E_{nom}(kWh)$	$P_{perdas}^{Alim}(kW)$	$P_{perdas}^{Bat}(kW)$	$P_{perdas}^{tot}(kW)$
	834 A	137			
A	848 B	111	677,87	26,31	704,18
	846 C	96			
B	844 ABC	213	691,85	16,30	708,14
Diferenças (Cenário B –A)		-131	+13,98	-10,01	+4,04

Fonte: Elaborado pelo Autor

Percebe-se pelo disposto na Tabela 14 que, na alocação realizada no cenário B, a capacidade de armazenamento utilizada é menor do que no A, e isso faz com que as perdas nas baterias sejam menores neste cenário. Apesar disso, o ganho com a redução de perdas nos alimentadores do sistema devido à inserção dos BESS retrai-se mais do que a parcela de perdas nas baterias e, deste modo, o cenário B é menos vantajoso do que o cenário A.

O que torna o cenário A mais vantajoso é o fato de que ao utilizar 1 BESS por fase, com as respectivas características totalmente independentes umas das outras, consegue-se atingir a real necessidade de suporte de cada fase. No caso da alocação de dispositivos, cujas características são vinculadas a equipamentos de fases distintas, encontrar os melhores parâmetros significa considerar simultaneamente as necessidades de todas as fases. E com isso, o suporte ideal a cada fase, individualmente, é comprometido.

O uso de BESS trifásicos pode ser interessante em casos onde há dificuldade em encontrar recintos com espaço físico suficiente e que são geograficamente próximos aos possíveis pontos onde seja pertinente a conexão do conjunto de baterias com o SD. Tal questão pode inclusive ser financeira em zonas urbanas onde os espaços são muito valorizados. O uso de um sistema de gerenciamento da bateria compartilhado em um arranjo de BESS trifásico é outro fator econômico que pode contribuir na escolha por tal opção.

A comparação do tempo de simulação não foi apresentada na Tabela 14 pelo fato do melhor resultado do cenário A ter sido obtido pela busca direta enquanto a solução do cenário

B foi encontrada por meio da busca iterativa. Entretanto, ao comparar as duas respostas obtidas por meio da busca iterativa há uma redução de cerca de 70,3% no tempo de simulação, que reduziu-se de, aproximadamente, 2 horas e 13 minutos para cerca de 39 minutos e 30 segundos. Esse fato é decorrente da redução da quantidade de variáveis utilizadas na simulação do cenário B, um total de 8, em relação ao cenário A, onde 24 variáveis são necessárias para a solução.

5.3.4 Resolução do problema II – Cenários A e B

O problema II foi solucionado utilizando parâmetros de baterias e curva de carga idênticos aos usados para a solução do problema I. Os cenários A e B também seguem a mesma característica, alocando 3 BESS monofásicos em fases distintas e um único BESS trifásico, cenários A e B, respectivamente. A Tabela 15 sumariza as respostas encontradas.

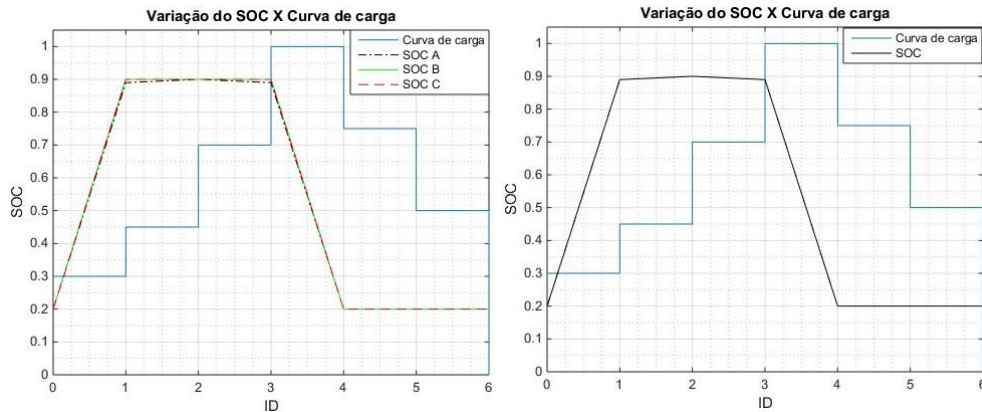
Tabela 15 - Resultados problema II

Local	E_{nom} (kWh)	P_{perdas}^{Alim} (kW)	P_{perdas}^{Bat} (kW)	P_{perdas}^{tot} (kW)	ΔP_{perdas}^{tot}		VPL(R\$)	Tempo de simulação (min)
					(kW)	(%)		
844A	126							
844B	88	683,86	21,04	704,90	-16,03	-2,22	697.214,70	121,49
844C	61							
844 ABC	213	691,85	16,30	708,14	-12,78	-1,77	570.231,78	47,80

