

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

André Lopes Marinho dos Santos

Planejamento de Bancos de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia

Juiz de Fora

2018

André Lopes Marinho dos Santos

Planejamento de Bancos de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em sistemas de energia elétrica, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Leonardo Willer de Oliveira

Coorientadora: Janaína Gonçalves de Oliveira

Juiz de Fora

2018

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Lopes Marinho dos Santos, André.

Planejamento de Bancos de Baterias em Sistemas de Distribuição de
Energia / André Lopes Marinho dos Santos. – 2018.
83 f. : il.

Orientador: Leonardo Willer de Oliveira

Coorientadora: Janaína Gonçalves de Oliveira

Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Juiz de Fora, Facul-
dade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,
2018.

1. Sistemas de distribuição. 2. Baterias. 3. Otimização. I. de Oliveira,
Leonardo Willer. II. Título.

André Lopes Marinho dos Santos

Planejamento de Bancos de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em sistemas de energia elétrica, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc. - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Janaína Gonçalves de Oliveira, Ph. D. - Co-orientadora
Universidade Federal de Juiz de Fora

Bruno Soares Moreira Cesar Borba, D. Sc.
Universidade Federal Fluminense

Bruno Henriques Dias, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais José Osvaldo Marinho dos Santos e Neli Nunes Lopes dos Santos e ao meu irmão Tulio Lopes Marinho dos Santos pelo amor, carinho, incentivo e companheirismo durante toda a minha trajetória.

Ao professor e orientador Leonardo Willer de Oliveira, por sua grande contribuição para a minha formação profissional e pessoal, tanto pela orientação de excelente qualidade durante todo o curso, como pela transmissão e discussão de conhecimentos técnicos, experiências profissionais e acadêmicas, e demais fatores inerentes à vida de um profissional da área de engenharia.

Aos demais professores e colegas do programa de pós-graduação, pelos ensinamentos e trabalhos em equipe, possibilitando um aperfeiçoamento profissional constante.

A UFJF e ao LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora), pela estrutura disponibilizada para a realização deste trabalho.

Ao CNPQ e a CAPES, pelo auxílio financeiro fornecido, contribuindo para que este trabalho fosse possível.

Aos amigos em que sempre pude contar com o apoio, sendo estes contribuintes de forma significativa para que eu pudesse atingir o fim de mais esta etapa da minha formação.

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma metodologia para o planejamento da operação de bancos de baterias em redes de distribuição, as quais contêm a presença de geração distribuída proveniente de fontes renováveis de energia. Para tanto, o problema do fluxo ótimo de potência é solucionado com a inclusão da potência injetada ou absorvida pelas baterias como variável de otimização no modelo proposto. O objetivo é que a inserção de baterias impacte de forma a reduzir os custos de energia e os custos de confiabilidade da rede, e, conseqüentemente provocando a diminuição dos custos totais de operação do SDE em um horizonte de planejamento de longo prazo. A utilização da meta-heurística denominada SIA se deve a sua aplicabilidade em sistemas de grande porte, visto que, nestes casos, a busca exaustiva pela melhor solução torna-se inviável. Análises utilizando cinco tipos de baterias e sua inserção em quatro sistemas de distribuição conhecidos da literatura são realizados para a validação da metodologia proposta. Resultados apresentados demonstram a aplicabilidade da metodologia proposta, assim como a viabilidade de utilização de bancos de baterias em redes de distribuição de energia.

Palavras-chave: Baterias. Sistemas de distribuição de energia. Dimensionamento. Alocação. Otimização.

ABSTRACT

This work presents an application for the operation planning of battery storage systems in electricity distribution networks with penetration of distributed generation from renewable sources of energy. For this, the an optimal power flow algorithm is applied with the inclusion of the power supplied or absorbed by battery banks as an optimization variable in the developed model. The objective is that the battery banks insertion impacts on the reduction of energy and reliability costs of the network, and, as a consequence, to lead in the reduction of the total costs of the distribution network in a long term operation period. The choice for a meta-heuristic called SIA is due their ability to deal with large scale problems, in which an exhaustive search would not be feasible. Analysis using five battery types applied to four well known systems in literature are performed to validate the proposed methodology. Results presented demonstrate the applicability of the proposed methodology, as well as the feasibility of using battery banks in energy distribution networks.

Keywords: Batteries. Distribution network. Sizing. Allocation. Optimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Tensão nas barras à medida que se distanciam da subestação. Adaptado de [1]. | 12 |
| Figura 2 – Relação entre curva de carga e curvas de geração fotovoltaica. Adaptado de [2]. | 22 |
| Figura 3 – Densidade de energia por tipo de bateria. Adaptado de [3]. | 27 |
| Figura 4 – Relação entre profundidade de descarga máxima e estimativas de tempo de vida útil das baterias | 29 |
| Figura 5 – Representação dos processos decorrentes dos mecanismos do SIA. . . . | 42 |
| Figura 6 – Fluxograma do processo iterativo. | 42 |
| Figura 7 – Exemplo de representação de um anticorpo. | 44 |
| Figura 8 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de acréscimo. . . | 45 |
| Figura 9 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de mudança de posição. | 45 |
| Figura 10 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de retirada. . . . | 46 |
| Figura 11 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de mudança de tipo. | 46 |
| Figura 12 – Fluxograma do algoritmo proposto. | 49 |
| Figura 13 – Multiplicadores de carga da barra 8 do sistema de nove barras. | 51 |
| Figura 14 – Curva e patamares de velocidade de vento. | 52 |
| Figura 15 – Multiplicadores de carga por tipo de consumidor. | 53 |
| Figura 16 – Representação da rede de distribuição do Caso 1 [4]. | 55 |
| Figura 17 – Curva e patamares de tarifa de energia para o Caso 1. | 56 |
| Figura 18 – Curva de SOC das baterias em um dia típico de operação para o Caso 1. | 57 |
| Figura 19 – Curva de convergência do algoritmo. | 58 |
| Figura 20 – Representação do SDE do Caso 2. Adaptado de [5]. | 59 |
| Figura 21 – Curva e patamares de tarifa de energia para o Caso 2. | 59 |
| Figura 22 – Curvas de SOC em um dia típico de operação para o Caso 2, Análise 1. | 61 |
| Figura 23 – Curva de convergência do algoritmo para o Caso 2, Análise 1. | 62 |
| Figura 24 – Curvas de SOC em um dia típico para o Caso 2, Análise 2. | 63 |
| Figura 25 – Representação do SDE do Caso 3. Adaptado de [6]. | 64 |
| Figura 26 – SOC das baterias em um dia típico para o Caso 3. | 65 |
| Figura 27 – Curvas de SOC em um dia típico para o Caso 3, Análise 2. | 67 |
| Figura 28 – Curvas de convergência do algoritmo para o Caso 3. | 67 |
| Figura 29 – Representação do SDE do Caso 4. Adaptado de [7]. | 68 |
| Figura 30 – SOC das baterias em um dia típico para o Caso 4. | 69 |
| Figura 31 – Curvas de SOC em um dia típico para o Caso 4, Análise 2. | 71 |
| Figura 32 – Curvas de convergência do algoritmo para o Caso 4. | 71 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|------|--|
| UFJF | Universidade Federal de Juiz de Fora |
| SDE | Sistema de distribuição de energia |
| GD | Geração distribuída |
| FPO | Fluxo de potência ótimo |
| SOC | Estado de carga da bateria (State of Charge) |
| MPI | Método de Pontos Interiores |
| SIA | Sistema Imonológico Artificial |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|-----------|--------------------|
| \forall | Para todo |
| \in | Pertence |
| CO^2 | Dióxido de Carbono |
| η | Eficiência |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 11 |
| 1.1 | CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 11 |
| 1.2 | PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE BATERIAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA | 13 |
| 1.3 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 14 |
| 1.3.1 | Modelos de baterias | 14 |
| 1.3.2 | Aplicações em redes de baixa tensão | 15 |
| 1.3.3 | Aplicações em redes de média tensão | 16 |
| 1.4 | MOTIVAÇÃO | 18 |
| 1.5 | OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO | 19 |
| 1.6 | PUBLICAÇÕES DECORRENTES | 19 |
| 1.7 | ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO | 20 |
| 2 | DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA | 21 |
| 2.1 | INTRODUÇÃO | 21 |
| 2.2 | SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO | 21 |
| 2.3 | TIPOS DE BATERIAS APLICADAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA | 23 |
| 2.3.1 | Chumbo-ácido | 23 |
| 2.3.2 | Íon-lítio | 24 |
| 2.3.3 | Sódio/Enxofre | 25 |
| 2.3.4 | Zinco/Bromo | 26 |
| 2.3.5 | Níquel-hidreto metálico | 26 |
| 2.4 | INSERÇÃO DE BATERIAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA | 26 |
| 2.5 | MODELAGEM DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE BATERIAS | 28 |
| 2.6 | CONCLUSÕES PARCIAIS | 31 |
| 3 | METODOLOGIA PROPOSTA | 32 |
| 3.1 | INTRODUÇÃO | 32 |
| 3.2 | FORMULAÇÃO DO PROBLEMA | 33 |
| 3.2.1 | Etapa 1 - Planejamento | 33 |
| 3.2.1.1 | <i>Função objetivo</i> | 33 |
| 3.2.1.2 | <i>Restrições</i> | 38 |
| 3.2.1.3 | <i>Modelo de FPO - Planejamento</i> | 39 |
| 3.2.2 | Etapa 2 - Operação | 40 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 3.2.2.1 | <i>Modelo de FPO - Operação</i> | 40 |
| 3.3 | ALGORITMO PROPOSTO | 41 |
| 3.3.1 | Introdução | 41 |
| 3.3.2 | Fluxograma do algoritmo | 42 |
| 3.3.3 | SIA aplicado a alocação ótima de bancos de baterias em redes de distribuição | 44 |
| 3.3.4 | Parâmetros utilizados nesta dissertação | 46 |
| 3.3.5 | Aspectos da compactação da Etapa 1 | 47 |
| 3.4 | METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DE BARRAS CANDIDATAS | 48 |
| 3.5 | TRATAMENTO DE GERAÇÃO EÓLICA | 50 |
| 3.6 | CONCLUSÕES PARCIAIS | 50 |
| 4 | ESTUDOS DE CASOS | 51 |
| 4.1 | INTRODUÇÃO | 51 |
| 4.2 | CONSIDERAÇÕES GERAIS | 51 |
| 4.3 | Caso 1 | 55 |
| 4.4 | Caso 2 | 58 |
| 4.4.1 | Análise 1 - Sem utilização do índice de sensibilidade | 60 |
| 4.4.2 | Análise 2 - Com utilização do índice de sensibilidade | 61 |
| 4.5 | Caso 3 | 63 |
| 4.5.1 | Análise 1 - Sem utilização do índice de sensibilidade | 64 |
| 4.5.2 | Análise 2 - Com utilização do índice de sensibilidade | 65 |
| 4.6 | Caso 4 | 67 |
| 4.6.1 | Análise 1 - Sem utilização do índice de sensibilidade | 68 |
| 4.6.2 | Análise 2 - Com utilização do índice de sensibilidade | 69 |
| 4.7 | CONCLUSÕES PARCIAIS | 71 |
| 5 | CONCLUSÕES | 73 |
| 5.1 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 73 |
| 5.2 | PROPOSTAS DE DESENVOLVIMENTO FUTURAS | 74 |
| | REFERÊNCIAS | 75 |
| | APÊNDICE A – Dados complementares | 80 |
| | APÊNDICE B – Ranking de barras candidatas | 82 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As tecnologias emergentes nos últimos anos têm promovido grande impacto no que tange ao setor elétrico. É perceptível o crescimento da utilização de sistemas de geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDE), especialmente à base de recursos naturais [5]. A busca pela substituição da utilização de combustíveis fósseis, que se sucede globalmente, contribui para o aprimoramento do uso de fontes alternativas de energia [8].

O contínuo progresso da evolução de GD a partir de fontes renováveis deve-se principalmente a três fatores chave: o aumento de desempenho de pequenos geradores, a diminuição do tempo de retorno do investimento e o fomento ao alcance de metas estabelecidas por acordos internacionais, como por exemplo, o Protocolo de Kyoto [9], que previu metas a serem atingidas entre 2008 e 2012. No Reino Unido, por exemplo, é evidente a preocupação por parte do estado de se atingir as metas de geração de eletricidade a partir de tecnologias de baixa emissão de dióxido de carbono [10]. Diversas estratégias governamentais têm sido utilizadas para auxiliar na implantação de sistemas de energia provenientes de recursos renováveis [11].

Na Austrália, a utilização de tarifas de energia variadas ao longo do dia tem estimulado o investimento em sistemas de gestão envolvendo dispositivos de armazenamento por parte da população. Na Alemanha, os custos de sistemas fotovoltaicos com baterias obtiveram redução de aproximadamente 25% em apenas um ano, em virtude de políticas públicas [12]. Conforme [13], prevê-se um crescimento expressivo da potência advinda de recursos renováveis em relação à potência total instalada na União Europeia, considerando seus 27 membros. A perspectiva é de um aumento de 14,3% do total em 2005, para 36,1% até 2030.

Segundo [13], a energia proveniente de fontes alternativas de energia representará 20,7% da potência total instalada na União Europeia em 2030. Conforme visto em [6], estas inovações tecnológicas atuando em larga escala contribuem para a diminuição de problemas de falta de energia e, principalmente, amparam o objetivo de redução da emissão de gases poluentes de forma global. Destaca-se também a melhor regulação de tensão nas barras do sistema, especialmente as quais estão mais afastadas das subestações [1], conforme mostrado na figura 1.

No entanto, elevados níveis de penetração de GD podem acarretar problemas às redes de distribuição. Entre eles, pode-se citar uma maior probabilidade de sobretensão, especialmente em barras mais próximas aos geradores, e a operação excessiva de mecanismos de proteção instalados na rede, tornando menor o tempo de vida útil dos mesmos e,

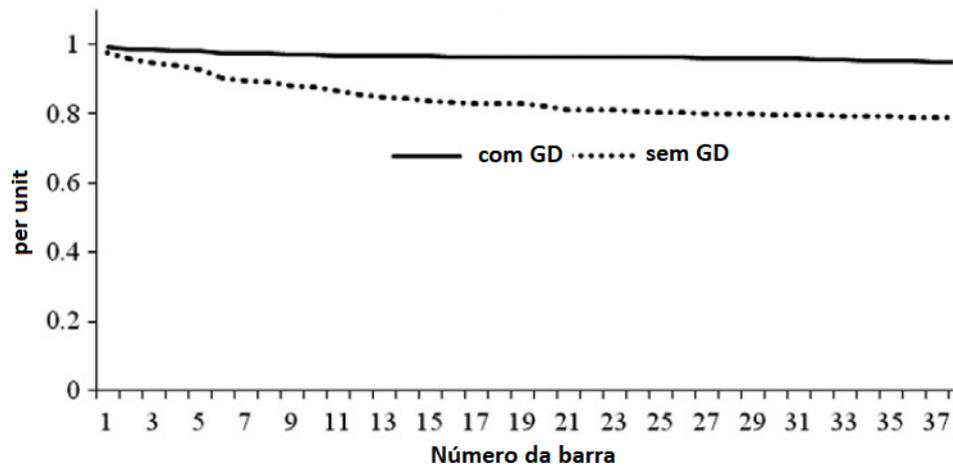


Figura 1 – Tensão nas barras à medida que se distanciam da subestação. Adaptado de [1].

consequentemente, ocasionando custos adicionais indesejados [14].

A incorporação de sistemas de armazenamento de energia tem se tornado o método mais efetivo para contornar os problemas anteriores [11], passando a ser uma tecnologia crucial à operação de redes modernas de distribuição [6]. Sistemas de armazenamento de baterias podem contribuir em diversos aspectos caso sua integração aos SDE seja economicamente viável [15], sendo, portanto, estratégicos para a operação [6], [16].

Conforme [13], a utilização de armazenamento apresenta benefícios tanto para as concessionárias de energia quanto para o consumidor final. Entre as principais vantagens para o sistema, pode-se citar a redução significativa das perdas técnicas decorrentes do transporte de energia pelas redes de distribuição.

De acordo com [17], bancos de baterias têm ainda um papel importante na operação em modo ilhamento, promovendo suporte de tensão e frequência, a fim de manter o funcionamento adequado da rede, mesmo que de forma momentânea. Dentre os benefícios aos usuários finais, destacam-se a melhoria de qualidade de energia, bem como o aumento de confiabilidade, tornando as instalações industriais, residenciais e comerciais menos susceptíveis a problemas causados por interrupções de fornecimento [13].

De modo geral, pode-se dizer que as baterias também são essenciais para maximizar a penetração de fontes renováveis, facilitando seu manuseio e aproveitamento. Neste sentido, a energia pode ser armazenada quando excede a demanda, sendo esta posteriormente fornecida em momentos de picos de carga [18]. Esta prática torna-se ainda mais conveniente quando o preço da energia é menor fora de horários de pico, além de sua maior disponibilidade nestes momentos [2]. Outra ideia que atualmente reforça a importância da utilização de baterias em sistemas elétricos de potência é a sua capacidade de fazer com que componentes da rede operem de forma mais eficiente e econômica, ao invés da

substituição dos mesmos, postergando, portanto, investimentos [13].

Ao se investigar a possibilidade de integração de um sistema de armazenamento de baterias às redes de distribuição, deve-se considerar a busca pelo seu dimensionamento de maior efetividade e retorno econômico [8]. Esta tarefa torna-se ainda mais complexa caso este problema se estenda à alocação de dois ou mais bancos de baterias [16]. Adicionalmente, os fatos da demanda por parte dos consumidores ser instantânea e a geração por parte de recursos renováveis apresentar alta variabilidade tornam o planejamento da operação de SDE um problema complexo de otimização [19], [15], cuja relevância para estudo é significativa, visto que, segundo análises estatísticas, redes de distribuição são as maiores responsáveis por interrupções de energia ao consumidor final [7].

1.2 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE BATERIAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

O problema de planejamento da operação de sistemas de armazenamento de baterias em sistemas de potência pode ser sintetizado em três pontos principais: i) a localização dos bancos de baterias na rede elétrica; ii) o dimensionamento em termos de capacidade de armazenamento (energia) e potência instalada; iii) planejamento da operação diária [5]. Pode-se dizer que a efetividade e a viabilidade de incorporação de sistemas de baterias requerem a resolução destes três subproblemas de forma interligada.

Para tanto, o primeiro desafio é modelar de forma mais fidedigna, conforme requisitos do problema, o comportamento de baterias, visando incorporá-lo a modelos de análise e síntese de sistemas elétricos, como Fluxo de Potência Ótimo (FPO) [20]. Modelos de FPO podem apresentar diferentes objetivos, como redução de custos operacionais e de perdas técnicas de energia conseqüente ao seu transporte. Estas perdas são funções quadráticas de variáveis de estado de uma rede elétrica [21], contribuindo para a natureza não linear do problema. Pelo dimensionamento de potência aparente nominal de baterias tratar-se de uma função quadrática e a sua eficiência de operação ser representada por uma função exponencial, ocorre a adição de maior não linearidade ao problema de FPO, dificultando ainda mais sua resolução.

O planejamento da operação de um sistema de potência requer o acoplamento temporal entre seus estágios, visto que o que ocorre no início de um dia de operação afeta diretamente os momentos subsequentes. Desta maneira, as variáveis de decisão de um determinado instante acoplam outras variáveis em instantes subsequentes, configurando um problema de programação dinâmica [22].

Ressalta-se que durante a fase de planejamento, as baterias podem operar injetando potência na rede ou absorvendo seu excedente, sendo esta uma característica de problemas de otimização binária, que também se deve à decisão de alocação ou não de bancos de baterias em cada barra do SDE. Por outro lado, a potência despachada ou absorvida por

cada bateria é delimitada por um espaço contínuo de soluções. Sendo assim, constata-se que este é também um problema de programação inteira mista.

Em geral, complicações inerentes a problemas deste tipo surgem à medida que o número de variáveis aumenta, visto que com isto o número de soluções aumenta exponencialmente e, conseqüentemente, os custos computacionais [23]. Considerando apenas as decisões sobre os locais de instalação de baterias como variáveis binárias, o número de soluções possíveis é 2^n , sendo 'n' o número de barras. Esta característica impossibilita a utilização de Busca Exaustiva (análise de todas as possíveis soluções) para problemas de dimensão elevada [21].

Ademais, por se tratar de um problema discreto, o espaço de soluções consiste em uma região não convexa. Em outras palavras, há grandes chances de uma solução candidata encontrada tratar-se de um ponto de ótimo local, o que enfatiza ser uma tarefa árdua a localização da solução ótima global [23]. Portanto, o objetivo deste tipo de problema consiste em se encontrar uma solução candidata de boa qualidade, que eventualmente pode ser a ótima global, porém, sem garantia desta otimalidade.

Por fim, evidencia-se que as limitações operativas de um sistema elétrico de potência, como limites de tensão, corrente e potência de equipamentos diversos, somadas às restrições advindas das características das baterias, atribuem maior complexidade para a resolução do problema descrito, justificando este ser um tema amplamente investigado. No entanto, apesar do número elevado de trabalhos, conforme revisão bibliográfica a seguir, este tema ainda está em aberto como campo promissor para pesquisa.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

1.3.1 Modelos de baterias

O estudo das características elétricas de sistemas de armazenamento, como baterias, tem se tornado cada vez mais necessário à medida que a geração advinda de recursos renováveis cresce globalmente. O aumento do nível de penetração de GD gera desafios para a operação de uma rede elétrica. Diversas pesquisas têm apontado que a utilização de bancos de baterias vem sendo um fator chave no planejamento e operação de sistemas elétricos atuais [6], sendo considerado o meio mais eficaz de se contornar os problemas mencionados [11].

O fato das baterias apresentarem comportamento dinâmico faz com que estas sejam consideradas elementos complexos do ponto de vista de sua simulação computacional. No entanto, sua modelagem matemática adequada é essencial para a realização de análises de suas características e impactos [24]. Conforme observado em [25], fenômenos como carga, descarga e sobrecarga são dependentes de parâmetros internos à bateria, como tensão, corrente, temperatura, densidade e resistividade.

Alguns modelos apresentados na literatura têm formulado equações representativas do comportamento de baterias a partir de uma grande quantidade de parâmetros intrínsecos de cada tipo [25]. Sendo assim, identifica-se a necessidade de desenvolvimento de modelos matemáticos mais generalistas, porém, com precisão satisfatória, como é o caso das equações descritas em [26]. Estas equações podem ser aplicadas a baterias de quaisquer portes e requerem o conhecimento de um número menor de seus parâmetros construtivos. Os dados experimentais provenientes de testes efetuados em [24], demonstram a validade do modelo simplificado.

1.3.2 Aplicações em redes de baixa tensão

Ao se avaliar o impacto da incorporação de novas tecnologias, como painéis fotovoltaicos, sistemas de baterias e aerogeradores, em sistemas elétricos de baixa tensão, é importante utilizar-se de métricas de desempenho para a avaliação do dimensionamento conveniente destes elementos. É fato que a penetração destas tecnologias pelo lado do consumidor final, que passa a exercer papel de prosumidor, ou seja, passa também a configurar como elemento ativo em uma rede de baixa tensão, é algo difícil de controlar ou regular. No entanto, análises de adequação são importantes como sinalizações às concessionárias para a tomada de decisões de planejamento e operação.

Diversos modelos de estimativas de desempenho de redes de baixa tensão têm sido desenvolvidos, dada à incorporação de recursos renováveis juntamente com sistemas de baterias. Conforme [27], estes modelos podem contribuir para uma análise quantitativa dos níveis de penetração de novas tecnologias. Uma das estimativas, cujo foco é a confiabilidade, consiste na análise de probabilidade de perda de potência, conforme tratado em [28]. As contribuições destes estudos para sistemas híbridos são importantes tanto em termos de sua eficiência quanto para a viabilidade econômica de sua implementação.

Algoritmos de otimização visam determinar soluções com o menor investimento possível de forma a atender aos requisitos mínimos de confiabilidade. Em [28], um algoritmo genético é utilizado para o dimensionamento ótimo de bancos de baterias para o atendimento destes requisitos. Em [19], utiliza-se a combinação de algoritmos genéticos com busca exaustiva para o dimensionamento de sistemas de armazenamento, considerando no estudo diferentes perfis sócio demográficos, ou seja, diferentes curvas de carga peculiares a unidades consumidoras. A modelagem matemática utilizada inclui uma série de variáveis relacionadas às baterias, como estado de carga (*State Of Charge*), corrente e capacidade de armazenamento, avaliadas a cada instante de tempo do horizonte de operação.

