

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Planejamento de Baterias em Redes de Distribuição Inteligentes sob
Incerteza**

Tese de Doutorado

João Eduardo Ribeiro Baptista
Aluno

Orientadores: Maria da Guia da Silva

Anselmo Barbosa Rodrigues

São Luís
2022

João Eduardo Ribeiro Baptista

**Planejamento de Baterias em Redes de Distribuição Inteligentes sob
Incerteza**

Tese de Doutorado submetida à Coordenação
do Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do Maranhão
– UFMA, como requisito parcial para obtenção
do título de doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadores:

Prof.^a Maria da Guia da Silva, Ph. D.

Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Baptista, João Eduardo Ribeiro.

Planejamento de Baterias em Redes de Distribuição
Inteligentes sob Incerteza / João Eduardo Ribeiro
Baptista. - 2022.

203 p.

Coorientador(a): Anselmo Barbosa Rodrigues.

Orientador(a): Maria da Guia da Silva.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís, 2022.

1. Controle de tensão. 2. Gerenciamento de energia.
3. Sistemas ciberfísicos. 4. Sistemas de armazenamento
de energia. 5. Sistemas de distribuição inteligentes. I.
Rodrigues, Anselmo Barbosa. II. Silva, Maria da Guia da.
III. Título.

Planejamento de Baterias em Redes de Distribuição Inteligentes sob Incerteza

João Eduardo Ribeiro Baptista

Apresentado em 16 /09/2022

Prof^a. Maria da Guia da Silva, Ph. D.
(Orientadora-UFMA)

Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.
(Orientador-UFMA)

Prof. Leandro Ramos de Araújo, D. Sc.
(Examinador- UFJF)

Prof. José Filho da Costa Castro, D. Sc.
(Examinador- UFPE)

Prof. Antonio Adolpho Martins Raposo, D. Sc.
(Examinador- IFSP/Tupã)

Prof. José Eduardo Onoda Pessanha, D. Sc.
(Examinador-UFMA)

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais Eduardo e Ilka pelo apoio nesta jornada, pelos conselhos nos momentos difíceis, por compartilharem comigo das felicidades de cada conquista, mas sobretudo por todo amor e dedicação a mim entregues ao longo de todos os anos da minha vida.

Aos meus orientadores, professores Maria da Guia e Anselmo Rodrigues, pela amizade, confiança e pela orientação rigorosa, mas também muito precisa e dedicada, que tanto contribuiu para minha formação.

À minha namorada Andressa por todo carinho e cuidado dedicados nestes anos ao meu lado e pelo amparo nos momentos mais difíceis.

Aos colegas de pesquisa no Laboratório de Confiabilidade e Confiabilidade (LCQ), por todas as trocas de conhecimento realizadas, mas em especial pela convivência leve e prazerosa durante o tempo em que compartilhamos o uso do laboratório.

Aos meus colegas e amigos do Campus Balsas da Universidade Federal do Maranhão (UFMA) pela convivência agradável no trabalho e por todo suporte dado. Em especial, agradeço aos colegas da Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica por terem criado condições favoráveis para compatibilizar minhas funções de doutorando com as de professor.

Aos membros do Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica do Campus Balsas por terem se manifestado favoravelmente ao meu afastamento para conclusão do meu doutorado.

Ao professor Francisco das Chagas de Souza, por ter fornecido as referências bibliográficas da disciplina de Processos Estocásticos, facilitando com isso a conciliação das minhas tarefas de professor e doutorando.

À Universidade Federal do Maranhão, pela liberação das minhas atividades de professor para conclusão deste trabalho, bem como por todo o conhecimento auferido ao longo de minha formação nos cursos de graduação, mestrado e doutorado.

À Fundação de Amparo à Pesquisa e Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Estado do Maranhão (FAPEMA) pelo suporte financeiro fornecido durante o primeiro ano de desenvolvimento deste trabalho.

A todos aqueles que porventura não tenham sido citados nominalmente, mas que contribuíram de forma direta ou indireta para o desenvolvimento desta Tese.