Fonte: Elaborado pelo Autor

Em ambos os cenários solucionados no problema II a barra definida para a alocação é a 844, cuja localização, na topologia do sistema, é destacada, em verde, na Figura 18. As perdas obtidas nas soluções do problema II, em ambos os cenários, possuem o mesmo comportamento encontrado em seus análogos solucionados para o problema I, como pode ser visto nas curva de operação da Figura 20 para o cenário A (a) e para o B (b).

Figura 20- Curva de carga versus SOC problema II: (a) Cenário A; (b) Cenário B



Elaborado pelo Autor

No cenário B há um menor valor de capacidade de armazenamento alocado, resultando em menores perdas nas baterias e menores custos de investimento e manutenção e, ao mesmo tempo, diminui o impacto vantajoso nos alimentadores do sistema. O somatório desses efeitos, resulta em uma redução das perdas totais inferior à encontrada no cenário A.

A novidade na solução do problema II é o valor do VPL, obtido em ambos os cenários, que indica expectativa de lucro acima da taxa esperada e, assim, os projetos são considerados economicamente viáveis. Além disso, em ambos o retorno do investimento se dá após 4 anos.

Embora o cenário A demande maior investimento inicial e também dispense maiores quantias para sua manutenção em relação ao cenário B, o lucro decorrente de sua maior redução de perdas supera tais custos, sendo, assim, um investimento que apresenta maior rentabilidade. Tal fato pode ser visualizado nos dados presentes na Tabela 16.

Tabela 16 - Dados financeiros problema II

Cenário	CI (R\$)	C _{OM} (R\$)	Receita (R\$)	VPL (R\$)
A	385.000,00	219.411,51	1.301.626,21	697.214,70
B	298.200,00	169.944,18	1.038.375,96	570.231,78

Elaborado pelo Autor

5.3.5 Análises financeiras

Uma análise de viabilidade econômica pode ser realizada para calcular o retorno financeiro da realização dos projetos de alocação dos BESS, definidos como solução do problema I. Porém, uma vez que a FOB utilizada visa a máxima redução de perdas, tais

análises devem ser realizadas após a conclusão do processo de otimização. As análises financeiras foram realizadas e seus resultados são resumidos na Tabela 17, juntamente com os resultados obtidos para o problema II. A análise econômica do cenário A, problema I, é realizada apenas para a melhor resposta dentre as duas apresentadas. Os resultados apresentados na Tabela 17 já estão todos referidos ao valor presente. A Tabela 18 apresenta um resumo da redução de perdas obtidas em todas as simulações realizadas, tanto para o problema I como para o II.

Tabela 17 - Resumo das avaliações econômica - Caso II

Problema	Cenário	CI (R\$)	C_{OM} (R\$)	Receita (R\$)	VPL (R\$)
I	A	481.600,00	274.463,85	1.360.398,76	604.874,91
II	A	385.000,00	219.411,51	1.301.626,21	697.214,70
I	B	298.200,00	169.944,18	1.038.375,96	570.231,78
II	B	298.200,00	169.944,18	1.038.375,96	570.231,78

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 18 - Resumo dos resultados obtidos nos cenários do Caso II

Problema	Cenário	P_{perdas}^{tot} (kW)	ΔP_{perdas}^{tot}		E_{nom} (kWh)
			(kW)	(%)	
Caso base	-	720,92	-	-	-
I	A	704,18	-16,75	-2,32	344
II	A	704,90	-16,03	-2,22	275
I	B	708,14	-12,78	-1,77	213
II	B	708,14	-12,78	-1,77	213

Fonte: Elaborado pelo Autor

Deste modo, pelo exposto nas Tabelas 17 e 18, pode-se dizer que o problema I foca no ponto de vista técnico, não garantindo o melhor retorno financeiro possível e nem que os dados definidos resultem em viabilidade econômica. Enquanto no problema II há um foco no retorno financeiro em detrimento das redução das perdas elétricas, ou seja, é aceitável um projeto menos eficiente, do ponto de vista técnico de redução das perdas, mas que proporcione maior expectativa de lucro.