O trabalho realizado por [8] utiliza um conjunto de equações ainda mais detalhado para a descrição da operação de baterias em sistemas elétricos. Além das variáveis citadas anteriormente, considera-se a eficiência de carga e descarga das baterias como variáveis dependentes de seu estado de carga e corrente momentânea, bem como parâmetros

intrínsecos às características construtivas das baterias. O destaque para a importância da inclusão destas variáveis no modelo matemático que descreve o comportamento de baterias é retificado pelo trabalho desenvolvido por [24].

De modo geral, modelos de baterias para ferramentas de análise e otimização de redes elétricas de baixa tensão são mais detalhados e complexos, uma vez que neste nível, um detalhamento maior é importante por impactar em seus indicadores de desempenho.

1.3.3 Aplicações em redes de média tensão

Dado o crescimento significativo da utilização de GD proveniente de recursos renováveis a níveis que ultrapassam sua utilização em âmbito residencial e de pequenas redes isoladas, torna-se importante o estudo destas novas tecnologias também no contexto de SDE de média tensão, que caracterizam o nível de distribuição primária. Por consequência, faz-se necessário o estudo dos impactos técnicos e econômicos que a inclusão de sistemas de armazenamento de energia pode acarretar.

No trabalho apresentado em [17], avalia-se o dimensionamento de baterias considerando a estabilidade do sistema, minimizando os custos para um horizonte de 15 anos e visando evitar com que o sistema entre em colapso na ocorrência de falha. Para tanto, utiliza-se um algoritmo de filtro de partículas e um método analítico de otimização.

Em alguns trabalhos, como [7], a avaliação da alocação de bancos de baterias, bem como seu dimensionamento, é analisada com a finalidade de se otimizar a confiabilidade da rede elétrica. A partir desta análise, depreende-se que o aumento de confiabilidade tem relação direta tanto com a localização, quanto com as características dos dispositivos instalados. Apesar da apresentação de condições técnicas ideais para redução dos custos por energia não fornecida, neste trabalho, o não detalhamento dos custos associados à operação e manutenção dos sistemas de armazenamento torna a análise não abrangente do ponto de vista econômico.

O trabalho apresentado em [10] expõe outro desafio para SDE que pode ser atenuado com a operação de sistemas de armazenamento. Em cenários de grande desequilíbrio entre geração e demanda, podem ocorrer congestionamentos em trechos de alimentadores, que podem ser reduzidos ou mitigados através desta operação. No entanto, este trabalho não faz uma avaliação de possíveis locais para instalação de bancos de baterias.

Devido à diversidade de tecnologias de armazenamento disponíveis no mercado, um estudo comparativo entre dois tipos de baterias é realizado em [29], através da análise de sua efetividade técnica juntamente com sua avaliação do ponto de vista econômico. Com a aplicação de algoritmo genético estendido a uma abordagem multiobjetivo, aponta-se que baterias do tipo polissulfureto-bromo (PSB) são mais indicadas que as do tipo Redox Vanádio (VR), quando sua instalação ocorre próxima à subestação. No entanto, o autor

não inclui restrições operativas de baterias, como potência máxima, capacidade total e tempo de vida útil, sinalizando que esta inclusão tornaria o estudo mais realista.

No estudo feito em [6], é demonstrado que a alocação ótima de bancos de baterias tem papel fundamental na operação de SDE. Para solucionar este problema, juntamente com o dimensionamento de seus elementos, propõe a utilização de um algoritmo de filtro de partículas. A solução encontrada apresenta benefícios relevantes no que diz respeito à qualidade da energia, observando as restrições operativas da rede. No entanto, as equações matemáticas que descrevem as baterias não apresentam certas características intrínsecas a esta tecnologia, como as eficiências de carga e descarga, as quais poderiam refinar os resultados para algo ainda mais próximo da realidade.

A partir do trabalho feito por [13], onde são alocados não só sistemas de baterias, como também bancos de capacitores, um algoritmo genético é empregado a fim de se obter quantitativamente os benefícios provenientes da incorporação destas tecnologias no SDE. É sugerido que técnicas de otimização para redução do espaço de soluções sejam empregadas em problemas similares, visto o enorme esforço computacional necessário à determinação da solução ótima pela metodologia aplicada.

A estratégia adotada em [14] apresenta a determinação de tamanhos de baterias a serem alocadas em barras predefinidas e terminais de fontes renováveis de energia. O método obtém a relação custo-benefício dos sistemas de armazenamento em cada ponto, no entanto, não investiga os melhores locais, que podem não ser necessariamente as barras terminais de GD. O autor constata a dificuldade de viabilização de investimentos em sistemas de baterias ao considerar apenas aspectos econômicos, devido ao alto preço de mercado dos componentes necessários à sua implementação. Por outro lado, ao se considerar que os avanços tecnológicos tendem a provocar uma redução de preços, bem como incentivos governamentais oferecidos em razão do cumprimento de metas globais de eficiência energética, este cenário torna-se mais promissor à penetração de armazenamento em SDE.

No trabalho apresentado em [5], apresenta-se um modelo que descreve o comportamento e restrições pertinentes a sistemas de armazenamento de baterias em SDE. O planejamento da operação destes sistemas a longo prazo é alcançado a partir do acoplamento de análises de curto prazo, por meio da resolução do problema de FPO com base de discretização horária. Para tanto, utiliza-se um algoritmo híbrido composto pelos métodos de Busca Tabu e Filtro de Partículas, juntamente com o Método de Pontos Interiores (MPI), para otimizar a operação em uma base diária. Como resultado obtém-se a alocação ótima de bancos de baterias, seu dimensionamento adequado e operação ótima juntamente com os demais elementos da rede elétrica. Os custos de investimento, operação e manutenção dos sistemas de baterias são considerados, bem como sua contribuição para o aumento dos índices de confiabilidade.

De acordo com [5], índices de sensibilidade podem ser agregados à metodologia proposta, visto que a seleção dos melhores pontos da rede candidatos a receber bancos de baterias pode promover uma diminuição significativa do espaço de soluções relativo ao problema de otimização. Ademais, dada à operação dinâmica dos sistemas de baterias, as quais dependem de parâmetros internos e variáveis de estado próprias, nota-se que é possível um refinamento ainda maior na modelagem de seu comportamento. Cita-se como exemplo, a dependência de sua eficiência de despacho e absorção de energia como variável dependente do estado de carga momentâneo, bem como da corrente instantânea que flui entre seus terminais, conforme visto em [24] e [25] e não considerada em [5].

É possível qualificar a efetividade de sistemas de armazenamento em SDE por meio do estabelecimento de sua relação com os níveis de aproveitamento de recursos renováveis, dada sua capacidade instalada, bem como sua contribuição para a resolução de problemas de rede, como congestionamentos e dificuldades de controle de tensão, conforme [16]. A metodologia de resolução do problema de otimização associado a planejamento de baterias proposta em [16] é dividida em dois estágios. Em um deles, a abordagem realiza o planejamento da operação em uma base horária, e no outro utiliza simulações em uma base menor de tempo (minuto a minuto), refinando o problema para a minimização de perdas de energia com máxima utilização dos recursos disponíveis. O autor alerta que a consideração de apenas perfis horários pode subestimar o tamanho de bancos de baterias, o que implica em simulações da operação menos realistas conforme os requisitos estabelecidos. O trabalho avalia ainda a alocação de diferentes tipos de tecnologias de baterias aplicáveis a SDE, visto que seus aspectos construtivos afetam a operação do ponto de vista técnico e seus custos associados são importantes para a análise do ponto de vista econômico.

1.4 MOTIVAÇÃO

Considerando o panorama atual e a perspectiva de crescimento da incorporação de GD proveniente de recursos renováveis em SDE, é perceptível a importância de estudos sobre dispositivos de armazenamento de energia. Destacam-se os sistemas de baterias, os quais têm como finalidade a atenuação de possíveis problemas causados por esta modalidade de geração, bem como a maximização de sua utilização.

Tendo em vista a importância da investigação da inserção de sistemas de baterias em SDE, encontra-se na literatura diversos trabalhos relacionados à alocação, dimensionamento e operação de seus componentes, considerando aspectos técnicos e econômicos. Entretanto, diversos trabalhos têm proposto metodologias para solucionar apenas parte deste problema, como por exemplo, a alocação sem um dimensionamento que considere uma representação adequada e realista, não tratando, portanto, o problema global de forma acoplada. Adicionalmente, observa-se que estudos envolvendo sistemas de distribuição

de média tensão, em geral, utilizam modelos matemáticos bastante simplificados para descrever o comportamento das baterias, o que é empregado com maior detalhamento em sistemas menores e menos complexos.

Considerando os aspectos anteriormente descritos, a incorporação de características peculiares de sistemas de baterias ao seu comportamento em SDE torna-se um tema com expectativas promissoras no âmbito da presente pesquisa.

1.5 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho tem como objetivo o planejamento de sistemas de armazenamento baseados em bancos de baterias em SDE, envolvendo sua alocação, dimensionamento e operação. Ao considerar restrições operativas de rede, juntamente com a aplicação de uma modelagem matemática para baterias mais representativa de seu comportamento dinâmico durante sua operação, como a variação de sua eficiência com seu estado de carga, a metodologia visa à obtenção de resultados mais aderentes à operação de sistemas reais.

Para tanto, propõe-se uma metodologia de otimização meta-heurística bioinspirada baseada em Sistema Imunológico Artificial [30] para a determinação dos locais de instalação dos bancos de baterias, associado a um modelo de FPO adaptado para a representação do comportamento destes dispositivos e que considera a especificidade de cada tipo, como limites operacionais e vida útil. Por fim, a metodologia propõe a utilização de índices de sensibilidade baseados em multiplicadores de Lagrange para a determinação dos pontos candidatos à localização de sistemas de armazenamento.

1.6 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

Esta dissertação resultou na publicação de quatro trabalhos em congressos técnico-científicos na área de estudo.

- “Planejamento de Sistemas de Armazenamento em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, Artigo aprovado no XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO), Blumenau, Agosto de 2017.
- “Otimização da Operação de Sistema de Bateria para Aplicações em Redes de Distribuição de Energia Elétrica”, Artigo aprovado no XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI), Porto Alegre, Outubro de 2017.
- “Otimização da Operação de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, Artigo aprovado no XII Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CLAGTEE), Mar del Plata, Novembro de 2017.
- “Controle Dinâmico de Descarga de Baterias Através de Sistema Imunológico Artificial”, Artigo aprovado no XII Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão

de Energia Elétrica (CLAGTEE), Mar del Plata, Novembro de 2017.

1.7 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo, o presente trabalho é composto por mais quatro capítulos e um apêndice. O capítulo II descreve características do planejamento de sistemas de armazenamento em sistemas elétricos de potência, destacando-se os SDE, abordando as principais tecnologias existentes, com destaque para os diferentes tipos de baterias empregados.

No capítulo III, é apresentada a metodologia utilizada para solucionar o problema de otimização proposto, contendo o detalhamento sobre sua função objetivo e restrições, bem como a descrição do algoritmo empregado.

No capítulo IV, são apresentados os resultados decorrentes da aplicação da metodologia proposta em sistemas conhecidos da literatura especializada.

O capítulo V apresenta as conclusões decorrentes deste trabalho, e, por fim, sugestões de aprimoramentos e propostas de desenvolvimento futuros.

O Apêndice A fornece os dados complementares referentes aos SDE utilizados nesta dissertação.

O Apêndice B apresenta os resultados da técnica de índices de sensibilidade utilizados neste trabalho.

2 DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

Recentemente, microrredes têm sido amplamente investigadas, por serem consideradas como opções para contornar problemas envolvendo a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica pelo mundo [17]. Estas redes podem ser definidas como um segmento ou seção do SDE que dispõe de um grupo de geradores distribuídos conectados às suas cargas, podendo operar de forma conectada ao sistema de distribuição ou isolada sob condições reguladas. No meio rural ou em áreas mais afastadas dos grandes centros urbanos, o acesso à energia elétrica não é sempre trivial, o que, portanto, pode dificultar o desenvolvimento destas comunidades. Isto ocorre de maneira mais expressiva em países emergentes, em que sistemas de geração não conectados ao sistema podem ser a única solução prática viável para o fornecimento de energia elétrica [18]. Segundo relatos do banco mundial e da agência internacional de energia, cerca de 22% da população mundial não tem acesso ao sistema elétrico nacional [31].

Sucedem-se que os sistemas elétricos têm enfrentado desafios para a manutenção de seus parâmetros de operação dentro de faixas apropriadas. Estes desafios vêm se intensificando devido ao massivo crescimento do número de geradores distribuídos conectados a rede, especialmente os que utilizam energia renovável, por apresentar uma produção energética de alta estocasticidade [32], decorrente de sua dependência com aspectos climáticos de difícil previsibilidade [31]. Segundo [33], painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas são as tecnologias mais promissoras para geração de energia em redes isoladas. Entretanto, não há sincronia entre as curvas típicas provenientes da geração distribuída com as cargas dos sistemas [2], conforme exemplificado na figura 2, em que se pode notar que os momentos de pico de geração não correspondem aos de pico de demanda.

Estratégias combinando diferentes tecnologias de geração e armazenamento têm se mostrado efetivas para contornar os possíveis problemas impactantes à rede de distribuição. Estudos acerca de dispositivos de armazenamento de energia têm permitido uma operação mais flexível e controlável dos sistemas de potência [29], devido à capacidade de ajuste de potência de forma rápida, bem como a característica de atuar tanto fornecendo como consumindo energia. Em outras palavras, sistemas de armazenamento, como à base de baterias, permitem acomodar a variabilidade e dessincronização entre geração e carga, sendo, portanto, considerados opções operativas em sistema de distribuição atuais [6].

2.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

O armazenamento de energia elétrica pode ser definido como um processo de conversão de energia elétrica para outra forma de energia, que possa ser novamente

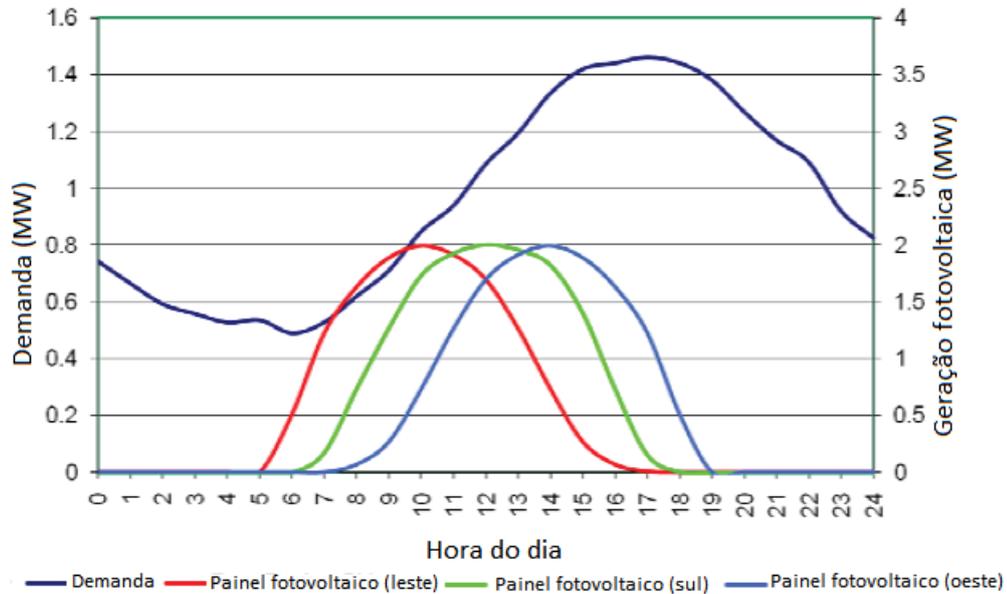


Figura 2 – Relação entre curva de carga e curvas de geração fotovoltaica. Adaptado de [2].

convertida em energia elétrica quando necessário [34].

Os capacitores, também chamados de supercapacitores ou ultracapacitores, podem ser utilizados para armazenamento de energia de forma eletrostática. Estes têm a capacidade de descarregar-se rapidamente em curtos intervalos de tempo, sendo adequados a aplicações que demandam potências elevadas. Em [35], [36] e [37], encontram-se metodologias para alocação de capacitores em sistemas elétricos de potência, com objetivo de se reduzir perdas técnicas, bem como manter as tensões da rede em níveis adequados à sua operação.

Outra forma de armazenamento é o ar comprimido. Nesta modalidade, o ar é mantido em alta pressão dentro de tanques e tubos, normalmente abaixo do nível do solo. Este ar é liberado com intuito de mover a turbina do sistema de geração e assim gerar o movimento que é convertido em energia elétrica. No estudo apresentado em [38], observa-se o acoplamento de um sistema de armazenamento de ar comprimido a um conjunto com dois sistemas de geração eólica e cinco turbinas de geração movidas à diesel, apresentando uma redução do custo global da operação da microrede.

Os *Flywheels* são dispositivos mecânicos utilizados para armazenamento em forma de energia cinética. A quantidade de energia armazenada sofre alterações à medida que um torque é aplicado ao seu eixo de rotação. Uma de suas vantagens é a capacidade de oferecer potência contínua em sistemas onde a fonte de energia não é contínua. Como aspecto negativo, tem-se que a eficiência destes sistemas é muito baixa [39], impactando em sua não utilização em sistemas de grande porte.

Usinas hidrelétricas beneficiam-se do armazenamento na forma de energia potencial.

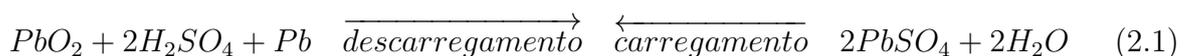
Grandes volumes de água são mantidos em reservatórios, sendo estes liberados com o propósito de mover turbinas geradoras. Trata-se de uma modalidade de conversão energética importante, devido à possibilidade de construção de usinas com alta capacidade de armazenamento e potência fornecida. Por outro lado, seus custos de implementação podem ser elevados, viabilizando o investimento apenas quando se considera um horizonte de planejamento de longo prazo. Outro fator importante é a dificuldade de se encontrar um local adequado à construção destas usinas, seja por falta de espaço físico, seja por questões ambientais possivelmente causadas por interferência no curso natural de rios e lagos [39], bem como por desapropriação de terras.

Baterias são compostas de células eletroquímicas que fornecem corrente elétrica conforme reações químicas decorrentes de sua tensão terminal [40]. Devido ao seu comportamento peculiar, sistemas de armazenamento à base de baterias são considerados como uma das soluções mais importantes no contexto das aplicações modernas envolvendo sistemas de potência, por apresentar benefícios ao sistema como sua operação mais flexível e controlável [29]. Baterias podem ser constituídas pelos mais diversos compostos químicos como chumbo-ácido, níquel cádmio (NiCad), íon-lítio (Li-ion), sódio/enxofre (Na/S), zinco/bromo (Zn/Br), vanádio redox, níquel-hidreto metálico (Ni-MH), entre outros. Apesar desta variação em sua fabricação, seus princípios de funcionamento mostram-se similares, onde um fluxo de elétrons é criado a partir das reações químicas que ocorrem em suas células.

2.3 TIPOS DE BATERIAS APLICADAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

2.3.1 Chumbo-ácido

A bateria de chumbo ácido é a tecnologia pioneira tratando-se de armazenamento de energia de baterias. Seu princípio de funcionamento é a transformação de energia química em elétrica, durante descarregamento, e vice-versa durante carregamento. A equação que descreve as reações eletroquímicas decorrentes deste processo são mostradas a seguir [24]:



A utilização deste tipo de baterias em aplicações residenciais e industriais está presente desde meados do século XIX. Sendo assim, é de se esperar que muitos anos de estudo e amadurecimento tecnológico contribuíssem para que este tipo apresente diversas vantagens em relação aos demais tipos existentes.

Dentre as principais vantagens, estão a alta eficiência e a baixa taxa de autodescarga. A bateria de chumbo-ácido apresenta ainda boa confiabilidade e um custo de aquisição

relativamente baixo [41]. É estimado um tempo de vida de 10 a 12 anos para sistemas ininterruptos de fornecimento/absorção de energia elétrica. Entretanto, este tipo também apresenta alguns desvantagens técnicas importantes, como pequeno ciclo de vida, baixa densidade de energia, baixa taxa de recarga, necessidade de boa ventilação, restrições em seu transporte e necessidade de manutenções constantes [42].

Sendo assim, baterias de chumbo-ácido são tipicamente empregadas quando o custo de implementação e a confiabilidade são fatores críticos e, por outro lado, densidade de energia e tempo de vida não são equitativamente significativos. Tais aplicações podem ser exemplificados por partida de motores automotivos e fornecimento de energia ininterrupta. Segundo [43], devido à faixa de capacidade (1 a 16.000 Ah) das baterias de chumbo-ácido, estas oferecem a opção mais viável para aplicações em sistemas residenciais, assim como pequenas redes isoladas de energia. Segundo [24], baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas em aplicações envolvendo geração solar fotovoltaica. Exemplos de aplicações de baterias de chumbo-ácido em microrredes podem ser encontrados em [44] e [45].

2.3.2 Íon-lítio

Baterias de íon-lítio já eram produzidas e comercializadas pela Sony no começo da década de 1990, entretanto, apenas mais de uma década depois, outras empresas começaram a produzi-las especificamente para aplicações em grande escala [42]. De acordo com [42], baterias de íon-lítio podem chegar a operar por 15 anos, desde que mantidas à temperatura ambiente (25 °C). Por outro lado, aumentando-se a temperatura de operação, a cada 8 °C, tem-se a redução de seu tempo de vida pela metade.

Algumas das vantagens provenientes das baterias de íon-lítio são a alta densidade de energia, alta eficiência, alto tempo de vida e o fato de ser considerada uma boa escolha do ponto de vista ambiental [43], tornando este tipo amplamente utilizado em sistemas de armazenamento de energia [41]. Devido à sua alta densidade de energia, baterias de íon-lítio são onipresentes em aplicações portáteis, como lanternas e pequenos sistemas de uso residencial [39]. No entanto, baterias de íon-lítio apresentam possibilidade de explosões quando submetidas a sobrecargas, acarretando na necessidade de se incorporar dispositivos de controle para assegurar sua correta operação. Além disso, seus preços elevados implicam em uma difícil implementação em sistemas elétricos de grande porte [41]. Por outro lado, em [46], prevê-se que, no futuro, baterias de íon-lítio possam tornar-se dominantes no cenário de sistemas de armazenamento de energia.

Avanços em sua tecnologia vêm tornando possível a utilização destas baterias em aplicações maiores como pequenas redes de energia elétrica, com maior razoabilidade de custos. O estágio de maturação elevado desta tecnologia também é importante para sua implantação em redes de energia elétrica, ainda em menor escala, pois determina a complexidade de seu controle e posterior manutenção [46]. Alguns sistemas de armazenamento

de baterias de íon-lítio existentes são apresentados na tabela 1.

Tabela 1 – Principais sistemas de armazenamento de íon-lítio existentes [46].

| Localização | Energia | Aplicação | Ano da instalação |
|----------------------------|--------------|--|-------------------|
| Califórnia, Estados Unidos | 32 MW/0.25 h | Microrede com geração renovável e armazenamento em larga escala, balanço de carga | 2012 |
| Alaska, Estados Unidos | 25 MW/0.6 h | Balanço de carga, atenuação de problemas de transmissão/distribuição e fluxo reverso. | 2012 |
| Hebei, China | 3 MW/3 h | Regulação de frequência, melhor utilização de recursos renováveis. | 2012 |
| Escócia, Reino Unido | 2 MW/0.25 h | Atenuação de problemas de transmissão | 2013 |
| Califórnia, Estados Unidos | 8 MW/4 h | Suprimento de energia, melhor utilização de recursos renováveis, manutenção de níveis de tensão adequados. | 2014 |
| Gyeonggi-do, Coréia do Sul | 1 MW/10 h | Regulação de frequência, atenuação de problemas de transmissão e manutenção de níveis de tensão adequados | 2015 |
| Brandemburgo, Alemanha | 1 MW/1 h | Regulação de frequência, atenuação de problemas de transmissão e melhor aproveitamento de recursos renováveis. | 2015 |
| Califórnia, Estados Unidos | 1 MW/0.5 h | Balanço de carga, regulação de frequência, melhor aproveitamento de recursos renováveis. | 2016 |

2.3.3 Sódio/Enxofre

As primeiras notícias das baterias de sódio/enxofre (Na/S) vêm da década de 1960, quando a empresa Ford Motor desenvolvia os primeiros carros elétricos, sendo estes alimentados por um sistema de baterias. A tecnologia desenvolveu-se ao longo dos anos e, a partir de 2002, passa a integrar-se ao mercado de sistemas de baterias de grande porte conectados a redes elétricas.

Dentre as vantagens de se empregar baterias de sódio/enxofre, destacam-se a alta densidade de energia, alta eficiência, tempo de vida longo, alta profundidade e velocidade de descarga. Além disso, sua capacidade de operar em temperaturas elevadas oferece aplicabilidade em situações críticas para outras tecnologias. Por outro lado, deve-se atentar a alguns cuidados especiais que este tipo de tecnologia necessita. Sabe-se que o sódio puro trata-se de um componente perigoso, podendo causar explosões caso exposto ao ar e/ou umidade, como é o caso do acidente ocorrido em 2011, em Tsukuba, no Japão [47].