RESUMO

Atualmente, os sistemas de distribuição passam por um processo de transformação em redes elétricas inteligentes (REI). Uma das características esperadas de REI é que incorporem recursos energéticos distribuídos baseados em fontes renováveis, sobretudo solar. A falta de simultaneidade da produção energética destas fontes em relação à demanda pode resultar em problemas operacionais, dentre os quais destaca-se o risco de ocorrência de sobretensões. Por este motivo, espera-se que os sistemas de armazenamento de energia (SAE) desempenhem papel fundamental, pois permitem adequar os desvios entre a oferta de geração e a demanda, mitigando violações de tensão. No entanto, estes dispositivos têm alto custo, de forma que seus investimentos devem ser planejados de maneira a obter a melhor relação de custo-benefício. Neste contexto, propõe-se neste trabalho uma metodologia de planejamento de SAE à bateria (SAEB) para REI de distribuição com objetivo de controlar os riscos de violações dos índices de conformidade de tensão frente a incertezas de demanda, geração fotovoltaica e de indisponibilidades dos SAEB ocasionadas por falhas de seus componentes ou da rede de telecomunicação (RTCOM) usada nos seus controles. A metodologia se baseia em uma sequência de estudos que resulta no número, posicionamento e dimensões dos SAEB e configuração da RTCOM, além de permitir ao engenheiro de planejamento testar reforços da solução frente a incertezas por meio de investimentos em tapes comutáveis sob carga e melhorias da disponibilidade da RTCOM. Para isso utilizam-se quatro subproblemas: um problema de alocação ótima de SAEB, um método de obtenção de taxas de falha equivalentes para os bancos de baterias, o projeto ótimo da RTCOM e a avaliação probabilística da conformidade de tensão da REI utilizada para testar as soluções de planejamento frente a incertezas. O primeiro e o terceiro problemas são solucionados a partir de algoritmos genéticos, enquanto o segundo e último se baseiam em simulação Monte Carlo (SMC) sequencial. Embarcados ao modelo de alocação estão um modelo de otimização que determina os despachos típicos dos SAEB e um modelo de estimação da vida útil das baterias baseado nestes despachos. As estimativas de vida útil também são utilizadas para ajustar as distribuições dos tempos de falha das baterias que servem como parâmetros de entrada da SMC que gera taxas de falha equivalentes para os bancos de baterias coerentes com as condições operacionais esperadas. Já a SMC que avalia a conformidade de tensão utiliza tanto o mesmo modelo de despacho típico já utilizado pela alocação como também modelos de otimização que representam controles em tempo real para redespacho e para ajustes na potência reativa visando controle corretivo de tensão. Resultados avaliados em um sistema de 33 nós mostraram que a metodologia é capaz de produzir soluções de planejamento que reduzem os riscos de violações dos índices de conformidade de tensão para valores satisfatórios.

Palavras-chave – sistemas de distribuição inteligentes, gerenciamento de energia, controle de tensão, sistemas de armazenamento de energia, sistemas ciberfísicos, métodos probabilísticos, Simulação Monte Carlo.

ABSTRACT

Currently, power distribution systems are undergoing a transformation towards smart grids (SGs). One of the expected characteristics of the SGs is that they incorporate distributed energy resources based on renewable sources, especially solar. The lack of simultaneity between energy production of these sources and demand may result in operational issues, from which the risk of overvoltage stands out. Due to that, it is expected that energy storage systems (ESSs) play a key role in SG, since they allow to match the imbalances between demand and energy production, thus mitigating voltage violation issues. However, these devices are expensive, and therefore, the investments in ESS must be planned to obtain the best cost-benefit relation. In this context, a battery ESS (BESS) planning methodology for distribution SGs is proposed in this work, aiming to control the risk of voltage conformity indices violation subject to uncertainty regarding load, photovoltaic generation e BESS unavailabilities due to failures of their components or in the telecommunication network (TCN) used for their control. The methodology is based in a sequence of studies that result BESSs' number, sites and sizes and the configuration of the TCN, while also allow the planning engineer to test improvements in the solution by using on load tap changer devices or or by increasing TCN's availability. Four subproblems are used with this purpose: an optimal BESS allocation, a method for obtaining equivalent failure rates for the battery banks, the TCN optimal design and the SG's voltage conformity probabilistic assessment used to test solution options face to uncertainty. The first and third problems are solved by genetic algorithms, while the second and the last are based on sequential Monte Carlo simulation (MCS) techniques. Embedded in the allocation model are an optimization model used to assess the typical BESS schedules and a useful lifetime prediction model based on that scheduling. The useful lifetime prediction is also used to fit time-to-failure distributions which ate the input of the MCS that generate BESSs' equivalent failure rates which are coherent with the expected operational conditions. On the other hand, the MCS used to assess the voltage conformity uses not only the same schedule model used by the allocation but also two optimizations models which represent real time controls for BESS rescheduling and reactive power adjustments used for corrective voltage control. Results assessed in 33 node test system shown that the proposed methodology is capable of producing planning solutions that reduce the voltage conformity indices violation risk to tolerable levels.

Keywords – smart distribution systems, energy management, voltage control, energy storage systems, cyber-physic systems, probabilistic methods, Monte Carlo Simulation.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Comparação do modelo proposto com a literatura.....	45
Tabela 2.1 - Dados de confiabilidade para exemplificação da matriz de cumulativa de transição para o conjunto conversor CA/CC e banco de baterias (Rahmat, et al., 2011).	63
Tabela 2.2 - Coeficientes do polinômio interpolador das curvas de ciclos de vida versus <i>DoD</i> para baterias de chumbo-ácido seladas (Narayan, et al., 2017) (adaptado).	67
Tabela 2.3 - Probabilidades dos dias típicos.....	69
Tabela 3.1 - Níveis de tensão para SD com valores de tensão nominal > 1 kV e < 69 kV (ANEEL, 2017).....	78
Tabela 3.2 – Probabilidades individuais e cumulativas dos estados do sistema exemplo por ordem de avaliação.	100
Tabela 5.1 - Resumo dos estados operacionais dos SAEB.....	146
Tabela 6.1 – Parâmetros do painel fotovoltaico Canadian Solar HiKu CS3W 450P (Canadian Solar, 2020)	156
Tabela 6.2 – Dados de confiabilidade dos equipamentos modelados.....	160
Tabela 6.3 - Resultados da alocação de SAEB para o Caso #1.	164
Tabela 6.4 – Dados de projetos dos SAEB após obtenção do número de baterias.....	165
Tabela 6.5 - Resultados da SMC para modelagem equivalente dos bancos de bateria para o Caso #1.	166
Tabela 6.6 - Dados de nós da RTCOM para o Caso #1.....	166
Tabela 6.7 - Dados de ramos da RTCOM para o Caso #1.	167
Tabela 6.8 – Comparação das taxas de falha equivalente das baterias para o Caso #1 e para o Caso #2.	170
Tabela 6.9 - Índices de conformidade de tensão sistêmicos por caso de estudo.	173
Tabela 6.10 – Comparação das estatísticas do <i>DRPeq</i> entre cada caso de estudo.	176
Tabela 6.11 - Comparação das estatísticas do <i>DRCe_q</i> entre cada caso de estudo.....	176