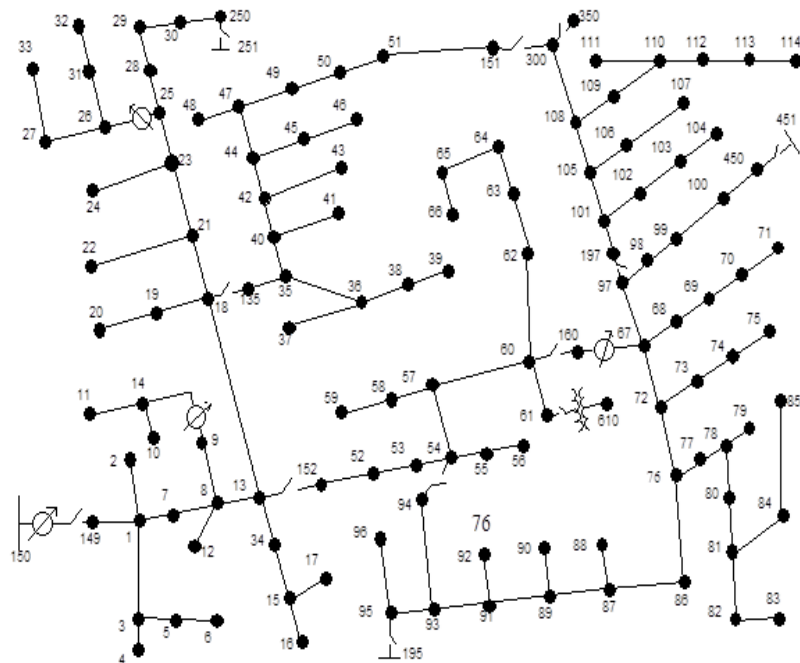
No cenário B a solução dos dois problemas foi coincidente, em todos os parâmetros avaliados, tal fato é plausível de acontecer, porém, não é esperado que aconteça na maioria

dos SD analisados. O fato do BESS alocado ser trifásico contribuiu para que, tal resultado tenha sido alcançado, uma vez que ele leva em consideração a necessidade de todas as fases das barras do SD e dimensiona um suporte equivalente a uma média regional em torno da zona mais crítica. Além disso, a igualdade nas respostas, apesar de não garantir, indica que a solução encontrada é possivelmente a ótima global.

5.4 CASO III – SIMULAÇÃO SISTEMA IEEE 123 BARRAS

O sistema de maior porte escolhido para avaliação neste trabalho foi o IEEE 123 barras (IEEE PES, 1991), cuja topologia é mostrada na Figura 21. Este sistema é caracterizado por apresentar grandes quedas de tensões, necessitando de quatro reguladores de tensão e de bancos de capacitores para mitigá-las, além de possuir cargas desbalanceadas. Pelo fato do IEEE 123 barras apresentar grandes quedas de tensão suas simulações são realizadas com os reguladores de tensão ativos, além disso, todas as chaves do circuito foram colocadas na posição fechada. Como nos casos I e II as cargas variam de acordo com a curva especificada na Figura 11 e são feitas as mesmas considerações relacionadas ao SOC e ao dimensionamento dos sistemas de armazenamento de energia.

Figura 21 - Sistema IEEE 123 barras



Fonte: IEEE PES, 1991

A potência de perdas apresentadas por este sistema quando nenhuma bateria está conectada é de 291,2498 kW. Apesar do maior porte deste sistema, as perdas elétricas são inferiores as apresentadas pelo sistema testado no caso II.

5.4.1 Resolução problema I – Cenários A e B

O objetivo deste caso é realizar a comparação entre a alocação de três BESS monofásicos, cenário A, e um BEES trifásico, cenário B, em um sistema de maior porte. Apenas a busca iterativa será utilizada nesta análise uma vez que ela apresenta menor esforço computacional, como os resultados dispostos previamente indicaram.