Tendo em vista as aplicações mencionadas na literatura, tem-se que, no Japão, já foram implementados mais de 190 sistemas utilizando armazenamento de baterias de sódio/enxofre, com destaque para uma aplicação no norte do país, a qual conta com uma capacidade instalada de cerca de 245 MWh, com potência máxima de 34 MW. No sul da Itália, é verificada a utilização de sistemas de armazenamento de baterias de sódio/enxofre, com intuito de atenuar os congestionamentos nas linhas de transmissão de energia. Sua capacidade instalada é de aproximadamente 252 MWh, com potência máxima de 35 MW [48]. Em Presidio, situado na parte oeste do estado do Texas (Estados Unidos), foi implantada uma estação de baterias de sódio/enxofre em 2010, a qual pode fornecer 4 MW de potência por até 8 horas consecutivas.

2.3.4 Zinco/Bromo

Baterias de zinco/bromo fazem parte da família de baterias denominadas baterias de fluxo, propostas inicialmente por L. H. Thaller (NASA, USA), em 1974. Baterias de fluxo têm como princípio de funcionamento a geração de corrente a partir de dois componentes químicos dissolvidos em soluções líquidas, separadas por uma membrana [49].

Segundo [50], baterias de zinco/bromo têm a capacidade de operar utilizando 100% de profundidade de descarga em uma base diária, tornando possível a utilização de sua capacidade de armazenamento nominal. Sendo assim, sistemas de armazenamento de baterias de zinco/bromo mostram-se como soluções viáveis para contornar problemas de redes de energia e, além disso, tendem a apresentar benefícios ainda maiores no futuro. De acordo com [39], baterias de zinco/bromo são a melhor escolha para sistemas de armazenamento de energia elétrica em baterias. Encontram-se ainda na literatura afirmações de que baterias de zinco/bromo seriam a única tecnologia viável para aplicações em sistemas de distribuição de energia [15].

2.3.5 Níquel-hidreto metálico

As baterias de níquel-hidreto metálico (Ni-HM) podem ser consideradas uma evolução das baterias de níquel-cádmio, apresentando maior densidade de potência e energia, bem como maior sustentabilidade ambiental. Seu tamanho relativamente pequeno a torna susceptível a aplicações portáteis ou que não disponham de grande volume destinado ao armazenamento de energia. Ademais, baterias de níquel-hidreto metálico comportam-se bem em ambientes com temperaturas elevadas.

Esta tecnologia popularizou-se ao ser empregada por empresas de telecomunicações e, especialmente, por empresas do ramo automobilístico, em carros elétricos e híbridos, como da General Motors, Honda, Ford e Chevrolet, no final do século XX. Devido ao seu baixo custo de implementação, sua aplicação em sistemas de distribuição de energia vem sendo amplamente investigada na literatura [42].

Entretanto, tendo em visto os demais tipos de tecnologias de baterias, esta apresenta alta taxa de autodescarga, tempo de vida curto e baixa eficiência energética. Além disso, devido a aspectos construtivos, deve-se recarregá-la com uma velocidade menor, pois altas potências de recarga podem levá-la a romper suas células internas, tornando menor sua capacidade total de armazenamento.

2.4 INSERÇÃO DE BATERIAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Sistemas de armazenamento de baterias têm sido extensivamente estudados por todo o mundo, apoiados por organizações como o *Electric Power Research Institute*

(EPRI), Bechtel Group e a International Lead Zinc Research Organization, e impactando no aumento da instalação de sistemas de baterias de forma global [51].

Atualmente, diversas tecnologias de baterias já atingiram um estágio de maturação necessário para torná-las viáveis à implementação em sistemas elétricos. Baterias construídas a partir de íon-lítio têm se destacado, em razão, em grande parte, do forte desenvolvimento da indústria de carros elétricos. Entretanto, baterias provenientes de outros compostos químicos também são avaliadas em algumas aplicações reais pelo mundo. De acordo com [32], o maior projeto existente na Europa conta com baterias de sódio, totalizando 278 MWh de capacidade instalada. Baterias de níquel são utilizadas em um projeto no Alaska, com potência e capacidade de 40 MW e 10 MWh, respectivamente.

Um aspecto importante é a densidade de energia que cada tipo de bateria dispõe, visto que, em algumas aplicações, o volume e peso dos novos sistemas a serem implementados podem ser determinantes para sua viabilização. Sua representação é mostrada na figura 3. Observa-se que a alta densidade de energia das baterias do tipo íon-lítio, corroborando explanação realizada na seção 2.3.2.

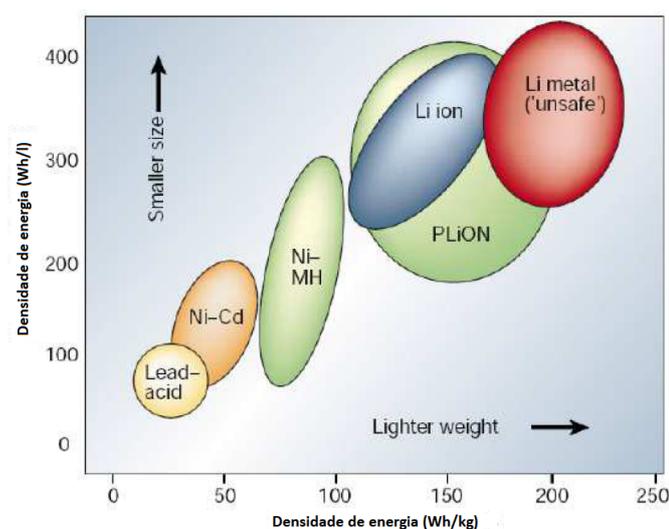


Figura 3 – Densidade de energia por tipo de bateria. Adaptado de [3].

As condições para a implementação de bancos de baterias referem-se a aspectos tanto técnicos como econômicos, e estão diretamente relacionadas ao seu correto dimensionamento para a aplicação em questão. É desejável que se tenha grande capacidade de armazenamento, a fim de se obter um aumento na confiabilidade do sistema. É desejável ainda que os bancos de baterias tenham potências suficientemente elevadas a fim de se atenuar possíveis falhas nas redes, mesmo que durante pequenos intervalos de tempo. Em contrapartida, um aumento excessivo nestas especificações pode resultar em custos inaplicáveis ao sistema em questão. Portanto, o objetivo de se obter um sistema com alta confiabilidade é conflitante com o dimensionamento mais econômico de baterias [52], o que torna a determinação da capacidade e potência de sistemas de armazenamento tarefas não triviais.

Tabela 2 – Parâmetros por tipo de bateria. Adaptado de [46].

| Tipo | Chumbo-ácido | Níquel-hidreto metálico | Íon-lítio | Sódio/Enxofre |
|------------------------------|---------------------|--------------------------------|------------------|----------------------|
| Densidade de energia (Wh/kg) | 25-50 | 60-120 | 75-200 | 150-240 |
| Densidade de potência (W/kg) | 75-300 | 250-1000 | 500-2000 | 150-230 |
| Ciclo de vida (100% DOD) | 200-1000 | 180-2000 | 1000-10000 | 2500-4000 |
| Custo inicial (\$/kWh) | 100-300 | 900-3500 | 300-2500 | 300-500 |
| Eficiência global (%) | 75-85 | 65 | 85-97 | 75-90 |
| Taxa de auto descarga | baixa | alta | média | - |

Sabe-se que os tipos de baterias existentes apresentam comportamentos similares em sua operação, entretanto, algumas particularidades (ou parâmetros) para os projetos de planejamento, como as apresentadas na tabela 2, devem ser levadas em consideração.

Deve-se também realizar uma estimativa da expectativa de ciclo de vida das baterias. Esta trata-se de uma tarefa difícil, devido à imprevisibilidade de sua operação e à interferência de fatores externos, como a temperatura do ambiente em que ela se encontra. Sendo assim, sua taxa de reposição é muitas vezes determinada a partir de dados empíricos referentes a experiências práticas com baterias e sistemas semelhantes [53]. Conforme mostrado na figura 4, a profundidade de descarga máxima utilizada em sua operação acarreta na diminuição do tempo de vida útil de baterias de forma considerável e, sendo assim, a forma de operação trata-se de um fator determinante ao se planejar um sistema de armazenamento de baterias sob os enfoques de benefícios ao sistema e custos envolvidos.

De fato, para uma análise sofisticada em termos de rentabilidade do investimento, deve-se considerar, além do dimensionamento e operação das baterias, as tarifas de energia, cargas e topologia da rede elétrica, taxas de inflação e demais variáveis inerentes à aplicação em questão [54]. Sendo assim, métodos de otimização eficazes devem ser aplicados para a garantia de menor investimento possível de forma a utilizar de forma adequada os recursos disponíveis [19].

2.5 MODELAGEM DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE BATERIAS

As baterias apresentam parâmetros denominados capacidade de energia e capacidade de potência, que correspondem, respectivamente, ao valor nominal máximo de energia que uma bateria consegue armazenar no início de seu ciclo de vida e à potência máxima

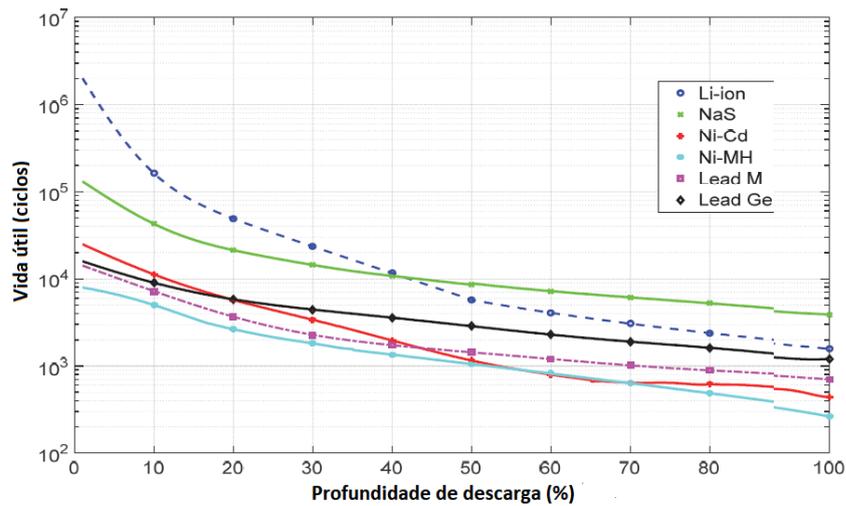


Figura 4 – Relação entre profundidade de descarga máxima e estimativas de tempo de vida útil das baterias

que ela consegue despachar/absorver em uma hora de operação [31]. Tendo em vista que sistemas de armazenamento de baterias podem adaptar-se conforme necessidade da operação, atuando tanto como fornecedoras de energia quanto como consumidoras, sua modelagem utiliza uma variável denominada estado de carga (*SOC*), para representar a quantidade de energia interna à bateria durante cada período de tempo. O estado de carga da bateria é dependente de sua capacidade e potência máxima, além de aspectos inerentes à operação do SDE. Conforme trabalho desenvolvido por [52], a equação 2.2 formula o comportamento do *SOC* de uma bateria.

$$SOC_{ib,t+1} = \begin{cases} SOC_{ib,t} + PBA_{ib,t}/\eta_{ib,t} & , se \ PBA_{ib,t} \leq 0 \\ SOC_{ib,t} + \eta_{ib,t} * PBA_{ib,t} & , se \ PBA_{ib,t} > 0 \end{cases} \quad (2.2)$$

Em que:

- $SOC_{ib,t}$ é o estado de carga da bateria ib no período t ;
- $PBA_{ib,t}$ é a potência ativa instantânea desenvolvida pela bateria ib no período t ; e
- $\eta_{ib,t}$ é a eficiência de operação da bateria ib no período t , ao fornecer ou absorver energia na barra em que ela está conectada.

Destaca-se que $PBA_{ib,t}$ negativo significa modo de descarga da bateria, reduzindo seu valor de $SOC_{ib,t+1}$ na hora $t+1$, enquanto que um valor positivo de $PBA_{ib,t}$ representa modo de carregamento, elevando o valor de $SOC_{ib,t+1}$.

Adicionalmente, observa-se que a eficiência de um sistema de baterias é variável, quando este opera em modo de carregamento, conforme modelado por [24] e formulado na equação 2.3.

$$\eta(t) = 1 - EXP \left\{ \frac{a.(SOC(t) - 1)}{\frac{I_{ib}(t)}{I_{10}} + b} \right\} \quad (2.3)$$

Em que:

- a e b são constates de recarga inerentes às características construtivas das baterias [55];
- $SOC(t)$ é o estado de carga atual;
- $I(t)$ é a corrente nos terminais da bateria no período t ; e
- I_{10} é a corrente nominal de descarga, dada pelo fabricante da bateria.

O estado de carga da bateria é um valor entre zero e a sua capacidade nominal de energia. Deste modo, pode-se dizer que os limites de operação do estado de carga são:

$$0 \leq SOC_{ib,t} \leq EBAT_{ib} \quad (2.4)$$

Em que:

- $EBAT_{ib}$ é a capacidade nominal da bateria ib .

Alguns estudos como [18], [56] e [31], consideram ainda limites de operação ainda mais restritos, como tentativa de se aumentar o tempo de vida útil das baterias. É comum a utilização de faixas de estado de carga entre 40% e 90% da capacidade nominal da bateria, porém, para um equacionamento mais generalista, tem-se:

$$SOC_{min} \leq SOC_{ib,t} \leq SOC_{max} \quad (2.5)$$

Em que:

- SOC_{min} é o estado de carga mínimo permitido para a bateria ib ; e
- SOC_{max} é o estado de carga máximo permitido para a bateria ib .

2.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Apesar da variedade de soluções para armazenamento de energia existentes, deve-se avaliar os impactos relativos à implantação de cada tecnologia no mundo real. Capacitores, assim como os *Flywheels*, apresentam desvantagens devido aos seus limites de capacidade de armazenamento. O armazenamento por ar comprimido e a construção de usinas hidrelétricas necessitam de grandes áreas para sua instalação. Os bancos de baterias, por outro lado, são adequados em aplicações que requerem grandes capacidades instaladas em áreas relativamente pequenas, como é o caso de grandes centros urbanos, com alta densidade populacional. Levando em conta as características de cada tipo [32], os sistemas de armazenamento de baterias mostram-se os mais adequados a serem utilizados em sistemas elétricos de potência [57], especialmente em sistemas com alta penetração de geração distribuída proveniente de recursos renováveis. Por uma perspectiva do consumidor, sistemas de armazenamento de baterias apresentam uma boa opção, visto que estas têm a capacidade de reduzir as tarifas de energia por meio de mudança fictícia de seus horários de maior consumo [54].

Observa-se que cada tecnologia de baterias apresenta uma série de vantagens e desvantagens. Baterias de chumbo-ácido vêm sendo estudadas há muitas décadas, tratando-se de uma tecnologia de alta grau de maturação e baixo custo inicial, como mostrado na figura 2. Por outro lado, sua baixa densidade de energia [3] poderia impactar em projetos que não disponham de grandes espaços físicos para sua implementação. Utilizando o tipo íon-lítio pode-se beneficiar de um ciclo de vida maior, conforme mostrado na figura 4, porém, seu custo inicial ainda é um pouco elevado. Baterias de sódio/enxofre apresentam ótima eficiência energética, entretanto, devem ser manuseadas com cuidado devido ao risco de acidentes, como o ocorrido descrito em [47]. Por meio de sistemas a partir do níquel-hidreto metálico, pode-se atingir boa capacidade de armazenamento em pequenos dispositivos, no entanto, não seriam ideais para aplicações que requerem grande eficiência em sua operação. Por fim, baterias de zinco/bromo apresentam ótima viabilidade econômica, conforme descrito em [39], e vêm sendo estudadas na literatura recentemente, como um tipo de baterias promissor para aplicações em redes de distribuição de energia [5].

Pode-se constatar a viabilidade e a necessidade de uma análise técnica apurada de cada tipo de bateria na implantação de sistemas de armazenamento em sistemas elétricos de potência. Para tanto, é necessária a modelagem adequada destes dois sistemas de forma acoplada. No capítulo subsequente, são descritas a metodologia e o algoritmo proposto para o processo decisório sobre cada tipo de sistema de baterias em redes de distribuição de energia elétrica.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 INTRODUÇÃO

A metodologia de otimização proposta na presente dissertação visa ao planejamento de sistemas de armazenamento à base de bancos de baterias em redes de distribuição de energia elétrica. Mais especificamente, este problema tem como objetivo determinar a quantidade, localização, tipo de baterias e sua operação considerando custos de investimento e operativos durante um horizonte de planejamento. A localização é determinada dentro de um conjunto de barras candidatas pré-definidas, bem como os tipos, também pré-definidos. Para a definição de barras candidatas, utiliza-se índices de sensibilidade baseados em multiplicadores de Lagrange, enquanto que os tipos são referentes a tecnologias atualmente disponíveis. O modelo de otimização considera aspectos operativos de baterias, que podem operar tanto fornecendo energia à rede de distribuição, como armazenando-a, conforme necessidade durante sua operação. Sendo assim, as baterias podem ser vistas ora como geradores distribuídos, ora como consumidores de energia, sendo este comportamento modelado junto à formulação do problema de fluxo de potência ótimo. Desta forma, pode-se otimizar o comportamento destes sistemas de forma acoplada para o horizonte de planejamento de longo prazo proposto. Consideram-se ainda a capacidade de armazenamento de energia e de despacho de potência nos custos dos bancos de baterias, para uma abordagem abrangente sobre o comportamento deste sistemas, observando-se restrições de baterias e de rede. Este capítulo apresenta a metodologia proposta para o problema de planejamento de sistemas de armazenamento em SDE, envolvendo seu modelo matemático e a técnica de otimização aplicada para sua resolução.

O custo total de operação do SDE é composto por parcelas referentes aos custos de energia proveniente da subestação, de investimento e operação de baterias e de confiabilidade do sistema. Ressalta-se que este modelo não se aplica à realidade brasileira, visto que, no Brasil, conforme a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 166, DE 10 DE OUTUBRO DE 2005 (2011, p. 11), da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que trata do cálculo das tarifas referentes aos sistemas de distribuição, custos de investimento são repassados ao consumidor final, conforme citação a seguir:

(...) na definição do valor das tarifas, para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, serão consideradas as parcelas apropriadas do custo de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.

Sendo assim, as concessionárias repassam seus custos de operação e manutenção na rede elétrica aos consumidores finais na forma de uma parcela da tarifa de energia, sendo esta atualizada periodicamente pelo processo de revisão tarifária.

Entretanto, no estudo do presente trabalho, considerou-se que as distribuidoras de energia elétrica exercem a função de planejar e operar a rede de distribuição de energia, sendo esta responsável pelos investimentos no sistema, sob a ótica da figura de um operador central do SDE, do inglês, *Distribution System Operator (DSO)* [58], que substitui a figura do operador de rede, ou do inglês, *Distribution Network Operator (DNO)* [59]. O DSO representa uma entidade legal para operação, manutenção e, se necessário, desenvolvimento do sistema em uma dada área, através de interconexões com outros sistemas quando aplicável, de forma a assegurar um planejamento de longo prazo eficiente para o sistema.

3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

3.2.1 Etapa 1 - Planejamento

A primeira etapa da metodologia proposta nesta dissertação trata-se da fase de planejamento de sistemas de armazenamento à base de baterias em SDE, no contexto do processo decisório sobre opções de investimentos, envolvendo a quantidade de bancos, sua localização entre barras candidatas da rede elétrica, tipo relativo à tecnologia de armazenamento, além de sua capacidade de armazenamento de energia e de despacho de potência. O objetivo é a minimização do custo total de investimento e operação durante um horizonte de planejamento de longo prazo. Para tanto, propõe-se um modelo de FPO com a introdução da formulação matemática representativa do comportamento de baterias descrita no capítulo anterior. Esta modelagem possibilita a avaliação, de forma quantitativa, de como a alocação e o dimensionamento propostos contribuem para a redução dos custos da rede elétrica a longo prazo.

A discretização utilizada é de nh horas, ou seja, nesta etapa, cada período de operação corresponde a um aglomerado de nh horas. Esta aglomeração é proposta para reduzir o esforço computacional do modelo de planejamento haja vista as inúmeras opções de quantidade, locais de instalação e tipos de baterias, ou seja, tendo em vista a natureza combinatória elevada do problema em questão. O modelo de FPO proposto, envolvendo função objetivo e restrições, é descrito a seguir.

3.2.1.1 Função objetivo

A função objetivo do modelo de planejamento de sistemas de armazenamento envolve os custos inerentes a estes sistemas, juntamente com aqueles associados à operação do SDE. Portanto, com base em [5], esta função objetivo pode ser formulada, de forma

compacta, como:

$$\text{Min } F = CSE + CINEB + CINPB + COM + CINEBrep + CINPBrep + CONF \quad (3.1)$$

Em que:

- CSE é o custo da energia proveniente da subestação do SDE;
- $CINEB$ trata-se do custo de investimento em capacidade de armazenamento de energia da bateria;
- $CINPB$ trata-se do custo de investimento em capacidade de potência da bateria;
- COM representa os custos de operação e manutenção associados aos sistemas de baterias;
- $CINEBrep$ é o custo de reposição de bateria por capacidade de armazenamento de energia;
- $CINPBrep$ é o custo de reposição de bateria por capacidade de potência; e
- $CONF$ é o custo associado à confiabilidade da rede.

A primeira parcela, referente ao custo da energia, é calculada como:

$$CSE = \sum_{t=1}^{nh} (PSEh_t * CUE_t) * 365 * nAnos \quad (3.2)$$

Em que:

- CUE é o custo unitário da energia proveniente da subestação, em \$/kWh;
- $PSEh$ é a potência fornecida pela subestação em cada período de tempo t , em kW, em uma base de operação diária; e
- $nAnos$ é o número de anos do horizonte de planejamento.

Pode-se destacar que o custo de fornecimento de energia pela subestação, CSE , é proporcional ao custo de perdas técnicas no SDE, pois, uma vez estabelecida a demanda de carga, as perdas são proporcionais à geração do sistema. Sendo assim, a minimização de CSE também implica em minimização do custo de perdas técnicas na rede elétrica, que compõe seus custos operativos.

A parcela $CINEB$ da equação 3.3 leva em conta o custo por capacidade de armazenamento, conforme formulado a seguir.

$$CINEB = \sum_{ib=1}^{nBat} EBAT_{ib} * CINEB_{ib} \quad (3.3)$$

Em que:

- $EBAT_{ib}$ é capacidade nominal de armazenamento de energia da bateria ib , em kWh;
- e
- $CINEB_{ib}$ é o custo unitário por unidade de capacidade de armazenamento de energia do sistema de baterias, em \$/kWh.

A parcela de custo de investimento por capacidade de potência $CINPB$ é dada por:

$$CINPB = \sum_{ib=1}^{nBat} SBAm_{ib} * CINPB_{ib} \quad (3.4)$$

Em que:

- $SBAm_{ib}$ é a potência aparente máxima (kVA) desenvolvida pela bateria ib durante o horizonte de operação, conforme formulado em 3.5; e
- $CINPB_{ib}$ é o custo unitário por unidade de capacidade de potência da bateria ib , em \$/kW.

$$SBAm_{ib} = \max_t(SBA_{ib,t}) \quad (3.5)$$

Em que $SBA_{ib,t}$ é o despacho de potência da bateria ib na hora t , em kVA .

A parcela referente aos custos de operação e manutenção COM é dada por:

$$COM = \sum_{ib=1}^{nbat} SBAm_{ib} * COM_{ib} \quad (3.6)$$

Em que:

- COM_{ib} é o custo unitário de operação e manutenção da bateria ib por capacidade de potência, em \$/kW.

A parcela $CINEBrep$, descrita pela equação 3.7, trata-se dos custos de reposição por capacidade de armazenamento das baterias. Ressalta-se que o custo de reposição não é necessariamente igual ao custo de investimento inicial para determinado sistema de armazenamento, visto que baterias em fim de vida útil ainda têm certo valor de mercado, o qual pode ser descontado no processo de compra de novos sistemas.

$$CINEBrep = \sum_{ib=1}^{nBat} EBAT_{ib} * CINEBrep_{ib} * nRep_{ib} \quad (3.7)$$

Em que:

- $CINEBrep_{ib}$ é o custo unitário de reposição por capacidade de armazenamento de energia do sistema de baterias; e
- $nRep_{ib}$ é o número de reposições necessárias para a bateria ib durante o período de planejamento.

Ressalta-se que o número de reposições necessárias é calculado com base no número de ciclos que cada tipo de bateria consegue operar até que se atinja o final de sua vida útil e no horizonte de planejamento considerado.

A parcela $CINPBrep$, descrita pela equação 3.8, trata-se do custo de reposição por capacidade de potência das baterias.

$$CINPBrep = \sum_{ib=1}^{nBat} SBAmx_{ib} * CINPBrep_{ib} * nRep_{ib} \quad (3.8)$$

Em que $CINPBrep_{ib}$ é o custo unitário de reposição da bateria ib por capacidade de potência, em \$/kW.

Por fim, a equação 3.9 descreve o custo associado à confiabilidade do SDE.

$$CONF = \sum_{i \in NA} CENS_i \quad (3.9)$$

Em que:

- NA é o conjunto de alimentadores de distribuição; e
- $CENS_i$ é o custo de energia não suprida (ENS) ao alimentador i .

O custo de energia não suprida a cada alimentador é dado por:

$$CENS_i = nanos * \sum_{b \in N_b} \lambda_b * FD_b * (PDb - CINPB_b) \quad (3.10)$$

Em que:

- $nanos$ é o horizonte de planejamento em anos;
- N_b é o conjunto de barras dependentes do alimentador i ;
- λ_b é a taxa anual de falhas associada à barra b ;
- FD_b é a função de dano ao clientes conectados à barra b ;
- PD_b é o pico de demanda na barra b ; e
- $CINPB_b$ é a potência nominal da bateria conectada à barra b , caso exista.

Ressalta-se que a taxa anual de falhas associada à barra b é dada pelo somatório das taxas de falha de todos os trechos de distribuição cuja falha impacta em interrupção de fornecimento à barra b , acrescido da taxa de falha de seu respectivo transformador de distribuição.

Considera-se ainda, para efeitos de simplificação, que uma bateria conectada à barra b pode fornecer potência apenas aos consumidores atendidos nesta barra no caso de interrupção do fornecimento da rede. Esta simplificação é válida apenas para o cálculo do custo de confiabilidade. Assim sendo, a equação 3.10 é válida para PD_b maior ou igual a $CINPB_b$. Caso contrário, a parcela $(PD_b - CINPB_b)$ associada à barra b é igual a zero.

A função de dano ao cliente em cada barra, FD_b , é calculada conforme a equação 3.11.

$$FD_b = CIR_b * LR_b + CIC_b * LC_b + CII_b * LI_b \quad (3.11)$$

Em que:

- LR_b é o percentual de cargas residenciais conectadas à barra b ;
- LC_b é o percentual de cargas comerciais conectadas à barra b ;
- LI_b é o percentual de cargas industriais conectadas à barra b ;
- CIR_b é o custo de interrupção a consumidores do tipo residencial;
- CIC_b é o custo de interrupção a consumidores do tipo comercial; e
- CII_b é o custo de interrupção a consumidores do tipo industrial.

Os custos de interrupção a diferentes tipos consumidores variam com o tipo e o tempo para reparo de interrupção aos mesmos, conforme tabelado no próximo capítulo.

3.2.1.2 Restrições

Apresenta-se a seguir as restrições do problema de otimização para planejamento de sistemas de armazenamento, incluindo restrições operativas inerentes ao SDE e ao modelo de baterias proposto.

Conforme descrito por [5], deve-se manter fixa a tensão da barra de referência, ou seja, da subestação do SDE, considerando-se a atuação de um regulador de tensão. Esta prática contribui tanto para a melhoria dos indicadores de confiabilidade da rede como para o aumento do tempo de vida útil do transformador, em comparação com uma operação mais flexível. Esta característica é formulada pela equação 3.13.

$$V_{SE,t} = V_{ref} \quad (3.12)$$

Em que:

- $V_{SE,t}$ é a tensão da subestação no período de tempo t ; e
- V_{ref} é a tensão de referência adotada.

Deve-se ainda manter as tensões das demais barras do sistema entre limites adequados para operação, contribuindo para a confiabilidade da rede. Esta restrição é formulada como:

$$V_{min} \leq V_{ib,t} \leq V_{max} \quad (3.13)$$

Em que:

- $V_{ib,t}$ é a tensão da barra ib na hora t ;
- V_{min} é o limite inferior de tensão da rede elétrica; e
- V_{max} é o limite superior de tensão da rede elétrica.

É necessário assegurar o balanço de potência em cada barra da rede a fim de garantir que as restrições elétricas sejam atendidas. Sendo assim, formula-se nas equações 3.14 e 3.15 os balanços de carga referentes a potência ativa e reativa, respectivamente, em cada barra.

$$PG_{ib,t} + P_{ib,t}^{eolica} + \sum_{m \in \Omega_{ib}} P_{ib-m,t} = PBA_{ib,t} + P_{ib,t}^{carga} \quad (3.14)$$

Em que:

- $PG_{ib,t}$ é a potência gerada na barra ib , no período (hora) t , caso esta barra seja a subestação;
- $P_{ib,t}^{eolica}$ é a potência eólica na barra ib e período t , caso esta barra seja terminal de algum aerogerador;
- $P_{ib-m,t}$ é o fluxo de potência ativa no trecho $ib - m$, no período t , onde m pertence ao conjunto de barras conectadas à barra ib ($\in \Omega_{ib}$) através de trechos de distribuição;
- $PBA_{ib,t}$ é a potência ativa desenvolvida pela bateria em ib no período t ; e
- $P_{ib,t}^{carga}$ é a demanda de potência ativa na barra ib e período t .

$$QG_{ib,t} + \sum_{m \in \Omega_{ib}} Q_{ibm,t} = QBA_{ib,t} + Q_{ib,t}^{carga} \quad (3.15)$$

Em que:

- $QG_{ib,t}$ é a potência reativa gerada na barra ib , no período t , caso esta barra seja a subestação;
- $Q_{ib-m,t}$ é o fluxo de potência reativa no trecho $ib - m$, no período t ;
- $QBA_{ib,t}$ é a potência reativa desenvolvida pela bateria ib no período t ; e
- $Q_{ib,t}^{carga}$ é a demanda de potência reativa na barra ib e período t .

É importante ressaltar que a bateria pode operar ora como consumidora, ora como fornecedora de energia. Portanto, nestas duas condições operativas, $PBA_{ib,t} < 0$ e $PBA_{ib,t} > 0$, respectivamente.

Por fim, inclui-se no modelo do FPO as restrições formuladas no capítulo anterior, seção 2.5, para cada bateria, com o intuito de se considerar suas restrições operativas conforme descrito anteriormente.

3.2.1.3 Modelo de FPO - Planejamento

O modelo de FPO completo da etapa de planejamento é composto pela função objetivo e restrições operativas da rede elétrica e de bancos de baterias, formuladas anteriormente, de forma conjunta, podendo então ser sumarizado como:

$$\text{Min } F = CSE + CINEB + CINPB + COM + CINEBrep + CINPBrep + CONF \quad (3.16)$$

$$V_{SE,t} = V_{ref} \quad (3.17)$$

$$V_{min} \leq V_{ib,t} \leq V_{max} \quad (3.18)$$

$$PG_{ib,t} + P_{ib,t}^{eolica} + \sum_{m \in \Omega_{ib}} P_{ibm,t} = PBA_{ib,t} + P_{ib,t}^{carga} \quad (3.19)$$

$$QG_{ib,t} + \sum_{m \in \Omega_{ib}} Q_{ibm,t} = QBA_{ib,t} + Q_{ib,t}^{carga} \quad (3.20)$$

$$SOC_{ib,t+1} = \begin{cases} SOC_{ib,t} + PBA_{ib,t}/\eta_{ib,t} & , se \ PBA_{ib,t} \leq 0 \\ SOC_{ib,t} + \eta_{ib,t} * PBA_{ib,t} & , se \ PBA_{ib,t} > 0 \end{cases} \quad (3.21)$$

$$\eta(t) = 1 - EXP \left\{ \frac{a.(SOC(t) - 1)}{\frac{I_{ib}(t)}{I_{10}} + b} \right\} \quad (3.22)$$

$$0 \leq SOC_{ib,t} \leq EBAT_{ib} \quad (3.23)$$

$$SOC_{min} \leq SOC_{ib,t} \leq SOC_{max} \quad (3.24)$$

3.2.2 Etapa 2 - Operação

3.2.2.1 Modelo de FPO - Operação

A segunda etapa da metodologia proposta nesta dissertação trata-se da simulação da operação diária dos sistemas de armazenamento planejados na etapa anterior, a fim de otimizar a operação horária destes sistemas. Sendo assim, a Etapa 2 tem como objetivo a análise do comportamento dos bancos de baterias de forma detalhada, numa base de discretização horária, ou seja, em cada período de operação corresponde a 1 hora, a fim de obter curvas mais representativas do comportamento de cada bateria em um dia típico do horizonte de planejamento.

$$Min \quad F = CSE \quad (3.25)$$

$$V_{SE,t} = V_{ref} \quad (3.26)$$

$$V_{min} \leq V_{ib,t} \leq V_{max} \quad (3.27)$$

$$PG_{ib,t} + P_{ib,t}^{eolica} + \sum_{m \in \Omega_{ib}} P_{ibm,t} = PBA_{ib,t} + P_{ib,t}^{carga} \quad (3.28)$$

$$QG_{ib,t} + \sum_{m \in \Omega_{ib}} Q_{ibm,t} = QBA_{ib,t} + Q_{ib,t}^{carga} \quad (3.29)$$

$$SOC_{ib,t+1} = \begin{cases} SOC_{ib,t} + PBA_{ib,t}/\eta_{ib,t} & , se \ PBA_{ib,t} \leq 0 \\ SOC_{ib,t} + \eta_{ib,t} * PBA_{ib,t} & , se \ PBA_{ib,t} > 0 \end{cases} \quad (3.30)$$

$$0 \leq SOC_{ib,t} \leq EBAT_{ib} \quad (3.31)$$

$$SOC_{min} \leq SOC_{ib,t} \leq SOC_{max} \quad (3.32)$$

3.3 ALGORITMO PROPOSTO

3.3.1 Introdução

O Sistema Imunológico Artificial trata-se de uma meta-heurística inspirada no sistema imune adaptativo de animais vertebrados. Na natureza, este é um processo adaptativo onde o corpo é capaz de produzir anticorpos para o combate a um determinado antígeno. Quando o anticorpo e o antígeno atingem certo nível de afinidade, acontece uma ligação entre eles e o ativamento da célula B produtora do anticorpo. A partir de então, ocorrem processos que visam aumentar a complementariedade entre anticorpo e antígeno, como hipermutação somática e edição de receptores (variações nos anticorpos fazendo evoluir o repertório), seleção clonal (seleção dos melhores anticorpos para maior proliferação) e seleção negativa (eliminação de células que atacam o próprio organismo).

Pode-se então realizar uma analogia entre o sistema imune natural e o algoritmo proposto para aplicação nesta dissertação. A atuação conjunta dos processos de hipermutação e seleção clonal possibilitam a melhoria da afinidade dos anticorpos existentes, o que representa a exploração local do espaço de soluções, onde ocorrem pequenas variações nas soluções candidatas em direção a pontos ótimos para o problema em questão. Por outro lado, o processo de edição de receptores é importante para a introdução de diversidade no repertório de anticorpos, através da inserção de um número reduzido de soluções candidatas aleatórias, visando à fuga de pontos ótimos locais. A figura 5 ilustra os mecanismos evolutivos descritos do SIA.

Na figura 5, a seleção clonal e a hipermutação permitem que o processo de otimização evolua de 'A' para 'A¹', realizando uma busca local. Por outro lado, a edição de receptores possibilita a investigação de outras regiões do espaço de soluções, representadas na figura por 'B' e 'C'.

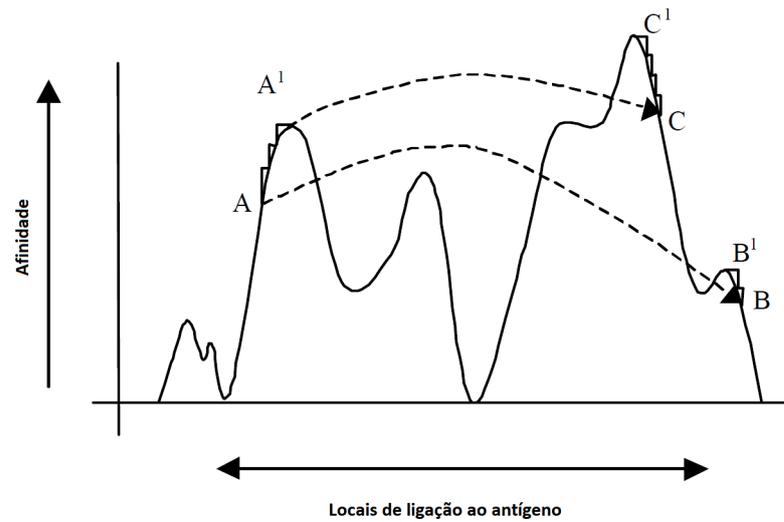


Figura 5 – Representação dos processos decorrentes dos mecanismos do SIA.

3.3.2 Fluxograma do algoritmo

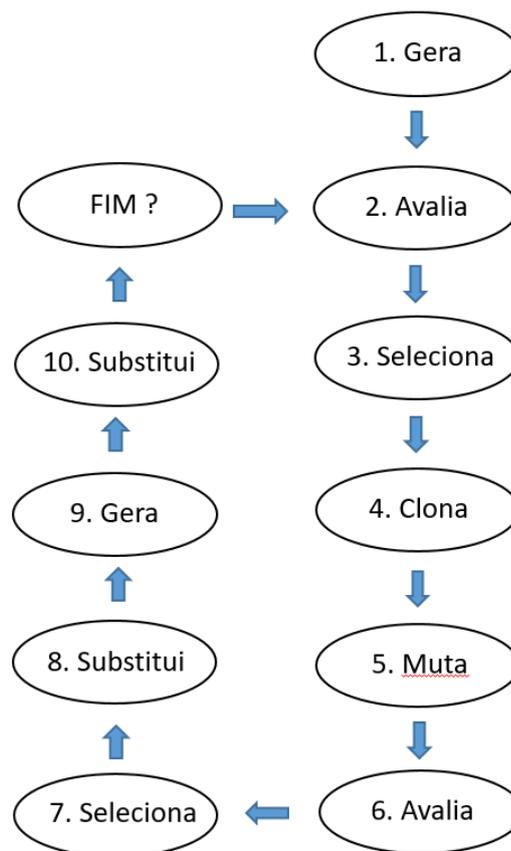


Figura 6 – Fluxograma do processo iterativo.

O algoritmo do SIA é representado pelo fluxograma da figura 6, envolvendo passos de processo iterativo. O algoritmo tem uma fase de inicialização denominada *Gera* (Passo 1), que fornece o conjunto inicial de anticorpos (soluções candidatas), denominado

repertório, de forma semi-aleatória, pois considera as restrições descritas para o problema de planejamento. Esta população é então avaliada na etapa denominada *Avalia* (Passo 2), em que cada anticorpo ou solução candidata tem sua função objetivo, equação 3.16, calculada. Como o problema é de minimização da função em 3.16, a afinidade de um anticorpo é inversamente proporcional à função F em 3.16, ou seja:

$$D = 1/F \quad (3.33)$$

A afinidade D é normalizada de acordo com a equação (3.34).

$$D^* = D/D_{max} \quad (3.34)$$

Em que D_{max} é o valor máximo de afinidade do repertório.

Na etapa *Seleciona* (Passo 3), os ' n ' melhores anticorpos são selecionados para o próximo passo, com o propósito de fazer evoluir o repertório de soluções candidatas. Estes anticorpos selecionados passam pelo processo da etapa denominada *Clone* (Passo 4), que produz cópias destes anticorpos de forma proporcional às suas respectivas afinidades, ou seja, quanto melhor for uma solução candidata, mais clones são produzidos para a mesma.

Os clones, por sua vez, passam por um processo de mutação na etapa denominada *Muta* (Passo 5), que os submete a pequenas alterações seguindo uma probabilidade calculada pela equação 3.35.

$$p = \exp(-h.D^*) \quad (3.35)$$

Em que:

- p é a probabilidade de uma solução candidata passar pelo processo de hipermutação somática;
- h é o parâmetro que controla o processo de hipermutação somática.

Após a fase de mutação, tem-se novamente a etapa *Avalia* (Passo 6), para cálculo da afinidade da população de anticorpos mutantes. A etapa *Seleciona* (Passo 7) seleciona as melhores ' n ' soluções candidatas desta população, além de identificar os piores anticorpos da população corrente de anticorpos. Em seguida, a etapa denominada *Substitui* (Passo 8) substitui os ' n ' piores anticorpos do repertório corrente pelos ' n ' melhores mutantes selecionados no passo anterior.

Por fim, ' d ' novos anticorpos são gerados aleatoriamente na etapa *Gera* (Passo 9), com o intuito de se obter maior diversidade entre as soluções candidatas do repertório

corrente, visando estender a busca em outras regiões do espaço de soluções. Novamente, procede-se a etapa *Substitui* (Passo 10), que substitui os 'd' piores anticorpos do repertório corrente pelas 'd' soluções candidatas geradas aleatoriamente no passo anterior.

Daí, o algoritmo retorna ao Passo 2 do processo iterativo caso a convergência não seja alcançada, ou é encerrado em caso contrário. A condição de convergência é alcançada pelo número máximo de iterações *maxger* ou quando a melhor solução encontrada estagna durante *gest* iterações.

3.3.3 SIA aplicado a alocação ótima de bancos de baterias em redes de distribuição

No presente trabalho, o anticorpo do SIA é definido como sendo um vetor de tamanho igual ao número de barras candidatas a alocação de bancos de baterias. Para um dado estudo de caso, todos os anticorpos do repertório têm a mesma dimensão. Este vetor é formado por um conjunto de valores numéricos, variando de '0' até o número de tipos de baterias no estudo em questão. Cada posição do vetor corresponde a uma barra candidata. O valor '0' indica ausência de bateria na respectiva barra, enquanto que um valor 'i' significa bateria do tipo 'i' na barra. Considera-se, como exemplo, o anticorpo mostrado na figura 7.

| | | | | | | | |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 0 | 0 | 2 | 0 | 1 | 0 | 3 | 0 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |

Figura 7 – Exemplo de representação de um anticorpo.

Observa-se que no exemplo da figura 7, há oito barras candidatas à alocação de bancos de baterias e o anticorpo estabelece a alocação de baterias dos tipos '2', '1' e '3', nas barras candidatas de índice '3', '5' e '7', respectivamente. Portanto, na fase de geração de anticorpos, ocorre a produção de uma população de soluções candidatas representadas por vetores conforme o exemplificado, com valores semi-aleatórios para cada posição, observando-se as restrições da Etapa 1 do problema de planejamento.

Conforme descrito anteriormente, para cada solução codificada conforme figura 7, tem-se uma solução para localização e tipo de baterias no problema de planejamento, e aplica-se o modelo de otimização da Etapa 1 da metodologia proposta, formulado na seção 3.2.1.3, que determina a capacidade de armazenamento de energia e de potência das baterias. Destaca-se que, para cada sistema em estudo, a codificação proposta requer os dados do SDE, bem como de tipos de baterias, definidos anteriormente ao processo iterativo.

Para este processo, é necessário definir a atuação do mecanismo de hipermutação somática, representado pela etapa "Muta" no fluxograma da seção 3.3.2. Como mencionado,

a mutação consiste em uma pequena modificação em um anticorpo para a exploração local do espaço de soluções. Sendo assim, para o problema em questão, são definidas quatro formas de se realizar a mutação: i) acrescentar uma bateria; ii) mudar uma bateria de posição; iii) retirar uma bateria; ou iv) mudar o tipo de bateria em determinada barra. Esta opção é sorteada aleatoriamente na etapa de hipermutação.

Na opção de acréscimo de bateria, é necessário que se tenha pelo menos uma barra candidata sem bateria, ou seja, exista alguma barra candidata com valor no anticorpo igual a '0'. Sendo assim, escolhe-se aleatoriamente uma barra candidata para ocorrer a alocação, como exemplificado na figura 8.

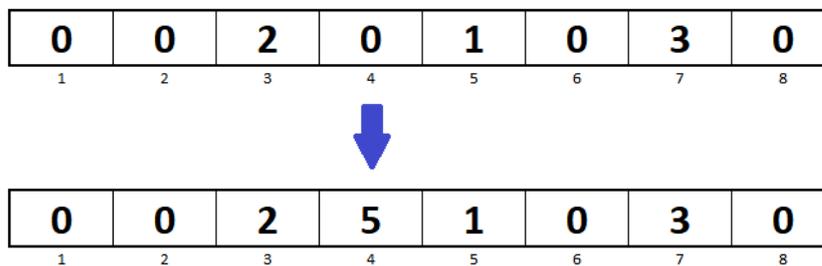


Figura 8 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de acréscimo.

Observa-se que, neste exemplo, há um acréscimo de um banco de baterias do tipo '5' na barra candidata de índice '4'. Ressalta-se que o tipo de bateria a ser alocada também é determinado aleatoriamente na etapa de hipermutação.

Na opção de mudança de local, é necessário que exista alguma bateria previamente alocada e alguma barra candidata sem bateria. Desta maneira, uma bateria é escolhida aleatoriamente, bem como sua barra de destino, conforme ilustrado na figura 9.

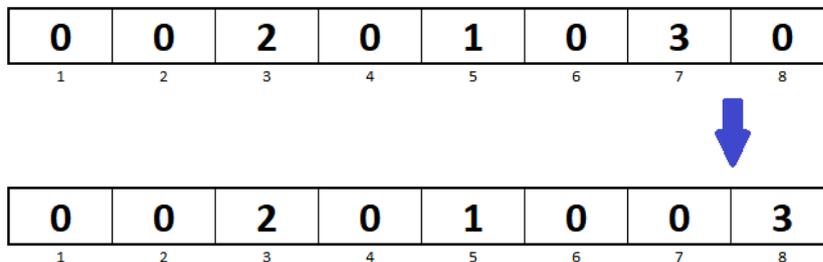


Figura 9 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de mudança de posição.

Neste exemplo, é possível perceber a mudança de posição da bateria do tipo '3', da barra candidata de índice '7' para a barra candidata de índice '8'.

Outra opção de mutação dos anticorpos é a retirada de uma bateria. Averiguando-se que exista pelo menos uma bateria alocada, é então realizado um sorteio para a determinação da bateria a ser retirada, conforme ilustrado na figura 10.

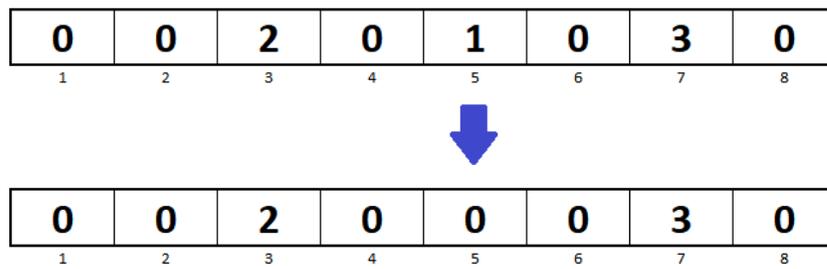


Figura 10 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de retirada.

Observa-se neste exemplo que a bateria do tipo '1' da barra candidata de índice '5' é retirada pelo processo de hipermutação.

Por fim, tem-se a opção de mudança de tipo de bateria, ilustrada na figura 11. Para esta opção, deve-se assegurar que há pelo menos uma bateria alocada.

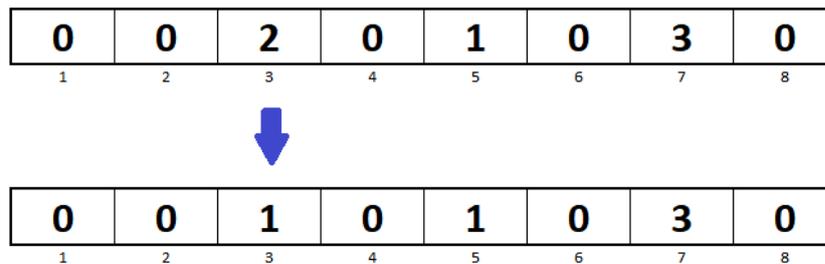


Figura 11 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de mudança de tipo.

Definidos os processos de geração, avaliação e mutação das soluções candidatas, o algoritmo SIA realiza a busca pelo espaço de soluções de forma iterativa até a sua convergência.

3.3.4 Parâmetros utilizados nesta dissertação

Alguns parâmetros de ajuste são necessários para o funcionamento do algoritmo SIA, sendo estes responsáveis pela parametrização do processo de busca de soluções apresentado na figura 6. Os valores definidos de forma empírica são listados a seguir:

Onde:

- L é o número de atributos de cada anticorpo e, como exemplificado na figura 7, é igual ao número de barras candidatas para o SDE em estudo;
- NAb é o número de anticorpos do repertório, definido como o menor número entre o valor '100' e o múltiplo de 20 vezes o valor de L ;
- n número de anticorpos selecionados para clonagem, definido como sendo igual ao tamanho da população (NAb);

- d número de anticorpos gerados na edição de receptores; definido como sendo 5% do tamanho da população (NAb);
- h fator de maturação, que controla o processo de mutação somática, definido como o valor '1';
- $maxger$ número máximo de gerações ou iterações do SIA para convergência, dado pelo valor '100'; e
- $gest$ número de gerações sem mudança na solução ótima para a convergência do SIA pelo critério de estagnação, definido como o valor '20'.