As baterias consideradas para a alocação neste sistema são de VRB e possuem, inicialmente, os seguintes parâmetros η_{bat} de 95%, expectativa de vida útil de 12.000 ciclos e η_{int} , nulo. Os parâmetros não citados são os mesmos definidos no início deste capítulo para baterias de li-íon.

Todavia, como ocorreu no caso I, as simulações realizadas indicam que nenhuma bateria deve ser alocada no sistema. Com isso, para permitir a análise neste sistema η_{bat} passou a ser considerado 99%, valor que não representa uma bateria real e, deste modo, não faz sentido solucionar o problema II.

Os resultados obtidos para o problema I são sumarizados na Tabela 19, para ambos os cenários.

Tabela 19 - Resultados simulações sistema 123 barras

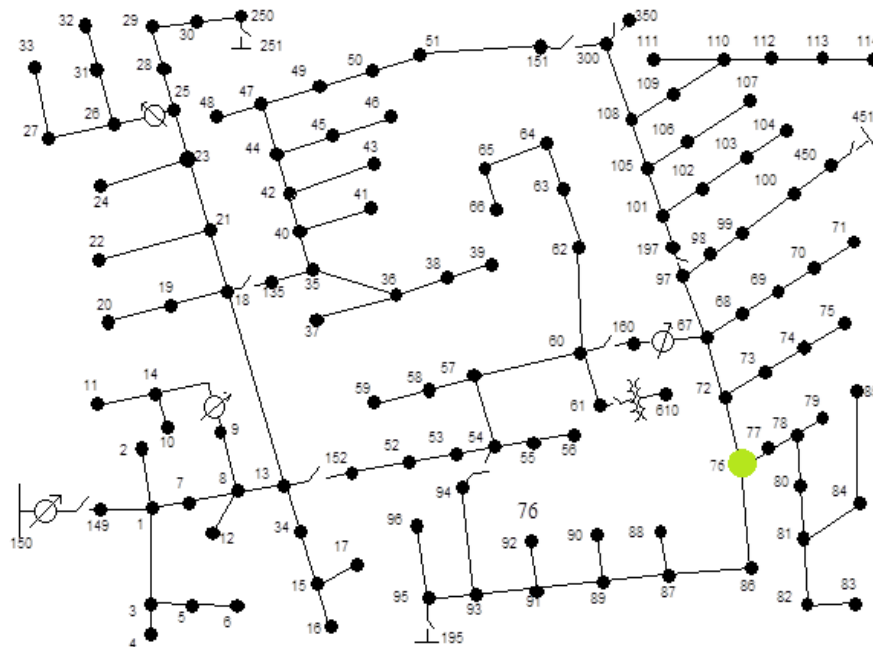
Local	E_{nom} (kWh)	P_{perdas}^{Alim} (kW)	P_{perdas}^{Bat} (kW)	P_{perdas}^{tot} (kW)	ΔP_{perdas}^{tot}	
					(kW)	(%)
76 ABC	570	278,93	7,9806	286,91	-4,335	1,488
76 A	211					
76 B	144	278,99	7,6585	286,65	-4,6	1,579
76 C	192					

Fonte: Elaborado pelo Autor

A barra escolhida, nas duas simulações, para receber os conjuntos de elementos armazenadores de energia foi a de número 76 que é uma barra localizada do meio para o final do sistema, sendo a barra que conecta um ramo terminal ao ramal principal e pode ser

alimentada por três ramos distintos. A Figura 22 destaca, em verde, sua localização no sistema.

Figura 22 - Localização da barra 76 no sistema



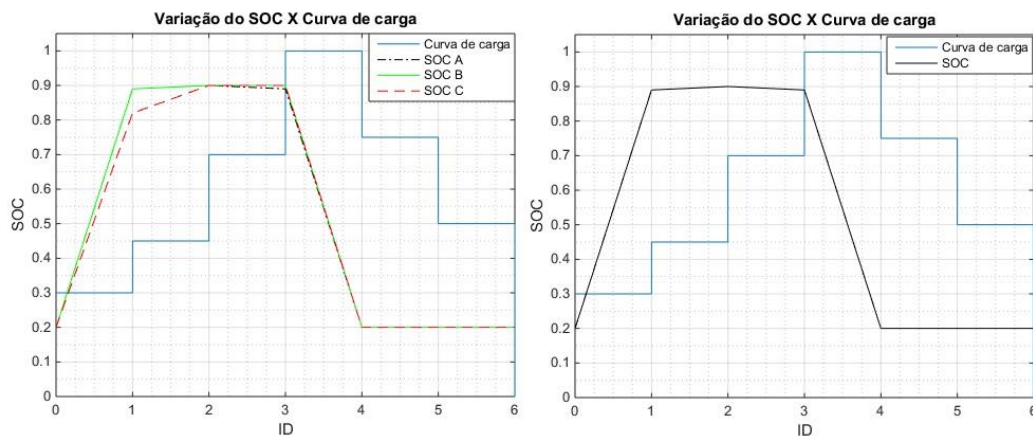
Fonte: Adaptado (IEEE PES, 1991)

O sistema de armazenamento trifásico foi dimensionado com uma capacidade nominal de 570 kWh, valor dividido igualmente entre as 3 fases. Resultando em um suporte de 190 kWh por fase. Já o somatório dos dimensionamento dos BESS monofásicos indicaram um suporte total de 547 kWh sendo: 211 kWh na fase A, 144 kWh na fase B e 192 kWh na fase C.

Ao comparar o suporte por fase nos dois cenários verifica-se que o suporte na fase B foi reduzido em 46kWh. Em contrapartida, na fase A houve um aumento de 21 kWh e na fase C o valor aumentou apenas 2 kWh. Desta forma, a redução das perdas elétricas, devido à alocação dos BESS, é maior quando se utiliza vários conjuntos monofásicos. Isso ocorre devido ao desbalanceamento do sistema, que faz com que certas fases necessitem mais do suporte do equipamento do que outras. Isso pode ser alcançado ao alocar conjuntos monofásicos com capacidades de armazenamento independentes. Já ao alocar uma capacidade igual entre as fases, o suporte em cada fase será superior ou inferior ao necessário, impedindo, assim, que se consiga uma redução ótima de perdas.

A operação definida, tanto no cenário A como no B, faz com que os BESS alocados carreguem durante os ID de menor esforço da rede elétrica e descarreguem sua energia armazenada no SD durante o pico de carga. Porém, a porcentagem do SOC atingida em cada um dos ID é diferente para cada BESS. A Figura 23 mostra a curva de carga do sistema comparada com a definição da operação dos BESS do cenário A (a) e do cenário B (b).

Figura 23 - Curva de carga versus curva de operação: (a) Cenário A; (b) Cenário B



Elaborado pelo Autor

A obtenção das respostas deste caso demandaram, aproximadamente, 2 horas para alocação dos BESS monofásicos e 59 minutos para o trifásico. A diferença no tempo de simulação se deve a maior quantidade de variáveis necessárias à solução do problema com três BESS.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo são resumidas as principais conclusões deste trabalho e são apresentadas algumas possibilidades de trabalhos futuros.

6.1 CONCLUSÕES

Dois procedimentos para alocação, dimensionamento e definição da operação BESS em sistemas de distribuição de energia elétrica foram propostas neste trabalho. Os procedimentos de busca são utilizadas para solucionar problemas que visam a minimização das perdas elétricas ou a maximização do retorno financeiro do investimento, do projeto de alocação dos BESS. Os algoritmos propostos consideram os limites operativos dos SD analisados ao determinar as especificações necessárias durante todos os intervalos levados em consideração.

A busca direta consiste em solucionar simultaneamente todas as variáveis do problema por meio de um única ferramenta de otimização.

Já a busca iterativa consiste em um método que desmembra o problema em dois menores, obtendo separadamente a localização e a capacidade dos BESS por um processo de otimização e a definição da operação por meio de outro processo. Como há uma dependência entre as duas parcelas, resolvidas de forma desassociada, os valores definidos em uma são usados como parâmetros iniciais e invariáveis durante a solução da outra. Isso é feito de forma contínua até que os resultados das duas parcelas sejam inferiores a uma tolerância especificada.