Destaca-se que a mudança de alguns destes parâmetros pode resultar em aperfeiçoamentos ou piora na busca pela solução ótima.

3.3.5 Aspectos da compactação da Etapa 1

Como entrada do modelo de FPO da Etapa 1, formulado na seção 3.2.1.3, tem-se os dados da rede elétrica (cargas, parâmetros de trechos e topologia), as barras candidatas à alocação de baterias, custos unitários (de energia, investimento, manutenção) e as características inerentes aos tipos considerados de baterias (custo de investimento, operação e reposição, restrições operativas, vida útil). Como saída, este modelo determina quantidade, tipos, locais de instalação, capacidade de armazenamento de energia e de potência das baterias. Este modelo é solucionado para cada anticorpo do processo iterativo do SIA, ou seja, para uma população de 100 anticorpos e um processo iterativo com 100 iterações, em que duas resoluções são efetuadas por iteração, Passos 2 e 6 da figura 6, tem-se um total de 20 mil resoluções do modelo de FPO da Etapa 1.

Levando em consideração o alto custo computacional do montante anteriormente calculado, propõe-se na presente dissertação uma estratégia de acoplamento ou aglomeração de horas do período diário de operação em patamares, em que um período de operação compreende ' nh ' horas. Desta maneira, os dados de cargas e geração eólica do sistema são acoplados em patamares através de médias. Em outras palavras, a carga de determinada barra em cada período, ou patamar, da Etapa 1, corresponde à média das cargas desta barra nas ' nh ' horas aglomeradas neste patamar. O mesmo raciocínio pode ser estendido para as velocidades de ventos.

Ao final do processo iterativo da Etapa 1, a solução então obtida é avaliada na Etapa 2, formulada na seção 3.2.2.1, para uma base horária de operação, ou seja, com um período de operação definido como sendo de 1 hora, a fim de se obter o comportamento horário do bancos de baterias durante 1 dia típico de operação, visando determinar o despacho ou o armazenamento de cada bateria em cada hora do dia. Em outras palavras, a Etapa 1 consiste em um problema de planejamento em que o grau de detalhamento é

menor, enquanto que a Etapa 2 está associada a um problema de operação com maior nível de detalhes para se determinar a operação, despacho ou armazenamento, horária de cada banco de baterias. Supõe-se na metodologia proposta que a operação diária é a mesma durante o horizonte de planejamento, ou seja, não se considera, na presente dissertação, a variação sazonal de carga e geração distribuída eólica e a evolução anual da carga.

A Etapa 1 foi implementada no ambiente de desenvolvimento e simulação MATLAB, enquanto que a Etapa 2 foi implementada no software Lingo, da empresa LINDO, um software de otimização para aplicações de grande porte utilizado tanto no meio acadêmico quanto no meio industrial. Devido a sua robustez e eficiência computacional, este software possibilita determinar as curvas de comportamento dos bancos de baterias em uma operação diária, expondo suas variações entre despacho e armazenamento durante um dia de operação de forma detalhada. O fluxograma que descreve a entrada e saída de dados de cada etapa proposta é apresentado na figura 12.

É importante ressaltar que a Etapa 1, solucionada via SIA, é a base do processo de otimização proposto, visto que é responsável por determinar a alocação, as capacidades e potências dos sistemas de armazenamento no SDE. De forma subsequente, o software Lingo, Etapa 2, realiza uma simulação mais detalhada, a fim de ser averiguar o comportamento da solução final encontrada em uma base de operação com menor discretização, tornando possível a análise das curvas de resposta dos sistemas de baterias durante um dia de operação típico.

3.4 METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DE BARRAS CANDIDATAS

Para se determinar a alocação ótima de baterias no SDE, é necessário definir um número máximo de baterias e as barras candidatas do sistema em estudo. Entretanto, um grande número de barras candidatas pode resultar em explosão combinatória de possibilidades, o que dificulta a busca por soluções ótimas. Tendo em vista esta questão, o presente trabalho propõe um índice de sensibilidade para a seleção prévia de um número mais limitado de barras candidatas à alocação de baterias, cuja alocação seja mais efetiva em termos de benefícios ao sistema.

O índice de sensibilidade proposto baseia-se nos multiplicadores de Lagrange obtidos da resolução do problema de FPO, através do Método Primal-Dual de Pontos Interiores (MPI) [60], [61]. Mais especificamente, estes multiplicadores, $\lambda_{p(b)}$, são associados às restrições de balanço de potência ativa, formuladas pela equação 3.14.

O índice de sensibilidade (ISB_b) proposto para cada barra b é apresentado em 3.36.

$$ISB_b = \lambda_{p(b)} * PDmax_b \quad (3.36)$$

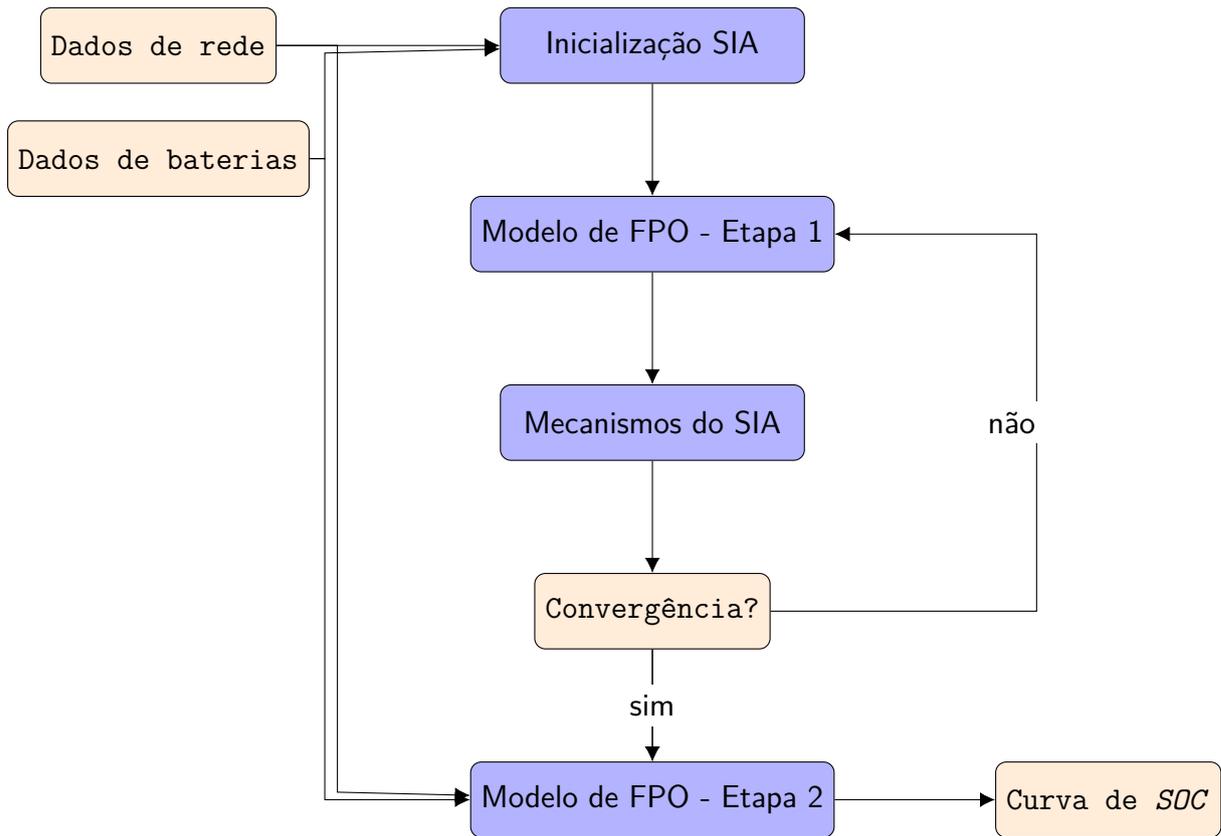


Figura 12 – Fluxograma do algoritmo proposto.

Em que:

- ISB_b é índice de sensibilidade da barra b para a alocação de baterias;
- $\lambda_{p(b)}$ é o multiplicador de Lagrange associado à restrição 3.14; e
- $PDmax_b$ é a demanda máxima na barra b durante o período de operação.

Sendo assim, as barras com os maiores valores de ISB (em módulo) são as mais indicadas para a alocação de bancos de baterias com intuito de se diminuir as perdas técnicas no SDE, pois quanto maior o multiplicador da barra, em módulo, maior é a redução de perdas para uma injeção de potência nesta barra. Neste estudo, são consideradas candidatas as 50% melhores barras, de acordo com o ranking apresentado no Apêndice B. A ponderação pela demanda máxima na barra $PDmax_b$ é justificada pelo fato de que quanto maior a demanda, maior é o benefício ao sistema de se atender localmente a referida barra através de bancos de baterias, pois maiores seriam as perdas na rede caso este atendimento fosse feito pela subestação em decorrência de maiores fluxos nos alimentadores.

3.5 TRATAMENTO DE GERAÇÃO EÓLICA

A metodologia proposta na presente dissertação considera a presença de geradores eólicos distribuídos no SDE, a fim de avaliar o comportamento de baterias na presença de geração renovável intermitente. A potência fornecida por este tipo de geração é dependente da velocidade de ventos ao longo do dia. De modo análogo ao procedimento apresentado em [62], considerando a utilização de regressão linear, a potência gerada em cada hora pode ser expressa como uma função da velocidade de ventos, dada por:

$$P_{ib,t}^{eolica} = 89,4209 * v(t) - 382,5993 \quad (3.37)$$

Em que:

- $P_{ib,t}^{eolica}$ é a potência eólica gerada no período t e injetada na barra ib , caso esta seja terminal de algum aerogerador; e
- $v(t)$ é a velocidade de ventos no período t .

A função da 3.37 foi obtida de [62], através de aproximação polinomial do comportamento do despacho de um aerogerador em função da velocidade de ventos, para um conjunto de dados obtidos de uma região específica. Como o foco da presente proposta não é um tratamento adequado de regimes de ventos e da potência proveniente de aerogeradores, mas sim avaliar o comportamento de baterias na presença deste tipo de geração, utiliza-se nesta dissertação este modelo específico.

Ainda, o modelo de geração da equação anterior pode ser estendido para todos os aerogeradores existentes no SDE, considerando-se proximidade geográfica entre os mesmos.

3.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, foram apresentadas a formulação e o algoritmo para a resolução do problema de otimização proposto para o planejamento de sistemas de armazenamento a base de bancos de baterias em redes de distribuição de energia elétrica. Devido à explosão combinatorial advinda do problema de alocação de bancos de baterias, propôs-se a aplicação da meta-heurística denominada sistema imunológico artificial. Adicionalmente, duas etapas são propostas, ambas baseadas em modelos de fluxo de potência ótimo, sendo a primeira para planejamento com menor grau de detalhamento da operação, e a segunda com maior níveis de detalhes para determinar a operação diária com discretização horária dos sistemas de armazenamento planejados. Estudos de caso realizados no capítulo 4 mostram a aplicabilidade da metodologia proposta em diversos sistemas conhecidos da literatura.

4 ESTUDOS DE CASOS

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são apresentados alguns estudos de casos realizados para a avaliação da metodologia proposta nesta dissertação, com intuito de se determinar a alocação e dimensionamento ótimo de bancos de baterias em SDE considerando diferentes tecnologias de baterias. São utilizados quatro sistemas conhecidos da literatura para a validação da metodologia. O primeiro trata-se de uma rede de nove barras [4] que, por se tratar de um sistema menor, é utilizada como tutorial para o algoritmo proposto. Em seguida, apresentam-se os resultados para redes com 21 [5], 22 [9] e 17 barras [7]. Os dados complementares inerentes aos sistemas utilizados encontram-se disponíveis no Apêndice A.

4.2 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Conforme descrito no capítulo anterior, utiliza-se neste trabalho uma técnica de compactação de curvas de carga e geração eólica durante a Etapa 1 (planejamento) da metodologia proposta. Sendo assim, as 24 horas de um período de operação diário foram acopladas de forma a serem representadas por 3 patamares ($nh = 3$), com 8 horas cada. Alguns estudos encontrados na literatura apresentam dados referentes à carga base do sistema. Sendo assim, são utilizadas curvas e patamares de multiplicadores de carga (dados em 'por unidade' ou p.u.) para a representação mais realista do comportamento da demanda. Como exemplo, a curva dos multiplicadores de carga de uma das barras do sistema de nove barras (barra 8) e sua respectiva segmentação em patamares podem ser observadas na figura 13.

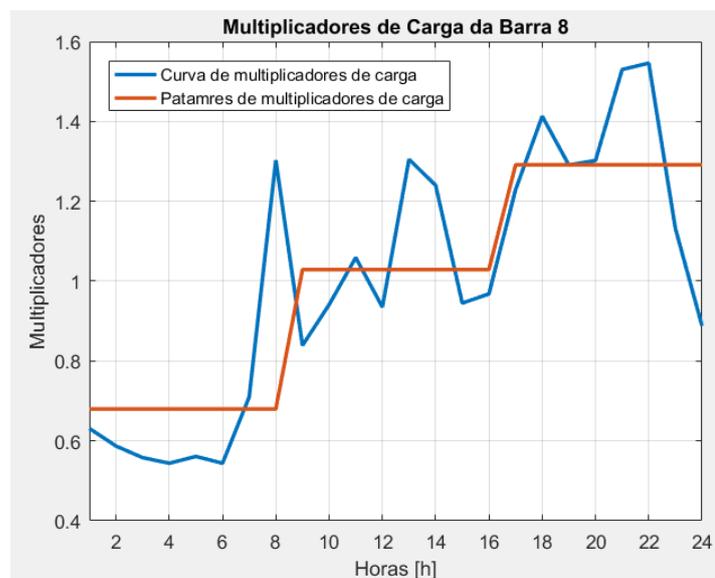


Figura 13 – Multiplicadores de carga da barra 8 do sistema de nove barras.

Ressalta-se que a transformação das curvas de carga em patamares de carga é aceitável para as análises da Etapa 1, de planejamento, em que não se requer precisão muito elevada. Portanto, considerando que um patamar apresente representatividade aceitável para o respectivo período, esta abordagem torna-se satisfatória para a etapa de planejamento. Neste sentido, observa-se que o primeiro patamar representa o período da madrugada e as primeiras horas do dia, onde a demanda é baixa. No segundo patamar, tem-se um aumento da demanda, visto que inclui o final da manhã e parte do período vespertino. Por fim, o terceiro patamar abrange horários do período noturno e de pico de carga para os estudos apresentados, ou seja, representa o período de maior demanda de um dia típico de operação.

De forma análoga, a compactação da curva de velocidade de ventos é apresentada na figura 14. Destaca-se que a velocidade em cada período é utilizada para o cálculo da potência ativa na barra terminal de cada gerador no período, conforme formulado pelas equações 3.37 e 3.14.

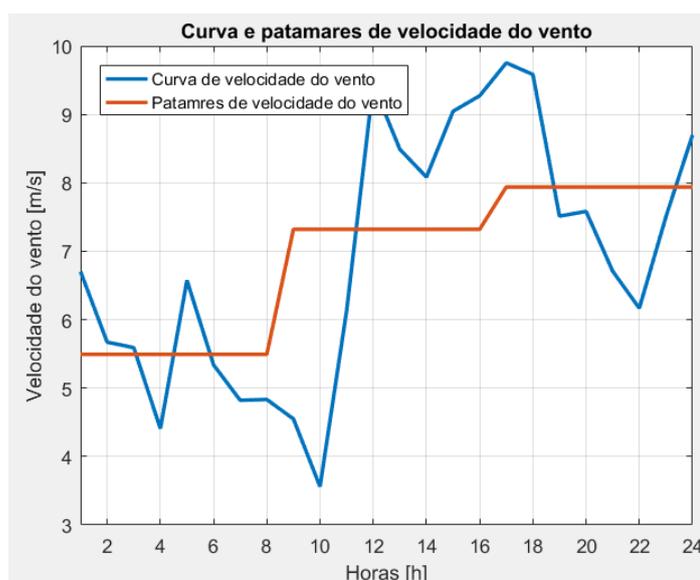


Figura 14 – Curva e patamares de velocidade de vento.

O custo de interrupção do fornecimento de energia a cada unidade consumidora varia com o tipo da unidade, ou seja, industrial, comercial ou residencial, bem como com a duração da interrupção. Considera-se nesta dissertação interrupções causadas por falhas de trechos de alimentador e de transformadores de subestação, e que estas interrupções requerem um período de reparo de 10 horas. Para este período, os custos de interrupção a cada tipo de consumidor são apresentados na tabela 3, sendo obtidos de [4]. O detalhamento dos tipos de consumidores conectados a cada barra dos sistemas utilizados nos estudos de casos é fornecido no Apêndice A.

Pelo fato dos tipos de consumidores apresentarem curvas de consumo diferentes durante um dia de operação, multiplicadores de carga para cada tipo são considerados,

Tabela 3 – Custos de interrupção conforme tipo de consumidor. Adaptado de [4].

| Tipo de consumidor | Custo da interrupção (\$/kW) |
|---------------------------|-------------------------------------|
| Industrial | 55,81 |
| Comercial | 83,01 |
| Residencial | 15,69 |

conforme apresentado na figura 15.

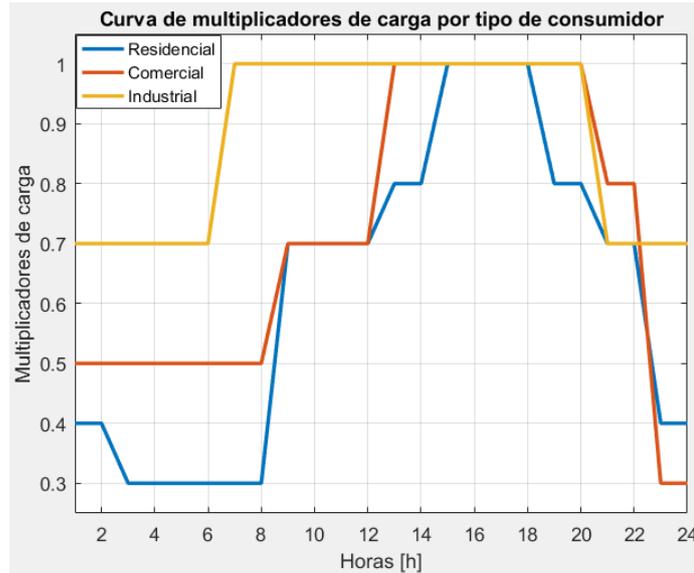


Figura 15 – Multiplicadores de carga por tipo de consumidor.

Para o cálculo de confiabilidade do sistema, utiliza-se neste trabalho valores típicos de taxas de falhas de um SDE, obtidas de [4], [5] e [63], conforme tabela 4.

Tabela 4 – Taxas de falha utilizadas no cálculo de confiabilidade [4], [63].

| Componente | Taxa de falha (falha/ano) |
|-------------------|----------------------------------|
| Trecho | 0,0960 |
| Transformador | 0,012303 |

Os custos de investimento em cada tipo de bateria são obtidos de [5], [34] e da tabela 2. Em alguns casos, as referências apresentam os custos dentro de um faixa de valores como, por exemplo, \$100-300 para o custo unitário por capacidade de armazenamento. Utilizou-se então nesta dissertação a média entre estes valores, neste exemplo, \$200. Por falta de detalhamento em estudos da literatura, utilizou um custo de manutenção padrão para todos os tipos de baterias, obtido de [5].

Os custos de reposição são calculados como sendo de 85% dos respectivos custos de investimento, visto que o valor residual é considerado como 15% de seu custo inicial, de acordo com [7]. O número de ciclos que determina o fim da vida útil de cada tipo de bateria é proveniente de [5] e da figura 4. Ressalta-se que o fim da vida útil é definido

Tabela 5 – Parâmetros utilizados neste trabalho.

| Tipo | Chumbo-ácido | Níquel-hidreto metálico | Íon-lítio | Sódio/Enxofre | Zinco/Bromo |
|---|---------------------|--------------------------------|------------------|----------------------|--------------------|
| Custo por capacidade de armazenamento (\$/kWh) | 200 | 2200 | 1400 | 400 | 225 |
| Custo por potência de despacho/absorção (\$/kW) | 450 | 1000 | 1200 | 1000 | 175 |
| Custo de manutenção (\$/kW) | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Ciclo de vida (50% DOD) | 1.000 | 3.000 | 5.000 | 7.500 | 10.000 |

no momento em que as baterias apresentam capacidade de armazenamento de 80% de seu valor nominal. Sendo assim, apesar de não apresentarem mais utilidade técnica ao problema proposto, ainda têm certo valor comercial, que pode ser utilizado para redução de custos de reposição conforme descrito.

Os parâmetros e dados de baterias descritos anteriormente são sumarizados na tabela 5.

Tendo em vista os trabalhos envolvendo geração distribuída e sistemas de armazenamento de baterias em SDE apresentados em [4], [6], [13], [5], percebe-se nos resultados a presença de geração distribuída e/ou bancos de baterias em apenas algumas das barras dos sistemas estudados. Em geral, até cinco barras de cada sistema são contempladas com a presença destes elementos. Sendo assim, estabelece-se na presente dissertação um limite de alocação de cinco sistemas de baterias entre as barras das redes elétricas em estudo, com o intuito de se obter uma base de comparação para a realização de análises e elaboração de conclusões mais assertivas.

Em todos os casos, o horizonte de planejamento é de 25 anos, com base em estudos de longo prazo encontrados na literatura.

Em todas as simulações descritas na sequência, utilizou-se um computador com processador Intel Core i7 5ª geração com 8GB de memória RAM, rodando em sistema operacional Windows 10. A implementação da Etapa 1 foi feita em MatLab, versão 2016a, com a utilização da toolbox de programação não linear denominada fmincon. A Etapa 2, por sua vez, foi desenvolvida no software LINGO versão 11.0, da empresa LINDO Systems. A mudança de ambiente deve-se ao fato de que o número de variáveis aumenta da Etapa 1, planejamento, para a Etapa 2, operação, que deve ter maior grau de precisão, com discretização horária da demanda e dos despachos de potência no sistema ($nh = 24$). Desta forma, a toolbox do MatLab apresenta difícil convergência para o aumento no número de variáveis, justificando a utilização do software LINGO. Com isto, a decisão de planejamento da Etapa 1 é enviada do MatLab para o LINGO, a fim de execução da Etapa 2, através de uma interface de comunicação entre os dois ambientes de programação. Maiores detalhes sobre esta interface podem ser encontrados em [64].

4.3 Caso 1

O Caso 1 refere-se ao sistema de nove barras de [4], cuja topologia é ilustrada na figura 16. A capacidade da subestação é de 40 MVA e o nível de tensão nominal das linhas é 33 kV. Por se tratar de um sistema de pequeno porte, é adequado para a aplicação de forma detalhada da metodologia proposta neste trabalho.

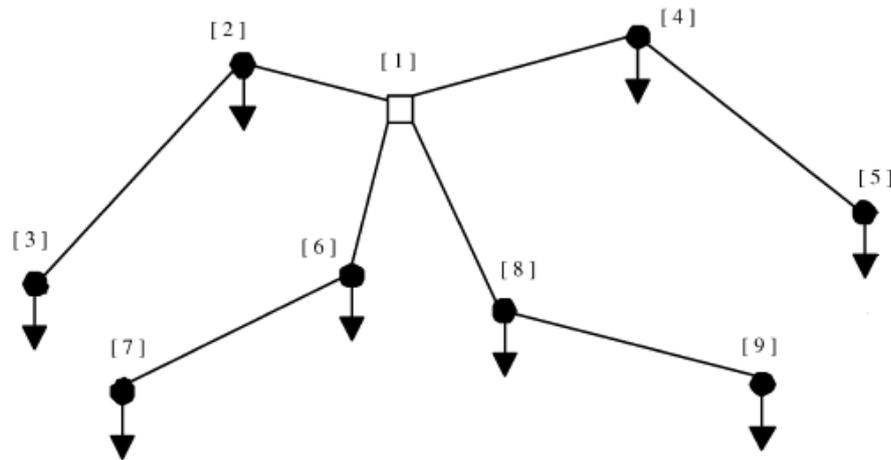


Figura 16 – Representação da rede de distribuição do Caso 1 [4].