A implementação computacional dos problemas foram realizadas utilizando o *software* OpenDSS em conjunto com o software MATLAB, sendo o primeiro utilizado para a ID avaliados; enquanto no segundo foi desenvolvido o algoritmo principal, onde tem-se a estrutura das modelagens utilizadas e é realizado o processamento das informações recebidas do OpenDSS, e é feita a otimização dos problemas, por meio do AG.

Os procedimentos propostos apresentam vantagens e desvantagens. Como vantagens da busca iterativa pode-se citar:

- a) a solução por partes do problema mostrou-se mais eficiente, computacionalmente, do que solucionar todas as variáveis simultaneamente;

- b) as etapas podem ser solucionadas por métodos de otimização distintos sem prejuízo ao funcionamento do método;
- c) pode ser utilizada para realizar um refinamento de uma solução obtida previamente, através da especificação de tal solução como ponto de partida.

De ambos os procedimentos, destaca-se:

- a) possibilidade de reaplicação da estrutura desenvolvida em outros tipos de problemas, apenas substituindo a função objetivo, permitindo, assim, verificar outros impactos da inserção das baterias.

Já como desvantagens dos dois procedimentos destacam-se:

- a) Não garantia da otimalidade global da solução devido ao uso de ferramentas metaheurísticas;
- b) Elevação da complexidade de resolução dos problemas de acordo com o aumento da quantidade de variáveis, devido à elevação das possíveis soluções.
- c) Como desvantagem apenas da busca iterativa destaca-se:
- d) Sensibilidade às condições iniciais utilizadas, no caso de uma estimativa inicial mal condicionada, o desempenho do método é prejudicado, podendo demorar mais tempo para encontrar uma solução ou até apresentar dificuldade de convergir para resultados satisfatórios;

Em problemas com grande quantidade de variáveis, há diversas possibilidades de combinações, o que, em alguns casos, proporcionou uma grande dificuldade para o algoritmo desenvolvido encontrar boas soluções. Além disso, essa grande quantidade gera um elevado esforço computacional, mesmo solucionando-as separadamente. Ressalta-se mais uma vez, que não há garantias de que a resposta encontrada é de fato a ótima global, sendo apenas uma solução possível. Tal solução, mesmo sem a garantia de ser a melhor, já indica um bom ponto de partida para um estudo mais refinado.

Através dos resultados e das análises apresentadas, nota-se que a inserção BESS nos sistemas pode reduzir as perdas elétricas, mas também pode piorá-las. Assim, é importante uma adequada alocação, um correto dimensionamento e uma boa operação, para atender o objetivo desejado da melhor maneira.

As especificações dos BESS trazem efeitos distintos nos parâmetros dos sistemas, dependentes do objetivo que se deseja alcançar com os sistemas de baterias. Como exemplo, quando o objetivo é maximizar o retorno financeiro do investimento, as perdas não precisam ser reduzidas até o máximo valor possível. Isso ocorre pelo fato de que, com esta tecnologia, maiores custos de investimento são demandados, para atingir a máxima redução de perdas e, altos custos podem implicar em inviabilidade financeira da alternativa.

Este trabalho mostrou que todas as variáveis envolvidas devem ser bem avaliadas, não devendo desprezar as perdas internas nas baterias, decorrentes do efeito de autodescarga. Pois, mesmo com baixos fatores, tais perdas trazem impactos significativos nos resultados obtidos. Além disso, os resultados mostraram que o uso de três BESS monofásicos, sendo um por fase, apresenta melhor desempenho na redução de perdas do que o uso de BESS trifásicos pelo fato do suporte ser melhor direcionado às necessidades de cada fase.

6.2 SUGESTÕES TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho trata sobre impactos provocados pela inserção de BESS em sistemas de distribuição. Entretanto, ainda é necessário realizar estudos mais aprofundados, uma vez que o presente estudo trata-se de uma sequência de pesquisa, mas ainda precisa de desenvolvimentos. O algoritmo proposto pode ser refinado para mitigar suas desvantagens e melhorar seus pontos positivos. Novas considerações podem ser feitas para que o método consiga realizar um estudo mais completo e abrangente sobre este tema. A seguir, algumas sugestões de melhorias e de trabalhos futuros são listadas:

- Consideração da capacidade de armazenamento nominal do BESS diferente da capacidade máxima de absorver ou injetar potência no sistema, podendo utilizá-las como variável de otimização;
- Avaliar como variável de otimização a potência injetada ou absorvida pelas baterias dos SD ao invés do SOC;
- Inclusão do efeito de degradação da bateria, avaliando a redução de sua capacidade;
- Avaliar o impacto do BESS em um sistema de distribuição com a presença de GD advindas de fontes renováveis, como geração fotovoltaica e eólica;
- Avaliar o impacto em um sistema com curvas de carga mais complexas e diferentes para cada barra;
- Avaliação de diferentes técnicas de otimização para a resolução do problema;

- Realizar a simulação em outro software, para verificar o desempenho em comparação ao apresentado pela otimização do MATLAB;
- Considerar previsão de aumento de carga no SD para melhor avaliação da análise econômica.

REFERÊNCIAS

ADEODU, Oluwasanmi; CHMIELEWSKI, Donald J.. A two-stage procedure for the optimal sizing and placement of grid-level energy storage. **Computers & Chemical Engineering**, [s.l.], v. 114, p. 265-272, jun. 2018. Elsevier BV.

ANSEÁN David et al. Lithium-Ion Battery Degradation Indicators Via Incremental Capacity Analysis. In: IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, Milão, 2017. **Anais**. IEEEIC / I&CPS Europe 2017, p. 1-6.

BOSE, Subhonmesh *et al.* Optimal placement of energy storage in the grid. In: 51st IEEE Conference on Decision and Control, Maui, 2012. **Anais**. CDC 2012 p. 5605-5612.

CAMARGO, Alison Rudá de. **Alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição considerando a preservação da vida útil das baterias**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

CASTRO, Nivalde José *et al.* Considerações sobre as Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira. **Texto de Discussão** n. 15. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

CHAIYATHAM, Theerawut; NGAMROO, Issarachai. Bee colony optimization of battery capacity and placement for mitigation of voltage rise by P V in radial distribution network. In: 10th International Power & Energy Conference, Ho Chi Minh City, 2012. **Anais**. IPEC 2012, p. 13-18.

DUGAN, Roger. C.; BALLANTI, Andrea. **Reference Guide: the Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. p. 189, 2016

DUGAN, Roger C. **OpenDSS Storage Element and Storage Controller Element**, 2010.

EYER, James M.; COREY, Garth P.. **Energy storage for the electricity grid: benefits and market potential assessment guide** : a study for the doe energy storage systems program. United States: Sandia National Laboratories, 2010.

FARSADI, Murtaza *et al.* Optimal placement and operation of BESS in a distribution network considering the net present value of energy losses cost. In: 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 2015. **Anais**. ELECO, p.434-439.

FORTENBACHER, Philipp *et al.* Optimal Placement and Sizing of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids Using Receding Horizon Control Strategies. **Ieee Transactions On Power Systems**, [s.l.], v. 33, n. 3, p. 2383-2394, maio 2018. IEEE.

Global Optimization Toolbox User's Guide, Disponível em: https://www.mathworks.com/help/pdf_doc/gads/gads_tb.pdf. Acesso em: 5 mar 2019.

HIDALGO-LEÓN, Ruben *et al.* A survey of battery energy storage system (BESS), applications and environmental impacts in power systems. In: IEEE Second Ecuador Technical Chapters Meeting, Salinas, 2017. **Anais ETCM 2017**, pp. 1-6.

HU, Xiaosong *et al.* Technological Developments in Batteries: a survey of principal roles, types, and management needs. **Ieee Power And Energy Magazine**, [s.l.], v. 15, n. 5, p. 20-31, set. 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: 02 dez. 2019.

JAYASEKARA, Nadeeshani *et al.* Optimal Operation of Distributed Energy Storage Systems to Improve Distribution Network Load and Generation Hosting Capability. **Ieee Transactions On Sustainable Energy**, [s.l.], v. 7, n. 1, p. 250-261, jan. 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

LACERDA, Estéfane G. M.; CARVALHO, André Carlos Ponce de Leon Ferreira. Introdução aos algoritmos genéticos. **Anais**. Rio de Janeiro: EntreLugar, 1999

MARRA, Francesco *et al.* Storage Strategy for Residential Feeders With Photovoltaics. **Ieee Transactions On Smart Grid**, [s.l.], v. 5, n. 2, p. 974-981, mar. 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

NAZARIPOUYA, Hamidreza *et al.* Optimal sizing and placement of battery energy storage in distribution system based on solar size for voltage regulation. In: IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, 2015. **Anais**. PESGM 2015, p. 1-5.

NEVES FILHO, Antonio Otto; OLIVEIRA, Alisson Souza de. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: análise da participação dos estados na matriz energética brasileira. **Revista Augustus**, [s.l.], v. 24, n. 49, p. 192-198, 17 dez. 2019. Sociedade Unificada de Ensino Augusto Motta - UNISUAM.

OLIVEIRA, Tatiana Tostes de. **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, Juiz de Fora, 2018.

PANDZIC, Hrvoje *et al.* Near-Optimal Method for Siting and Sizing of Distributed Storage in a Transmission Network. **Ieee Transactions On Power Systems**, [s.l.], v. 30, n. 5, p. 2288-2300, set. 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

RAPTIS, Dimitris A *et al.* Optimal Siting of BESS in Distribution Networks under High PV Penetration. In: 53rd International Universities Power Engineering Conference, Glasgow, 2018. **Anais**. UPEC 2018, p. 1-6.

SABOORI, Hedayat; HEMMATI, Reza. Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 71, p. 365-372, maio 2017. Elsevier BV.

SALEE, Samart; WIRASANTI, Paramet. Optimal siting and sizing of battery energy storage systems for grid-supporting in electrical distribution network. In: International

ECTI Northern Section Conference on Electrical, Electronics, Computer and Telecommunications Engineering, 2018. **Anais.** ECTI-NCON, p.100-105.

SAMANEZ, Carlos Patricio. **Matemática financeira**: aplicação à análise de investimentos. 4^a ed. Pearson, 2009.

SANTOS, André Lopes Marinho dos. **Planejamento de Bancos de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2018.

STROE, Daniel-ioan *et al.* Operation of a Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: a battery lifetime perspective. **Ieee Transactions On Industry Applications**, [s.l.], v. 53, n. 1, p. 430-438, jan. 2017.

SUN, Yi Kai *et al.* Optimal Placement and Sizing of Grid-scale Energy Storage in Distribution Networks with Security Constrains. In: International Conference on Power System Technology, Guangzhou, 2018. **Anais.** POWERCON 2018, p. 1477-1482.

SWIERCZYNSKI, Maciej *et al.* Field tests experience from 1.6MW/400kWh Li-ion battery energy storage system providing primary frequency regulation service. In: IEEE PES ISGT EUROPE, 2013, Lyngby. **Anais.** IEEE PES ISGT Europe 2013, p. 1-5.

TANG, Yujie; LOW, Steven H.. Optimal Placement of Energy Storage in Distribution Networks. **Ieee Transactions On Smart Grid**, [s.l.], v. 8, n. 6, p. 3094-3103, nov. 2017. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

WONG, Ling Ai *et al.* Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network. **Journal Of Energy Storage**, [s.l.], v. 21, p. 489-504, fev. 2019. Elsevier BV.

WONG Ling Ai *et al.* Optimal battery placement in photovoltaic based distributed generation using binary firefly algorithm for voltage rise mitigation. In: IEEE International Conference on Power and Energy, Kuching, 2014. **Anais.** PECon 2014, p. 155-158.

YANG, Fangfang *et al.* A study of the relationship between coulombic efficiency and capacity degradation of commercial lithium-ion batteries. **Energy**, [s.l.], v. 145, p. 486-495, fev. 2018. Elsevier BV.

YANG, Ye *et al.* Sizing Strategy of Distributed Battery Storage System With High Penetration of Photovoltaic for Voltage Regulation and Peak Load Shaving. **Ieee Transactions On Smart Grid**, [s.l.], v. 5, n. 2, p. 982-991, mar. 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

ZHANG, Zhenhai *et al.* Degradation-aware Valuation and Sizing of Behind-the-Meter Battery Energy Storage Systems for Commercial Customers. In: IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia. **Anais.** GTD Asia 2019, p.895-900.

ZHAO, Haoran *et al.* Optimal siting and sizing of Energy Storage System for power systems with large-scale wind power integration. In: IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015. **Anais.** IEEE Eindhoven PowerTech 2015, p. 1-6.