Trabalhos como [4] e [65] também utilizam este sistema para validar técnicas de planejamento de inserção de geração distribuída e sistemas de armazenamento considerando horizontes de longo prazo. Tendo em vista os resultados obtidos no trabalho de planejamento de expansão de SDE apresentado em [4], geradores eólicos são inseridos nas barras de números '3', '5', '7', '8' e '9', cujo despacho de potência é calculado em função da velocidade de ventos conforme formulação do capítulo anterior.

A tarifa de energia é variável ao longo do dia, principalmente em locais onde a utilização de geração distribuída é incentivada por políticas públicas, conforme explicado por [12] e [5]. Sendo assim, os custos de energia a cada hora do dia e respectivos patamares, a fim de acomodação à estratégia de compactação de horas da etapa de planejamento, Etapa 1, são apresentados na figura 17.

Conforme o trabalho realizado por [4], considera-se ainda que neste sistema há apenas um tipo de consumidor. Os custos causados pelas interrupções de fornecimento de energia nas barras do sistema e o detalhamento dos tipos de consumidores correspondentes podem ser encontrados na seção 4.2 e no Apêndice A, respectivamente.

Como resultados do algoritmo proposto, tem-se a alocação dos sistemas de baterias entre as barras do SDE, bem como a definição dos tipos de baterias e seu respectivo dimensionamento quanto a capacidade de armazenamento e potência de despacho/absorção

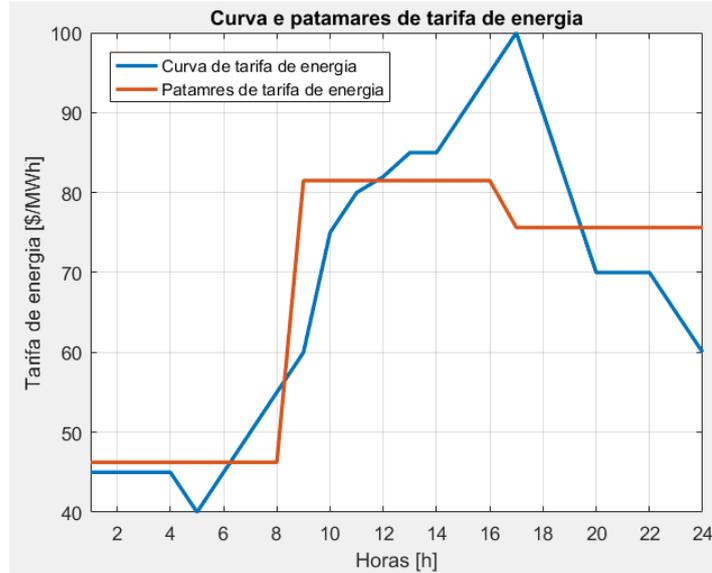


Figura 17 – Curva e patamares de tarifa de energia para o Caso 1.

de energia. Estas decisões de planejamento, Etapa 1, podem ser observadas de forma sumarizada na tabela 6.

Tabela 6 – Resultados da alocação e dimensionamento, Etapa 1, para o Caso 1.

| Número da barra | Capacidade de armazenamento (MWh) | Potência de despacho/absorção (MW) | Tipo de bateria |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------|
| 3 | 8,2783 | 2,7011 | Zinco/Bromo |
| 4 | 34,0526 | 11,0901 | Zinco/Bromo |
| 6 | 30,1470 | 9,8303 | Zinco/Bromo |
| 8 | 10,6038 | 3,4552 | Zinco/Bromo |
| 9 | 4,1472 | 1,3499 | Zinco/Bromo |

Na tabela anterior, pode-se observar que em todas as barras onde ocorre a decisão pela incorporação de sistemas de armazenamento, o algoritmo proposto decide pela utilização de baterias do tipo Zinco/Bromo. Conforme estudo apresentado no capítulo 2 e a referência [39], este tipo de tecnologia de baterias apresenta-se como a melhor opção para sistemas de armazenamento de energia elétrica à base de baterias. Em outros trabalhos encontrados na literatura, como [5] e [15], é afirmado que baterias de Zinco/Bromo mostram-se a única tecnologia viável para aplicações em SDE. Portanto, o resultado obtido corrobora o conhecimento adquirido a partir do estado da arte sobre tecnologias de armazenamento com baterias.

Para as decisões da tabela 6, os custos totais do SDE são apresentados na tabela 7, juntamente com os custos incorridos sem a alocação de baterias, sendo suas parcelas exibidas de forma detalhada na tabela 8. Pelas tabelas, verifica-se uma redução dos custos tanto de fornecimento de energia como de confiabilidade do sistema a partir do investimento em baterias, conforme esperado. Apesar da adição de parcelas de custo

referentes ao investimento e à operação de bancos de baterias, obtém-se de forma global, um custo de operação total do SDE menor.

Tabela 7 – Custos totais do SDE para o Caso 1.

| Caso | Custos totais do SDE (em milhões de \$) |
|--------------------------|--|
| Sem alocação de baterias | 202,618 |
| Com alocação de baterias | 192,772 |

Tabela 8 – Parcelas de custo para o Caso 1.

| Parcelas de custo (em milhões de \$) | CSE | CINEB | CINPB | COM | CINEBrep | CINPBrep | CONF |
|---|---------|---------|--------|--------|----------|----------|--------|
| Sem alocação de baterias | 199,705 | - | - | - | - | - | 2,9129 |
| Com alocação de baterias | 167,234 | 19,6263 | 4,9749 | 0,5686 | 0 | 0 | 0,3677 |

Com base nas decisões de investimento da tabela 6, executa-se a Etapa 2 do algoritmo proposto para otimizar, de forma precisa, a operação diária dos sistemas de baterias alocados e dimensionados na Etapa 1. Daí, como resultado do modelo de otimização da Etapa 2, obtém-se o comportamento dos sistemas de baterias, retratado pela evolução de seus estados de carga, durante um dia típico de operação, apresentado pela figura 18.

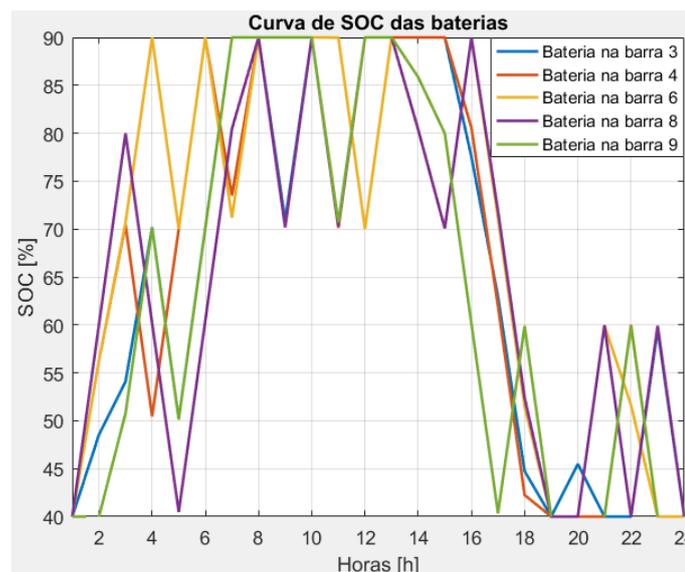


Figura 18 – Curva de SOC das baterias em um dia típico de operação para o Caso 1.

Percebe-se que as baterias iniciam o dia em seu limite mínimo de carga permitido (SOC_{min}), conforme equação 2.5 do modelo de otimização. Na primeiras horas do dia, estes dispositivos tendem a armazenar energia proveniente da rede, diante de menor tarifa

de energia e menor demanda por parte dos consumidores. Nas horas subsequentes, a demanda cresce juntamente com a tarifa de energia e, desta forma, os bancos de baterias tendem a se descarregar, fornecendo potência ao sistema, de modo que no final do dia, as baterias encontram-se descarregadas ($SOC = SOC_{min}$). Ou seja, o estado de carga das baterias no final de um dia é compatível com o estado inicial do dia subsequente, tornando possível a aplicação deste tipo de metodologia.

A curva de convergência do algoritmo é mostrada na figura 19.

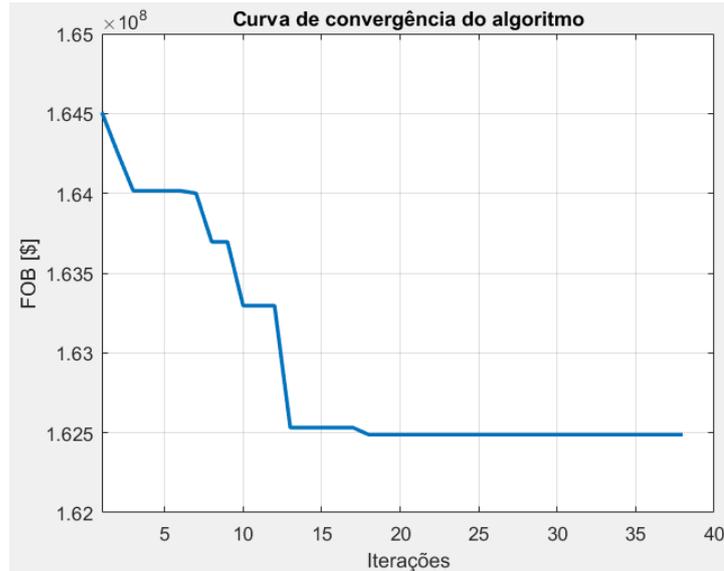


Figura 19 – Curva de convergência do algoritmo.

Percebe-se que o algoritmo converge, neste caso, pelo critério de parada por estagnação na melhor solução encontrada. Devido ao pequeno porte deste sistema e ao conseqüente número reduzido de combinações, espera-se que o algoritmo encontre a solução ótima de forma rápida, o que pode ser constatado por sua estagnação na 18ª iteração, não apresentando melhora da melhor solução durante as 20 iterações subsequentes, resultando em sua convergência na 38ª iteração.

Por fim, tem-se que o tempo computacional necessário para a resolução deste problema de dimensionamento foi de 5 horas e 40 minutos, sendo este factível dado que se trata de um problema de planejamento de longo prazo.

4.4 Caso 2

O segundo estudo de caso desta dissertação trata-se de um sistema de 21 barras, de [5], ilustrado na figura 20. A capacidade da subestação é de 10 MVA e o nível de tensão nominal é 13,4 kV.

Com base em [5], há geradores eólicos nas barras '5', '15', '18', '19', '20' e '21'. A evolução da tarifa de energia ao longo do dia, juntamente com sua segmentação em

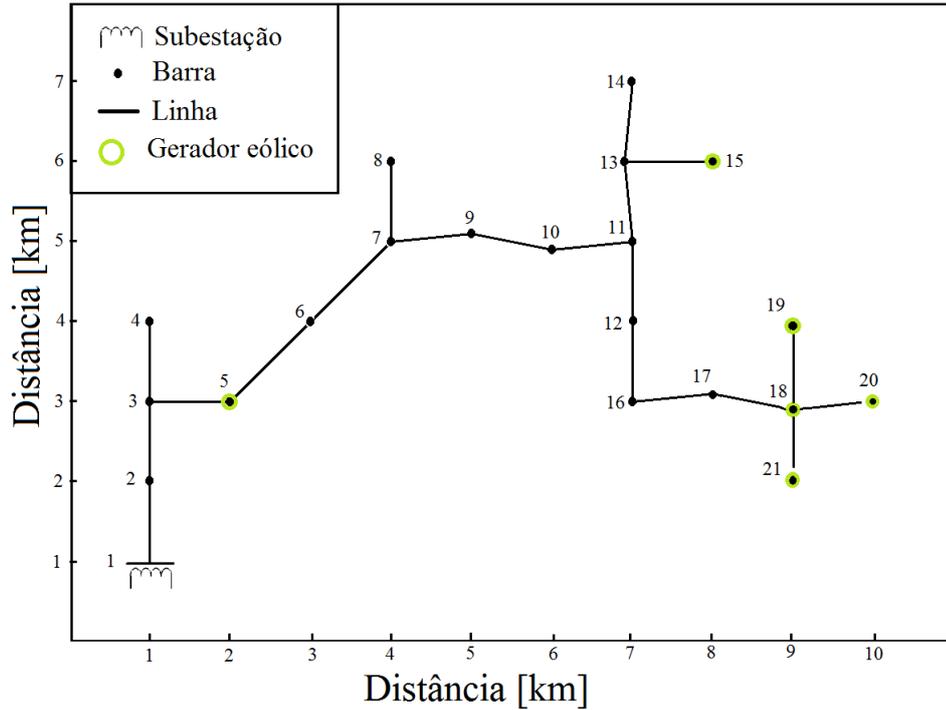


Figura 20 – Representação do SDE do Caso 2. Adaptado de [5].

patamares, pode ser observada na figura 21.

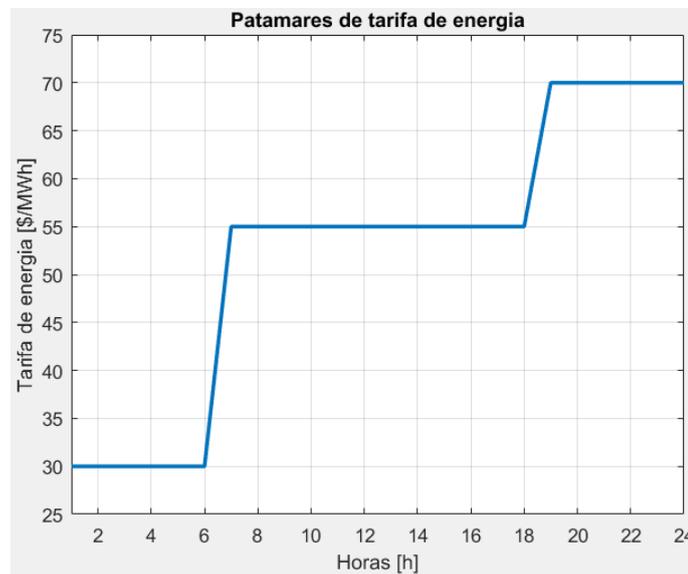


Figura 21 – Curva e patamares de tarifa de energia para o Caso 2.

Por fim, considera-se ainda que neste sistema tem-se apenas consumidores dos tipos residenciais e comerciais conectados às barras do SDE [5]. Esta relação entre consumidores e barras, bem como os custos de interrupção podem ser observados detalhadamente no Apêndice A e na seção 4.2, respectivamente.

Neste estudo de caso, a fim de avaliar a efetividade do índice de sensibilidade

proposto para determinar as barras candidatas à alocação de sistemas de baterias, duas análises são realizadas. A primeira considera todas as barras do SDE como candidatas, enquanto que a segunda inclui no conjunto de candidatas apenas metade do total de barras, conforme indicadas pelo índice de sensibilidade proposto na equação 3.36.

4.4.1 Análise 1 - Sem utilização do índice de sensibilidade

Os resultados desta análise, incluindo todas as barras da rede elétrica como candidatas à alocação de sistemas de baterias, são apresentados na tabela 9.

Tabela 9 – Resultados de alocação e dimensionamento do Caso 2, Análise 1.

| Número da barra | Capacidade de armazenamento (MWh) | Potência de despacho/absorção (MW) | Tipo de bateria |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------|
| 5 | 12,4318 | 4,1681 | Zinco/Bromo |
| 8 | 0,3249 | 0,1113 | Zinco/Bromo |
| 17 | 1,5796 | 0,5485 | Zinco/Bromo |
| 20 | 0,3100 | 0,1068 | Zinco/Bromo |

Analogamente ao apresentado no estudo de Caso 1, o algoritmo proposto determina a alocação das baterias de Zinco/Bromo em todas às barras onde ocorre a decisão por alocação de bancos de baterias. Os custos totais das decisões da tabela anterior são apresentados na tabela 10 e suas parcelas detalhadas na tabela 11.

Tabela 10 – Custos totais para o Caso 2, Análise 1.

| Caso | Custos totais do SDE (em milhões de \$) |
|--------------------------|---|
| Sem alocação de baterias | 88,368 |
| Com alocação de baterias | 87,955 |

Tabela 11 – Parcelas de custo para o Caso 2, Análise 1.

| Parcelas de custo (em milhões de \$) | CSE | CINEB | CINPB | COM | CINEBrep | CINPBrep | CONF |
|--------------------------------------|--------|-------|-------|-------|----------|----------|-------|
| Sem alocação de baterias | 79,634 | - | - | - | - | - | 8,732 |
| Com alocação de baterias | 78,930 | 3,295 | 0,864 | 0,099 | 0 | 0 | 4,768 |

De forma similar ao Caso 1, o custo total de investimento e operação diminui ao se adotar as decisões de alocação e dimensionamento nos bancos de baterias, tendo em vista o horizonte de planejamento de longo prazo. Sendo assim, as baterias contribuem para uma redução significativa de perdas técnicas no sistema, resultando em menores custos operativos. Ademais, implicam em redução dos custos de interrupções de fornecimento

inerentes à confiabilidade do sistema, sendo este outro fator contribuinte para a viabilidade de implementação destes sistemas de armazenamento.

Na Etapa 2, a operação diária das baterias é otimizada, conforme comportamentos ilustrados na figura 22.

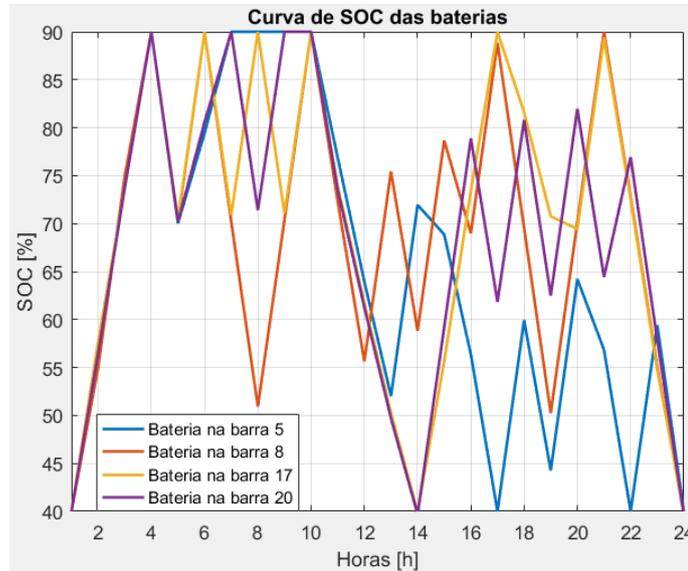


Figura 22 – Curvas de SOC em um dia típico de operação para o Caso 2, Análise 1.

Similarmente ao obtido no Caso 1, as baterias iniciam sua operação diária descarregadas ou mais especificamente, com 40% de sua capacidade máxima, limite mínimo estabelecido no presente trabalho. Durante as primeiras horas do dia, de menor demanda e tarifa, estas armazenam energia, acumulando, neste caso, carga máxima, ou seja, 90% de sua capacidade conforme estabelecido nesta dissertação. Posteriormente, descarregam nos horários de maior demanda e incidência tarifária.

A curva de convergência do algoritmo SIA é mostrada na figura 23.

Observando a curva de convergência do SIA, percebe-se que o algoritmo converge pelo critério de estagnação, que ocorre da 22^a iteração até a 42^a iteração. O tempo computacional nesta análise foi de 9 horas e 11 minutos.

4.4.2 Análise 2 - Com utilização do índice de sensibilidade

Nesta análise, há uma redução do número de barras candidatas em relação à Análise 1 para a metade do número total de barras da rede elétrica. O grupo seletivo de candidatas é indicado pelo índice de sensibilidade proposto na presente dissertação e a lista de prioritárias de acordo com este índice é apresentada no Apêndice B. Neste caso, portanto, as dez primeiras barras da lista de prioridade são incluídas entre as candidatas, ficando as demais impossibilitadas de receber sistemas de baterias.

As decisões de alocação e capacidade desta análise são apresentadas na tabela 12.

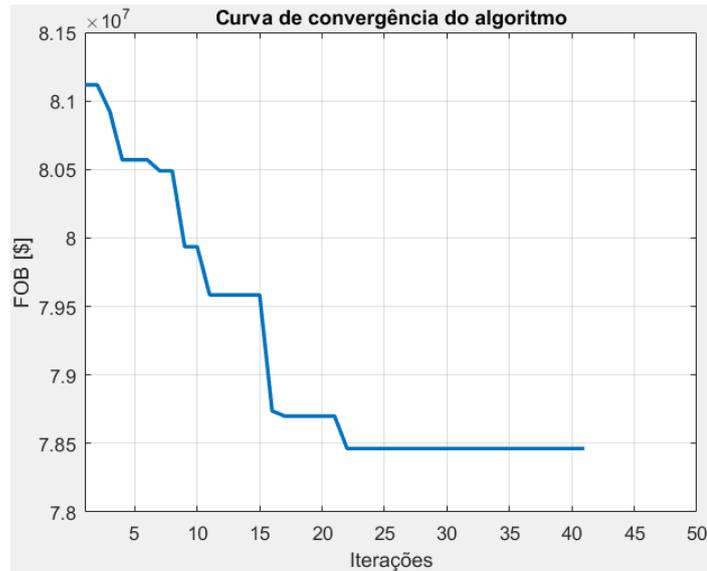


Figura 23 – Curva de convergência do algoritmo para o Caso 2, Análise 1.

Tabela 12 – Resultados de alocação e dimensionamento do Caso 2, Análise 2.

| Número da barra | Capacidade de armazenamento (MWh) | Potência de despacho/absorção (MW) | Tipo de bateria |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------|
| 5 | 9.4243 | 3.1701 | Zinco/Bromo |
| 10 | 1.9506 | 0.6331 | Zinco/Bromo |
| 11 | 1.3470 | 0.4404 | Zinco/Bromo |
| 12 | 0.3466 | 0.1901 | Zinco/Bromo |
| 15 | 1.5910 | 0.5209 | Zinco/Bromo |

Os custos totais do SDE, bem como o detalhamento de cada parcela de custo da função objetivo, são apresentados na tabela 13. Desta tabela, pode-se ainda fazer uma análise comparativa com os custos totais e parciais quando se utiliza a alocação resultante do método apresentado em [5].

Tabela 13 – Custos do Caso 2, Análise 2.

| Parcelas de custo (em milhões de \$) | CSE | CINEB | CINPB | COM | CINEBrep | CINPBrep | CONF | TOTAL |
|---|--------|-------|-------|-------|----------|----------|-------|---------------|
| Alocação usando índice de sensibilidade | 72,536 | 3,298 | 0,867 | 0,099 | 0 | 0 | 6,549 | 83,349 |
| Alocação de [5] | 75,738 | 2,099 | 0,570 | 0,065 | 0 | 0 | 6,549 | 85,020 |

Verifica-se que, com a utilização do índice de sensibilidade proposto, obtém-se um menor custo total de investimento e operação, ou seja, uma solução de melhor qualidade, em comparação com a análise que não se baseia no referido índice e em comparação com a solução encontrada na literatura, comprovando sua eficácia para uma cobertura mais eficiente do espaço de busca, conforme esperado.

A operação dos bancos de baterias dados pela decisão desta análise em um dia típico do horizonte de planejamento pode ser observada na figura 24.

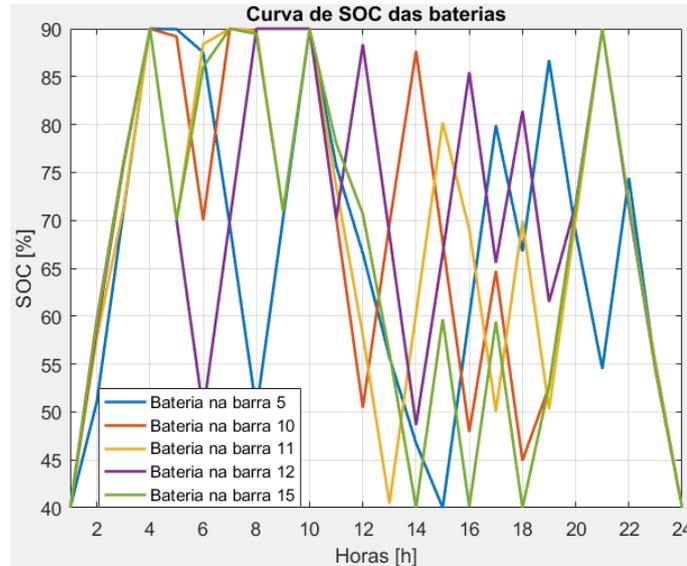


Figura 24 – Curvas de SOC em um dia típico para o Caso 2, Análise 2.

O tempo computacional requerido nesta análise foi de 6 horas e 4 minutos, ou seja, inferior em relação à Análise 1, em decorrência de maior eficiência na exploração do espaço de busca através da utilização do índice de sensibilidade proposto. Destaca-se que a utilização do índice proposto diminuiu consideravelmente o espaço de soluções. No caso apresentado, por exemplo, esta proposta possibilitou encontrar uma solução melhor e de forma mais rápida em comparação ao caso em que se utiliza todas as barras como candidatas.

Por se tratar de um problema com possibilidade de explosão combinatória de opções, espera-se que a utilização do índice seja ainda mais efetiva para sistemas de maior porte. Neste exemplo, considerando a alocação e definição de tipos de baterias (variáveis discretas do modelo de otimização), tem-se aproximadamente 5.887,0 milhões de soluções com todas as barras do sistema candidatas. Por outro lado, utilizando apenas as dez melhores barras indicadas pelo índice como candidatas, tem-se uma redução do número de possibilidades para 97 milhões, ou seja, uma redução de 98,3% do espaço de busca, o que aumenta consideravelmente a eficiência do algoritmo de otimização e eventualmente permite encontrar solução de melhor qualidade, como ocorrido nesta análise.

4.5 Caso 3

Neste terceiro estudo de caso, considera-se o sistema de 22 barras de [9], sendo uma subestação e 21 barras de carga (A1 a A21). A tensão nominal é de 20 kV e os demais dados podem ser encontrados em [9]. Em conformidade com as análises de [6], apenas os dados de um dos alimentadores deste sistema são usados neste estudo.

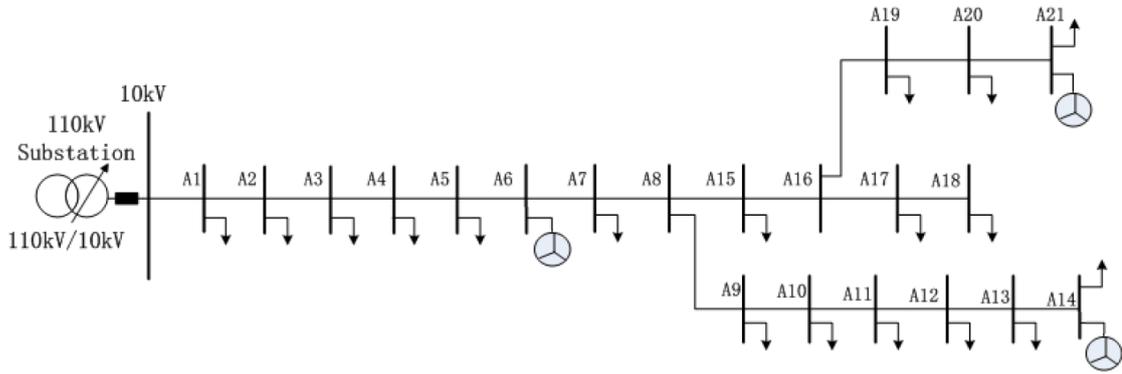


Figura 25 – Representação do SDE do Caso 3. Adaptado de [6].

No sistema proposto por [6], há geração distribuída eólica e/ou fotovoltaica nas barras A6, A14 e A21. Pela natureza do problema de otimização apresentado, ambos têm comportamento similar, injetando potência ao sistema conforme sua curva de operação diária e, sendo assim, por motivos de simplificação, apenas geradores eólicos são considerados na presente dissertação.

As tarifas de energia ao longo do dia são adaptadas do Caso 2 e ilustradas na figura 21.

Este estudo considera unidades consumidoras dos tipos residenciais e comerciais alimentadas pelas barras do SDE. Os custos de interrupção de energia e a relação entre tipos de unidades consumidoras e barras (adaptada do Caso 2) podem ser encontrados na seção 4.2 e no Apêndice A, respectivamente.

4.5.1 Análise 1 - Sem utilização do índice de sensibilidade

A tabela 14 apresenta as decisões para esta análise em termos de alocação, dimensionamento e tipo de baterias no SDE em estudo.

Tabela 14 – Resultados de alocação e dimensionamento do Caso 3, Análise 1.

| Número da barra | Capacidade de armazenamento (MWh) | Potência de despacho/absorção (MW) | Tipo de bateria |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------|
| A1 | 41,0697 | 14,7420 | Zinco/Bromo |
| A3 | 2,7277 | 0,9770 | Zinco/Bromo |
| A10 | 3,7464 | 1,3655 | Zinco/Bromo |
| A14 | 2,1661 | 0,7947 | Zinco/Bromo |
| A15 | 5,0720 | 1,8455 | Zinco/Bromo |

Os custos totais do SDE são apresentados na tabela 15 e suas parcelas na tabela 16.

Ao se observar as tabelas de custos, pode-se verificar que o custo total diminui com o investimento em bancos de baterias, devido à consequente redução do custos de energia

Tabela 15 – Custos totais do SDE para o Caso 3.

| Caso | Custos totais do SDE (em milhões de \$) |
|--------------------------|--|
| Sem alocação de baterias | 225,706 |
| Com alocação de baterias | 199,042 |

Tabela 16 – Parcelas de custo do SDE do Caso 3.

| Parcelas de custo (em milhões de \$) | CSE | CINEB | CINPB | COM | CINEBrep | CINPBrep | CONF |
|---|---------|--------|-------|-------|----------|----------|--------|
| Sem alocação de baterias | 171,651 | - | - | - | - | - | 54,055 |
| Com alocação de baterias | 147,925 | 12,325 | 3,452 | 0,394 | 0 | 0 | 34,946 |

da rede, perdas e confiabilidade do sistema. Observa-se também que a solução encontrada é melhor do que a solução calculada à partir da alocação apresentada na literatura.

A operação das baterias em um dia típico é apresentada na figura 26 para este caso. Comportamento similar ao descrito para os casos anteriores pode ser observado também para o caso corrente.

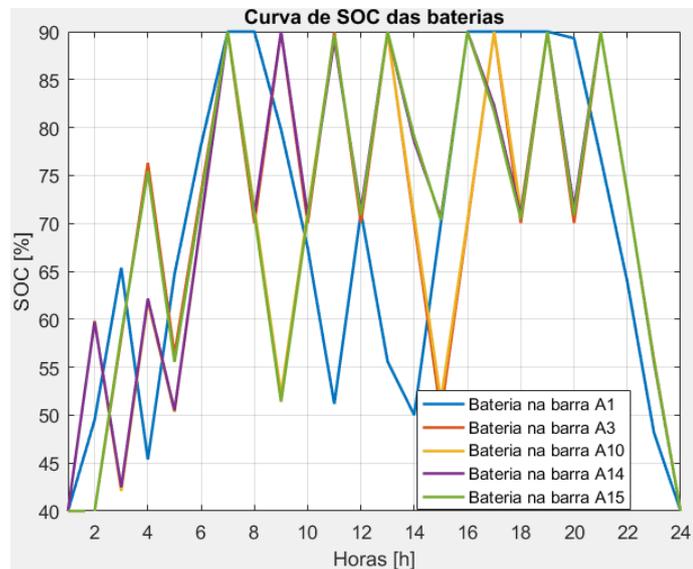


Figura 26 – SOC das baterias em um dia típico para o Caso 3.

O tempo computacional requerido foi de 7 horas e 44 minutos e o algoritmo converge na 59ª iteração.

4.5.2 Análise 2 - Com utilização do índice de sensibilidade

Analogamente ao apresentado no estudo de caso 3, utiliza-se nesta análise metade do número total de barras da rede elétrica. Sendo assim, para este sistema, apenas as 11

melhores barras são candidatas para que ocorra a alocação de baterias, conforme tabela apresentada no Apêndice B.

As decisões de alocação e capacidade desta análise são apresentadas na tabela 17.

Tabela 17 – Resultados de alocação e dimensionamento do Caso 3, Análise 2.

| Número da barra | Capacidade de armazenamento (MWh) | Potência de despacho/absorção (MW) | Tipo de bateria |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------|
| A1 | 24.6261 | 8.7800 | Zinco/Bromo |
| A2 | 12.9818 | 4.6006 | Zinco/Bromo |
| A3 | 10.7924 | 3.7992 | Zinco/Bromo |
| A15 | 4.2725 | 1.6134 | Zinco/Bromo |
| A18 | 3.5661 | 1.4933 | Zinco/Bromo |

Os custos totais do SDE e suas respectivas parcelas são apresentadas na tabela 18. Observa-se também um comparativo com os custos totais e parciais da solução proposta em [6].

Tabela 18 – Custos do Caso 3, Análise 2.

| Parcelas de custo (em milhões de \$) | CSE | CINEB | CINPB | COM | CINEBrep | CINPBrep | CONF | TOTAL |
|---|---------|--------|-------|-------|----------|----------|--------|----------------|
| Alocação usando índice de sensibilidade | 147,003 | 12,654 | 3,550 | 0,406 | 0 | 0 | 33,683 | 197,296 |
| Alocação de [6] | 157,291 | 12,901 | 3,571 | 0,408 | 0 | 0 | 45,172 | 219,343 |

Analogamente ao apresentado no estudo de caso 2, a utilização dos índices de sensibilidade colaboram para a obtenção de um menor custo total de investimento e operação do SDE, em comparação com a análise sem a utilização deste índice e o cálculo de custo utilizando a alocação encontrada na literatura.

A operação dos bancos de baterias dados pela decisão desta análise em um dia típico do horizonte de planejamento pode ser observada na figura 27.

O tempo computacional requerido nesta análise foi de 7 horas e 37 minutos e o algoritmo alcança a convergência na 62^a iteração, sendo estes valores similares aos da análise 1. Entretanto, neste caso, encontrou-se uma solução de melhor qualidade em relação à solução apresentada sem a utilização dos índices de sensibilidade, em decorrência de maior eficiência na exploração do espaço de busca. Destaca-se que a utilização do índice proposto diminui consideravelmente o espaço de soluções, onde, neste caso, diminui cerca de 97,7% o espaço de busca em relação a utilização de todas as barras como barras candidatas a alocação de baterias.

Na figura apresentada em 28, tem-se as curvas de convergência do algoritmo com e sem a utilização dos índices de sensibilidade previamente apresentados. Ressalta-se que,

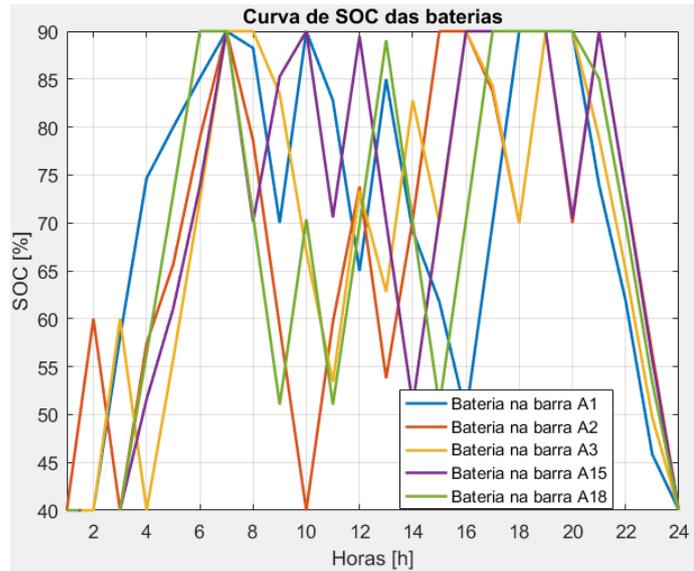


Figura 27 – Curvas de SOC em um dia típico para o Caso 3, Análise 2.

apesar do número de iterações e tempo computacional próximos, a abordagem utilizando índices, e consequentemente reduzindo de forma eficiente o espaço de busca, apresenta uma solução final de melhor qualidade. Além disso, devido a aleatoriedade do processo de busca de soluções do algoritmo proposto, a curva com a utilização de índices de sensibilidade apresenta resultados piores durante algumas iterações.

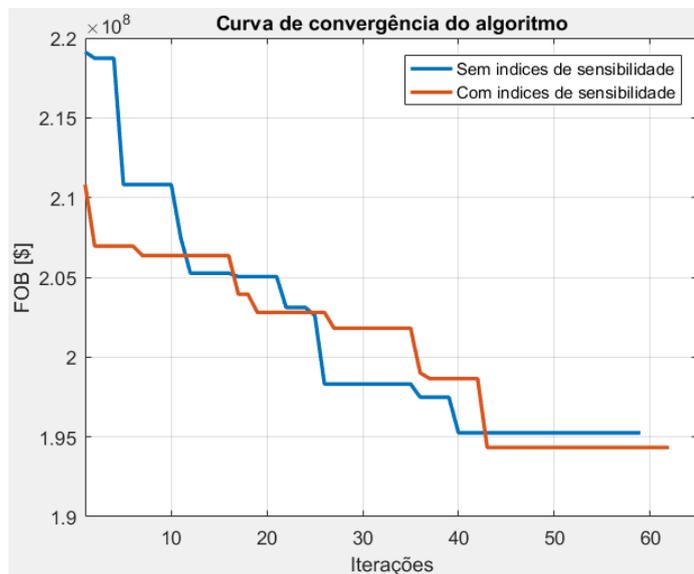


Figura 28 – Curvas de convergência do algoritmo para o Caso 3.

4.6 Caso 4

O quarto estudo de caso consiste em um sistema com 17 barras, de [7], envolvendo uma subestação e 16 barras de carga (Lp1 a Lp16) na topologia ilustrada na figura 29.

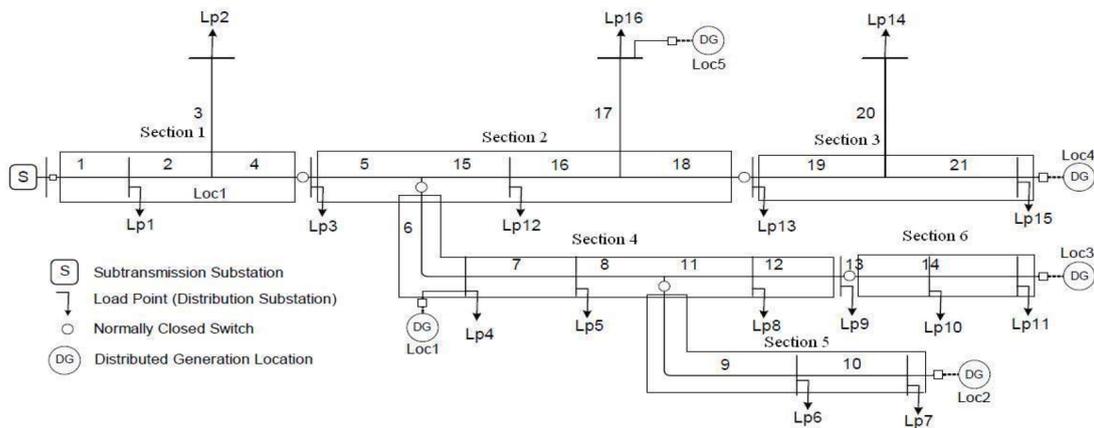


Figura 29 – Representação do SDE do Caso 4. Adaptado de [7].

Conforme [7], há cinco geradores eólicos conectados às barras de carga Lp4, Lp7, Lp11, Lp15 e Lp16. O comportamento da tarifa de energia ao longo do dia é adaptado do Caso 2 e podem ser observado na figura 21. Neste estudo, tem-se dois tipos de consumidores, residenciais e comerciais, conectados às barras do SDE. O detalhamento do tipo de consumidor por barra é apresentado de forma detalhada no Apêndice A.

4.6.1 Análise 1 - Sem utilização do índice de sensibilidade

Os resultados para esta análise em termos de alocação, dimensionamento e tipo de baterias no SDE são apresentados na tabela 19.

Tabela 19 – Resultados de alocação e dimensionamento do Caso 4, Análise 1.

| Número da barra | Capacidade de armazenamento (MWh) | Potência de despacho/absorção (MW) | Tipo de bateria |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------|
| Lp1 | 4,5599 | 1,6441 | Zinco/Bromo |
| Lp5 | 1,0685 | 0,3845 | Zinco/Bromo |
| Lp6 | 0,6726 | 0,2418 | Zinco/Bromo |
| Lp10 | 0,2001 | 0,0719 | Zinco/Bromo |
| Lp15 | 1,0633 | 0,3822 | Zinco/Bromo |

Os custos totais e respectivas parcelas para este estudo são apresentados nas tabelas 20 e 21, respectivamente.

Tabela 20 – Custos totais do SDE para o Caso 4.

| Caso | Custos totais do SDE (em milhões de \$) |
|--------------------------|---|
| Sem alocação de baterias | 24,090 |
| Com alocação de baterias | 19,233 |

Tabela 21 – Parcelas de custo do SDE do Caso 4.

| Parcelas de custo (em milhões de \$) | CSE | CINEB | CINPB | COM | CINEBrep | CINPBrep | CONF |
|--------------------------------------|--------|-------|-------|-------|----------|----------|-------|
| Sem alocação de baterias | 17,703 | - | - | - | - | - | 6,386 |
| Com alocação de baterias | 14,756 | 1,702 | 0,477 | 0,054 | 0 | 0 | 2,244 |

Corroborando os casos anteriores, a decisão pelas baterias implica em redução do custo total do SDE em decorrência da atenuação das perdas técnicas da rede e do armazenamento de energia em horários mais econômicos para sua posterior utilização em horários de maior incidência tarifária, além da redução dos custos relativos à confiabilidade do SDE. Observa-se também que a solução encontrada apresenta melhoria em relação a solução calculada à partir da alocação apresentada na literatura.

A curva de operação apresentada pelas baterias em um dia típico é apresentada na figura 30. Conforme observado, as baterias também se carregam no começo do dia e se descarregam ao final do dia de operação. Entretanto, devido à alta demanda energética nas horas próximas ao meio dia, neste caso, as baterias oscilam entre períodos de carregamento e descarregamento, a fim de se atender esta carga com o menor custo possível.

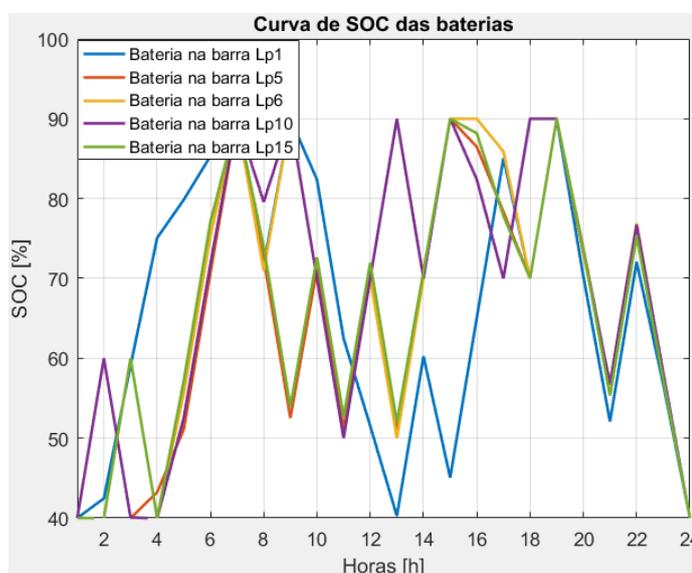


Figura 30 – SOC das baterias em um dia típico para o Caso 4.

Nesta análise, o tempo para convergência do algoritmo foi de 13 horas e 21 minutos.

4.6.2 Análise 2 - Com utilização do índice de sensibilidade

Conforme os outros estudos de caso apresentados, utiliza-se a técnica de redução do número de barras candidatas pela metade. Dessa maneira, para este sistema, tem-se 8 barras candidatas a alocação de bancos de baterias, conforme detalhamento mostrado no Apêndice B.

As decisões de alocação e capacidade desta análise são apresentadas na tabela 22.

Tabela 22 – Resultados de alocação e dimensionamento do Caso 4, Análise 2.

| Número da barra | Capacidade de armazenamento (MWh) | Potência de despacho/absorção (MW) | Tipo de bateria |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------|
| Lp1 | 4.6402 | 1.6726 | Zinco/Bromo |
| Lp5 | 0.5437 | 0.1958 | Zinco/Bromo |
| Lp7 | 0.3141 | 0.1133 | Zinco/Bromo |
| Lp10 | 0.8162 | 0.2941 | Zinco/Bromo |
| Lp15 | 0.7732 | 0.2786 | Zinco/Bromo |

Os custos totais do SDE e as parcelas de custo podem ser observadas na tabela 23, juntamente com os custos totais e parciais quando se utiliza a alocação proposta em [7].

Tabela 23 – Custos do Caso 4, Análise 2.

| Parcelas de custo (em milhões de \$) | CSE | CINEB | CINPB | COM | CINEBrep | CINPBrep | CONF | TOTAL |
|---|--------|-------|-------|-------|----------|----------|-------|---------------|
| Alocação usando índice de sensibilidade | 14,937 | 1,595 | 0,447 | 0,051 | 0 | 0 | 2,088 | 19,117 |
| Alocação de [7] | 15,305 | 1,272 | 0,356 | 0,041 | 0 | 0 | 6,314 | 23,289 |

De forma semelhante ao apresentado nos estudos de caso anteriores, a utilização dos índices de sensibilidade colaboram para a obtenção de um menor custo total de investimento e operação do SDE, em comparação com a análise sem a utilização deste índice e o cálculo de custo utilizando a alocação encontrada na literatura.

A curva de operação das baterias dadas pela decisão desta análise em um dia típico do horizonte de planejamento é mostrada na figura 31, apresentando comportamento semelhante ao apresentado na análise 1 deste estudo de caso.

O tempo necessário para a convergência do algoritmo nesta análise foi de 6 horas e 7 minutos, ou seja, um tempo bastante inferior ao apresentado pela análise 1. Este fato é esperado, devido a redução do espaço de soluções em aproximadamente 98,6% à partir dos índices de sensibilidade utilizados.

Na figura apresentada em 32, são mostradas as curvas de convergência do algoritmo para os casos com e sem utilização dos índices de sensibilidade.

Ressalta-se a eficiência na redução do espaço de busca pela metodologia proposta, tendo em vista a obtenção de uma solução de melhor qualidade aliada a um tempo computacional e número de iterações significativamente inferiores.

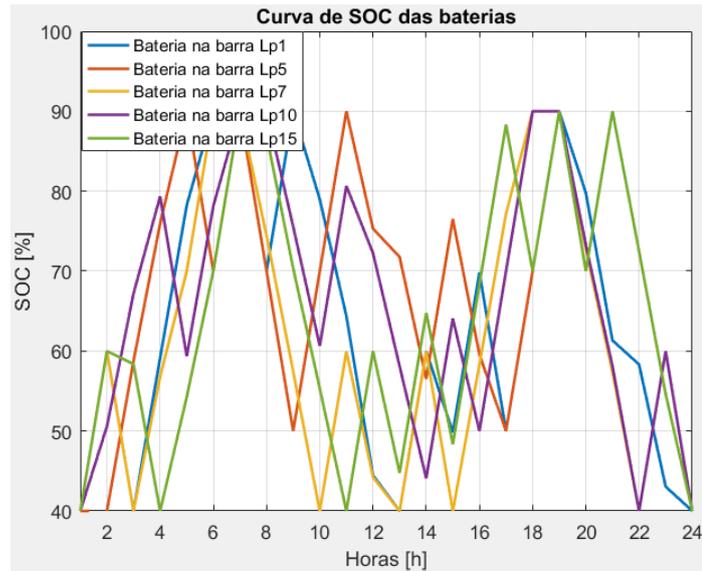


Figura 31 – Curvas de SOC em um dia típico para o Caso 4, Análise 2.

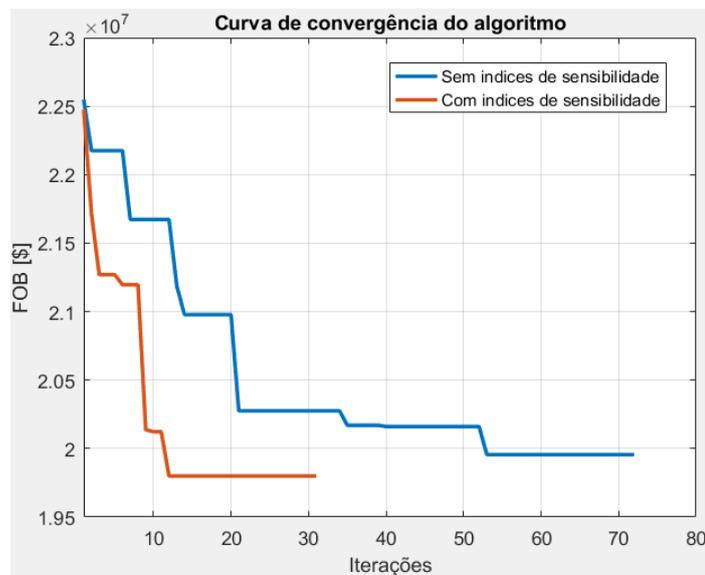


Figura 32 – Curvas de convergência do algoritmo para o Caso 4.

4.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou quatro estudos de casos envolvendo diferentes sistemas de distribuição da literatura, a fim de avaliar a metodologia de planejamento de sistemas de armazenamento a baterias proposta na presente dissertação. As decisões da metodologia proposta incluem localização, dimensionamento e tipo de baterias na rede elétrica, com a presença de fontes de geração distribuída renovável baseada em energia eólica. O objetivo é a redução do custo total de investimento e operação para um horizonte de planejamento de longo prazo. Por se tratar de uma técnica de otimização meta-heurística, a obtenção da melhor solução possível não é garantida. Entretanto, para todos os casos de

estudo, encontrou-se uma solução viável, que implica na redução pretendida do custo total do sistema através do investimento em bancos de baterias. Observou-se uma pequena diferença entre as funções objetivo encontradas nas Etapas 1 (curvas de convergência) e 2 (tabelas de custos totais do SDE). Isto ocorre devido ao acoplamento de horas realizado na Etapa 1. Ressalta-se que o objetivo da Etapa 1 é encontrar a alocação, definição de tipo e dimensionamento ótimo para os bancos de baterias, e a partir de então, os custos do SDE são determinados pela função objetivo da Etapa 2. Em todos os estudos de caso apresentados, o algoritmo decidiu pela utilização apenas de baterias do tipo Zinco/Bromo, apresentando coerência com diversas afirmações encontradas na literatura, afirmando que este tipo de bateria é a melhor opção para aplicações em SDE. Os tempos computacionais de algumas horas podem ser considerados elevados para muitas aplicações, porém, são aceitáveis em se tratando de um problema de planejamento de longo prazo. Estes tempos podem ser reduzidos através da Etapa 1, de planejamento, em ambiente de simulação mais eficiente, como no software LINGO. A técnica de se utilizar índices de sensibilidade mostra-se de grande aplicabilidade neste tipo de problema, visto a eficiência na redução do espaço de soluções, tendo como consequência a obtenção de soluções de melhor qualidade e de forma mais rápida.

5 CONCLUSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação apresentou uma proposta de alocação ótima de sistemas de baterias em redes de distribuição de energia elétrica, bem como a definição do tipo de tecnologia de bateria a ser utilizada em cada barra e seu respectivo dimensionamento quanto a capacidade de armazenamento e potência de despacho/absorção. O objetivo foi a minimização dos custos totais de operação do SDE, o qual pode ser dividido em três parcelas: custos de energia da rede; custos de investimento e operação de bancos de baterias; e custos de confiabilidade da rede. Por meio das decisões de investimento em bancos de baterias nos sistemas da literatura testados, obteve-se uma redução dos custos de energia e dos custos de interrupção inerentes à confiabilidade de fornecimento, um dos quesitos de qualidade de energia de sistemas de distribuição. Estas reduções implicaram em diminuição do custo total de investimento e operação considerando um horizonte de planejamento de longo prazo.

Por meio da revisão bibliográfica realizada, percebeu-se a diversidade de tecnologias de baterias existentes no mercado e em estudo na literatura. Cada tipo de bateria apresenta certas particularidades como custo inicial de investimento, custo de operação, relação entre estimativa de tempo de vida e profundidade de descarga permitida durante a operação (*DOD*), tendências de redução de preços devido a avanços tecnológicos recentes, como a produção de carros elétricos, entre outros. Sendo assim, a especificação de características intrínsecas a cada tipo de tecnologia de bateria em questão apresenta importante contribuição do presente trabalho para o problema de planejamento de armazenamento na distribuição, permitindo uma avaliação mais próxima da realidade do ponto de vista técnico.

Durante os estudos realizados neste trabalho, constatou-se a importância da modelagem da operação de bancos de baterias juntamente com a rede de distribuição. Para tanto, o modelo matemático que descreve o comportamento dos sistemas de armazenamento foi acoplado ao modelo de fluxo de potência ótimo para a rede de distribuição, passando a incluir as restrições operativas da rede elétrica e das baterias de forma acoplada, o que tende a gerar melhores resultados. O algoritmo proposto inclui duas etapas, uma de planejamento com representação menos detalhada da operação considerando-se o horizonte de longo prazo, seguida de outra etapa de operação, com maior grau de detalhamento para otimizar a operação com base horária em um dia típico do horizonte considerado.

Para a tomada de decisões quanto a localização e tipo de baterias, propôs-se a meta-heurística denominada Sistemas Imunológicos Artificiais, visando aliar qualidade das soluções com esforços computacionais. Esta metodologia permitiu encontrar soluções para o problema de planejamento de armazenamento em questão com tempos permissíveis para

um problema de planejamento de longo prazo, porém, sem garantia da otimalidade global, como toda meta-heurística. No entanto, os tempos obtidos na etapa de planejamento ainda podem se considerar elevados, o que em parte se deve ao ambiente de programação utilizado nesta etapa, que apresenta dificuldade de convergência para problemas de otimização com muitas variáveis, como o problema em questão. A aplicação da meta-heurística tende a ser mais vantajosa em comparação com métodos de busca exaustiva para redes elétricas de maior porte.

A utilização de técnicas de redução do espaço de busca, baseadas em índice de sensibilidade, foi investigada, com a proposição de um índice baseado em multiplicadores de Lagrange obtidos do modelo de fluxo de potência ótimo. Os estudos de caso mostram que esta utilização resulta em redução de esforço computacional e maior eficiência na investigação do espaço de soluções, colaborando para a obtenção de soluções de melhor qualidade.

Tendo em vista os resultados obtidos, verifica-se que a metodologia proposta nesta dissertação é aplicável ao problema de planejamento de sistemas de armazenamento, com potencialidade de melhorias para sua utilização em sistemas de maior porte.

5.2 PROPOSTAS DE DESENVOLVIMENTO FUTURAS

A partir dos resultados obtidos nesta dissertação, e da linha de pesquisa em que este se encontra, são elencados a seguir alguns pontos promissores para pesquisas futuras:

- Avaliação de outras técnicas meta-heurísticas para a resolução de problema proposto;
- Possibilidade de inserção de geração distribuída e seu respectivo dimensionamento como variáveis de otimização;
- Análise de redução de emissões de dióxido de carbono devido a melhor utilização das fontes alternativas de energia aliadas à redução da geração à base de fontes não renováveis de energia; e
- Maior detalhamento no cálculo da confiabilidade da rede, levando em consideração a possibilidade de atendimento de consumidores em barras próximas às terminais de bancos de baterias.

REFERÊNCIAS

- [1] H. Khan and M. A. Choudhry, "Implementation of distributed generation (idg) algorithm for performance enhancement of distribution feeder under extreme load growth," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 9, pp. 985–997, 2010.
- [2] C. Venu, Y. Riffonneau, S. Bacha, and Y. Baghzouz, "Battery storage system sizing in distribution feeders with distributed photovoltaic systems," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pp. 1–5, IEEE, 2009.
- [3] M. C. Greenleaf, *Physical based modeling and simulation of LiFePO₄ secondary batteries*. PhD thesis, Florida State University, 2010.
- [4] H. Falaghi, C. Singh, M. R. Haghifam, and M. Ramezani, "Dg integrated multistage distribution system expansion planning," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 8, pp. 1489–1497, 2011.
- [5] M. Sedghi, A. Ahmadian, and M. Aliakbar-Golkar, "Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 304–316, 2016.
- [6] Z. Qing, Y. Nanhua, Z. Xiaoping, Y. You, and D. Liu, "Optimal siting & sizing of battery energy storage system in active distribution network," in *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2013 4th IEEE/PES*, pp. 1–5, IEEE, 2013.
- [7] E. Naderi, I. Kiaei, and M. R. Haghifam, "Nas technology allocation for improving reliability of dg-enhanced distribution networks," in *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference on*, pp. 148–153, IEEE, 2010.
- [8] L. Yang and Z. Guo, "Comprehensive optimization for energy loss reduction in distribution networks," in *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pp. 1–8, IEEE, 2008.
- [9] F. Bignucolo, R. Caldon, and V. Prandoni, "Radial mv networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 4, pp. 634–645, 2008.
- [10] S. W. Alnaser and L. F. Ochoa, "Hybrid controller of energy storage and renewable dg for congestion management," in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–8, IEEE, 2012.
- [11] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, "Optimal allocation of ess in distribution systems with a high penetration of wind energy," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822, 2010.
- [12] J. von Appen, J. H. Braslavsky, J. K. Ward, and M. Braun, "Sizing and grid impact of pv battery systems-a comparative analysis for australia and germany," in *Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), 2015 International Symposium on*, pp. 612–619, IEEE, 2015.

- [13] G. Carpinelli, G. Celli, S. Mocci, F. Mottola, F. Pilo, and D. Proto, “Optimal integration of distributed energy storage devices in smart grids,” *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 4, no. 2, pp. 985–995, 2013.
- [14] Y. Yang, H. Li, A. Aichhorn, J. Zheng, and M. Greenleaf, “Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 982–991, 2014.
- [15] A. Gabash and P. Li, “Flexible optimal operation of battery storage systems for energy supply networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2788–2797, 2013.
- [16] S. W. Alnaser and L. F. Ochoa, “Optimal sizing and control of energy storage in wind power-rich distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2004–2013, 2016.
- [17] T. Kerdphol, K. Fuji, Y. Mitani, M. Watanabe, and Y. Qudaih, “Optimization of a battery energy storage system using particle swarm optimization for stand-alone microgrids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 81, pp. 32–39, 2016.
- [18] L. K. Gan, J. K. H. Shek, and M. A. Mueller, “Hybrid wind–photovoltaic–diesel–battery system sizing tool development using empirical approach, life-cycle cost and performance analysis: A case study in scotland,” *Energy Conversion and Management*, vol. 106, pp. 479–494, 2015.
- [19] S. R. Tito, T. T. Lie, and T. N. Anderson, “Optimal sizing of a wind-photovoltaic-battery hybrid renewable energy system considering socio-demographic factors,” *Solar Energy*, vol. 136, pp. 525–532, 2016.
- [20] S. Gill, I. Kockar, and G. W. Ault, “Dynamic optimal power flow for active distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 121–131, 2014.
- [21] H. P. Schmidt, *Reconfiguração de Redes de Distribuição através de Programação não-linear Inteira Mista*. PhD thesis, Tese de Livre-Docência, Escola Politécnica da Universidade Federal de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil, 2005.
- [22] W. B. Powell, *Approximate Dynamic Programming: Solving the curses of dimensionality*, vol. 703. John Wiley & Sons, 2007.
- [23] I. C. da Silva, S. Carneiro, E. J. de Oliveira, J. d. S. Costa, J. L. R. Pereira, and P. A. N. Garcia, “A heuristic constructive algorithm for capacitor placement on distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1619–1626, 2008.
- [24] N. Achaibou, M. Haddadi, and A. Malek, “Modeling of lead acid batteries in pv systems,” *Energy Procedia*, vol. 18, pp. 538–544, 2012.
- [25] J. B. Copetti, E. Lorenzo, and F. Chenlo, “A general battery model for pv system simulation,” *Progress in Photovoltaics: research and applications*, vol. 1, no. 4, pp. 283–292, 1993.
- [26] J. B. Copetti and F. Chenlo, “Lead/acid batteries for photovoltaic applications. test results and modeling,” *Journal of power sources*, vol. 47, no. 1-2, pp. 109–118, 1994.

- [27] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana, and W. Ongsakul, "A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads," *Renewable energy*, vol. 27, no. 2, pp. 237–258, 2002.
- [28] H. X. Yang, L. Lu, and J. Burnett, "Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic–wind power generation systems in hong kong," *Renewable Energy*, vol. 28, no. 11, pp. 1813–1824, 2003.
- [29] F. A. Chacra, P. Bastard, G. Fleury, and R. Clavreul, "Impact of energy storage costs on economical performance in a distribution substation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 684–691, 2005.
- [30] L. N. De Castro and F. J. Von Zuben, "Learning and optimization using the clonal selection principle," *IEEE transactions on evolutionary computation*, vol. 6, no. 3, pp. 239–251, 2002.
- [31] A. S. O. Ogunjuyigbe, T. R. Ayodele, and O. A. Akinola, "Optimal allocation and sizing of pv/wind/split-diesel/battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building," *Applied Energy*, vol. 171, pp. 153–171, 2016.
- [32] H. Beltran, J. Barahona, R. Vidal, J. C. Alfonso, C. Ariño, and E. Pérez, "Ageing of different types of batteries when enabling a pv power plant to enter electricity markets," in *Industrial Electronics Society, IECON 2016-42nd Annual Conference of the IEEE*, pp. 1986–1991, IEEE, 2016.
- [33] S. Ahmadi and S. Abdi, "Application of the hybrid big bang–big crunch algorithm for optimal sizing of a stand-alone hybrid pv/wind/battery system," *Solar Energy*, vol. 134, pp. 366–374, 2016.
- [34] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [35] M. Mahdavian, M. H. Kafi, A. Movahedi, and M. Janghorbani, "Improve performance in electrical power distribution system by optimal capacitor placement using genetic algorithm," in *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2017 14th International Conference on*, pp. 749–752, IEEE, 2017.
- [36] A. H. Etemadi and M. Fotuhi-Firuzabad, "Distribution system reliability enhancement using optimal capacitor placement," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 2, no. 5, pp. 621–631, 2008.
- [37] A. Elsheikh, Y. Helmy, Y. Abouelseoud, and A. Elsherif, "Optimal capacitor placement and sizing in radial electric power systems," *Alexandria Engineering Journal*, vol. 53, no. 4, pp. 809–816, 2014.
- [38] A. Gheiratmand, E. Ayoubi, and M. Sarlak, "Optimal operation of micro-grid in presence of renewable resources and compressed air energy storage," in *Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC), 2017 Conference on*, pp. 131–136, IEEE, 2017.

- [39] J. Choe, Y. Cho, and G. Choe, “Standalone ess modeling and dual-loop control using zn-br redox flow battery,” in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2014 IEEE*, pp. 5317–5322, IEEE, 2014.
- [40] J. Eyer and G. Corey, “Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide,” *Sandia National Laboratories*, vol. 20, no. 10, p. 5, 2010.
- [41] J. Lim, S. Lee, K. Kang, Y. Cho, and G. Choe, “A modular power conversion system for zinc-bromine flow battery based energy storage system,” in *Future Energy Electronics Conference (IFEEEC), 2015 IEEE 2nd International*, pp. 1–5, IEEE, 2015.
- [42] C. Ashton, “Battery types being investigated for use to provide backup power for communications sites,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, pp. 1236–1240, IEEE, 2005.
- [43] M. Wiemann, E. M. C. Gómez, and L. M. Baz, “Best practices of the alliance for rural electrification,” *Alliance for Rural Electrification*, 2013.
- [44] D. Debnath and K. Chatterjee, “Two-stage solar photovoltaic-based stand-alone scheme having battery as energy storage element for rural deployment,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 7, pp. 4148–4157, 2015.
- [45] J. G. de Matos, F. S. F. e Silva, and L. A. d. S. Ribeiro, “Power control in ac isolated microgrids with renewable energy sources and energy storage systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 6, pp. 3490–3498, 2015.
- [46] X. Hu, C. Zou, C. Zhang, and Y. Li, “Technological developments in batteries: a survey of principal roles, types, and management needs,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 5, pp. 20–31, 2017.
- [47] S. Sakabe, “Nas battery fire incident and response,” *NGK Insulators, Ltd.: Tokyo, October*, vol. 28, no. 2, p. 011, 2011.
- [48] F. Palone, M. Rebolini, M. De Simone, S. Gentili, and G. M. Giannuzzi, “Operating strategies for congestion management of hv lines using nas batteries,” in *AEIT International Annual Conference (AEIT), 2015*, pp. 1–6, IEEE, 2015.
- [49] Y. Nagai, R. Komiyama, H. Miyashita, and S. Lee, “Miniaturisation of zn/br redox flow battery cell and investigation of electrode materials influence on its characteristics,” *Micro & Nano Letters*, vol. 11, no. 10, pp. 577–581, 2016.
- [50] M. Nakatsuji-Mather and T. K. Saha, “Zinc-bromine flow batteries in residential electricity supply: Two case studies,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–8, IEEE, 2012.
- [51] C. H. Lo and M. D. Anderson, “Economic dispatch and optimal sizing of battery energy storage systems in utility load-leveling operations,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 3, pp. 824–829, 1999.
- [52] C. Shang, D. Srinivasan, and T. Reindl, “Generation-scheduling-coupled battery sizing of stand-alone hybrid power systems,” *Energy*, vol. 114, pp. 671–682, 2016.

- [53] D. Walthew, “A novel approach to managing battery capacity and lifecycle-based on: climate, environment and usage type,” in *Telecommunications Energy Conference, 2003. INTELEC'03. The 25th International*, pp. 671–678, IEEE, 2003.
- [54] G. Carpinelli, F. Mottola, and D. Proto, “Probabilistic sizing of battery energy storage when time-of-use pricing is applied,” *Electric Power Systems Research*, vol. 141, pp. 73–83, 2016.
- [55] H. Yang, L. Lu, and W. Zhou, “A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system,” *Solar energy*, vol. 81, no. 1, pp. 76–84, 2007.
- [56] Q. Li, S. S. Choi, Y. Yuan, and D. L. Yao, “On the determination of battery energy storage capacity and short-term power dispatch of a wind farm,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 148–158, 2011.
- [57] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems—an overview,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, 2009.
- [58] M. J. N. Van Werven and M. J. J. Scheepers, “The changing role of distribution system operators in liberalised and decentralising electricity markets,” in *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pp. 6–pp, IEEE, 2005.
- [59] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia, and L. A. F. M. Ferreira, “Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks,” *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 766–772, 2008.
- [60] N. K. Karmarkar and K. G. Ramakrishnan, “Computational results of an interior point algorithm for large scale linear programming,” *Mathematical Programming*, vol. 52, no. 1, pp. 555–586, 1991.
- [61] L. W. de Oliveira, S. Carneiro, E. J. de Oliveira, J. L. R. Pereira, I. C. Silva, and J. S. Costa, “Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy losses minimization,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 8, pp. 840–848, 2010.
- [62] L. W. de Oliveira, F. d. S. Seta, and E. J. de Oliveira, “Optimal reconfiguration of distribution systems with representation of uncertainties through interval analysis,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 83, pp. 382–391, 2016.
- [63] H. F. Moraes, C. Trentini, L. W. Oliveira, B. H. Dias, and V. H. Ferreira, “Optimization of the maintenance programs of distribution systems with focus on the reliability through an artificial immune system,”
- [64] L. U. Manual, “Lindo system inc., chicago, il,” 2010.
- [65] W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, “An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1158–1165, 2005.

APÊNDICE A – Dados complementares

Estudo de caso 1

Sabe-se que neste estudo de caso, considerou-se que cada barra do SDE é responsável por alimentar apenas um tipo de consumidor final. O detalhamento de quais consumidores estão conectados em cada barra é mostrado na tabela 24.

Tabela 24 – Tipo de consumidor em cada barra do SDE [4].

| Barra | Tipo de consumidor |
|-------|--------------------|
| 1 | - |
| 2 | Residencial |
| 3 | Residencial |
| 4 | Residencial |
| 5 | Residencial |
| 6 | Comercial |
| 7 | Comercial |
| 8 | Industrial |
| 9 | Residencial |

Estudo de caso 2

De forma análoga ao que foi apresentado no estudo de caso 1, cada barra do SDE é responsável por alimentar apenas um tipo de consumidor final. O detalhamento de quais consumidores estão conectados em cada barra é mostrado na tabela 25. A subestação é omitida da tabela, visto que há consumidores conectados apenas nas barras 2 à 21.

Tabela 25 – Tipo de consumidor em cada barra do SDE [5].

| Barra | Tipo de consumidor | Barra | Tipo de consumidor |
|-------|--------------------|-------|--------------------|
| 2 | Residencial | 12 | Residencial |
| 3 | Residencial | 13 | Comercial |
| 4 | Residencial | 14 | Residencial |
| 5 | Comercial | 15 | Residencial |
| 6 | Residencial | 16 | Residencial |
| 7 | Residencial | 17 | Comercial |
| 8 | Residencial | 18 | Residencial |
| 9 | Residencial | 19 | Residencial |
| 10 | Residencial | 20 | Comercial |
| 11 | Residencial | 21 | Residencial |

Estudo de caso 3

Novamente, considera-se que cada barra do SDE é responsável por alimentar apenas um tipo de consumidor final. Devido a falta de especificações dos tipos de consumidores das referências encontradas na literatura, houve uma tentativa de aproximação da realidade ao montar a tabela 26, adaptando-a de 25, por se tratarem de sistemas de porte parecido.

Tabela 26 – Tipo de consumidor em cada barra do SDE.

| Barra | Tipo de consumidor | Barra | Tipo de consumidor |
|--------------|---------------------------|--------------|---------------------------|
| 1 | - | A11 | Residencial |
| A1 | Residencial | A12 | Comercial |
| A2 | Residencial | A13 | Residencial |
| A3 | Residencial | A14 | Residencial |
| A4 | Comercial | A15 | Residencial |
| A5 | Residencial | A16 | Comercial |
| A6 | Residencial | A17 | Residencial |
| A7 | Residencial | A18 | Residencial |
| A8 | Residencial | A19 | Comercial |
| A9 | Residencial | A20 | Residencial |
| A10 | Residencial | A21 | Residencial |

Estudo de caso 4

Novamente, considera-se que cada barra do SDE é responsável por alimentar apenas um tipo de consumidor final, e sua relação entre tipos de consumidores e barras do SDE são apresentadas na tabela 27.

Tabela 27 – Tipo de consumidor em cada barra do SDE.

| Barra | Tipo de consumidor | Barra | Tipo de consumidor |
|--------------|---------------------------|--------------|---------------------------|
| Lp1 | Residencial | Lp9 | Residencial |
| Lp2 | Residencial | Lp10 | Residencial |
| Lp3 | Residencial | Lp11 | Residencial |
| Lp4 | Comercial | Lp12 | Comercial |
| Lp5 | Residencial | Lp13 | Residencial |
| Lp6 | Residencial | Lp14 | Residencial |
| Lp7 | Residencial | Lp15 | Residencial |
| Lp8 | Residencial | Lp16 | Comercial |

APÊNDICE B – Ranking de barras candidatas

Conforme explanado em 3.36, utilizou-se nesta dissertação uma metodologia de cálculo de índices de sensibilidade para cada barra do SDE. Com isto, obtém-se um ranking com as barras mais susceptíveis à alocação de baterias. Neste apêndice, é exibido o ranking respectivo a cada estudo de caso. Ressalta-se que a subestação não é considerada neste ranking, visto que só serão alocadas baterias às barras do sistema que contém carga. Além disso, considera-se como barras candidatas aproximadamente um terço do número total de barras, sendo estas as barras com os melhores índices apresentados nas tabelas.

Estudo de caso 1

Tabela 28 – Ranking de barras candidatas para a alocação de baterias do estudo de caso 1.

| Posição no ranking | Barra |
|--------------------|-------|
| 1 | 8 |
| 2 | 2 |
| 3 | 4 |
| 4 | 6 |
| 5 | 3 |
| 6 | 9 |
| 7 | 7 |
| 8 | 5 |

Estudo de caso 2

Tabela 29 – Ranking de barras candidatas para a alocação de baterias do estudo de caso 2.

| Posição no ranking | Barra | Posição no ranking | Barra |
|--------------------|-------|--------------------|-------|
| 1 | 10 | 11 | 20 |
| 2 | 11 | 12 | 6 |
| 3 | 5 | 13 | 13 |
| 4 | 21 | 14 | 17 |
| 5 | 12 | 15 | 19 |
| 6 | 15 | 16 | 8 |
| 7 | 7 | 17 | 9 |
| 8 | 18 | 18 | 4 |
| 9 | 3 | 19 | 14 |
| 10 | 16 | 20 | 2 |

Estudo de caso 3

Estudo de caso 4

Tabela 30 – Ranking de barras candidatas para a alocação de baterias do estudo de caso 3.

| Posição no ranking | Barra | Posição no ranking | Barra |
|---------------------------|--------------|---------------------------|--------------|
| 1 | A18 | 12 | A10 |
| 2 | A17 | 13 | A4 |
| 3 | A15 | 14 | A14 |
| 4 | A3 | 15 | A20 |
| 5 | A12 | 16 | A21 |
| 6 | A8 | 17 | A5 |
| 7 | A13 | 18 | A19 |
| 8 | A7 | 19 | A16 |
| 9 | A1 | 20 | A9 |
| 10 | A11 | 21 | A6 |
| 11 | A2 | - | - |

Tabela 31 – Ranking de barras candidatas para a alocação de baterias do estudo de caso 4.

| Posição no ranking | Barra | Posição no ranking | Barra |
|---------------------------|--------------|---------------------------|--------------|
| 1 | Lp15 | 9 | Lp4 |
| 2 | Lp5 | 10 | Lp6 |
| 3 | Lp10 | 11 | Lp9 |
| 4 | Lp16 | 12 | Lp11 |
| 5 | Lp8 | 13 | Lp13 |
| 6 | Lp1 | 14 | Lp12 |
| 7 | Lp7 | 15 | Lp3 |
| 8 | Lp2 | 16 | Lp14 |