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Estrutura em camadas das automações em um SD (N.-Green & Wilson, 2007) (adaptado).....	28
Figura 1.2 - Integração de sistemas em um centro de controle de SD (Thomas & McDonald, 2015).....	31
Figura 2.1 – Ajuste do parâmetro γ para modelagem de GDFV.....	52
Figura 2.2 - interpolação da curva de carga horária via <i>spline</i> para um dia arbitrário.	53
Figura 2.3 - Comportamento típico da taxa de falha de um componente em função de sua idade (Billinton & Allan, 1992) (adaptado).	54
Figura 2.4 - Divisões do intervalo de 0 a 1 para sorteio de transições de estados das cadeias de Markov.	58
Figura 2.5 - Cadeia de Markov de dois estados.	59
Figura 2.6 – Projeto típico de sistema de armazenamento de energia a baterias.....	60
Figura 2.7 - Cadeia de Markov para cada conjunto CA/CC e seu respectivo banco de baterias.	62
Figura 2.8 - Comparação dos modelos de Markov completo e somente com falhas de primeira ordem.....	65
Figura 2.9 - Vida em ciclos de uma bateria de chumbo-ácido selada e reconstituição da curva via interpolação polinomial (Narayan, et al., 2017) (adaptado).	67
Figura 2.10 - Exemplificação do conceito de microciclos de operação de bateria (Narayan, et al., 2017) (adaptado).	68
Figura 2.11 - Exemplo de um trecho de curva de disponibilidade gerada pelo método do próximo evento para um banco de baterias.	73
Figura 2.12 - Exemplo de comparação das curvas de disponibilidade de dois componentes em um sistema série (Billinton & Allan, 1996) (adaptado).....	73
Figura 3.1 - Metodologia proposta para o planejamento de SAEB.	76
Figura 3.2 - Exemplo de divisão dos nós candidatos em áreas disjuntas.	82
Figura 3.3 - Fluxograma do AG para alocação de SAEB.....	89
Figura 3.4 - Espaço de estados para um sistema com 4 componentes.....	99
Figura 3.5 - Ordem de avaliação de estados para o sistema exemplo de 4 componentes cujo espaço de estados é dado na Figura 3.4.	100
Figura 3.6 - Exemplo da codificação genética para uma solução candidata para o problema de projeto de ótimo de RTCOM.	102

Figura 3.7 - Fenótipo correspondente ao exemplo de cruzamento mostrado na Figura 3.7 para uma rede elétrica arbitrária.	103
Figura 3.8 - Operador de mutação por adição de nó.....	104
Figura 3.9 - operador de mutação por adição de <i>link</i>	105
Figura 3.10 - Exemplo de operação de cruzamento usando marcadores históricos de inovação.	107
Figura 3.11 Fluxograma do algoritmo genético proposto para o projeto ótimo da RTCOM.	108
Figura 4.1 – Obtenção das potências equivalentes na barra k	124
Figura 4.2 - Modelo de ramo utilizado pelo FPO.	124
Figura 4.3 - Exemplo de solução de <i>SoC</i> que satisfaz as restrições de continuidade impostas.	127
Figura 5.1 - Simulação Monte Carlo Sequencial para avaliação probabilística da conformidade de tensão.	147
Figura 5.2 - Sub-rotinas da SMC: (a) sorteio das incertezas para um dia de simulação (b) simulação cronológica da operação diária da rede.....	149
Figura 6.1 - Sistema teste de Baran & Wu de 33 barras.....	154
Figura 6.2 - Curva de preços horários de importação de energia da rede externa.....	159
Figura 6.3 - a) Perfis típicos de carga e GDFV b) Curva de carga líquida do alimentador para dia típico de semana da estação seca antes da alocação de SAEB.	159
Figura 6.4 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #0.1 base em um ano de operação.	162
Figura 6.5 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #0.2 base em um ano de operação.	163
Figura 6.6 - Localização dos SAEB alocados no sistema STBW-33 para o Caso #1.....	164
Figura 6.7 - FDP dos tempos de falha para o Caso #1.	165
Figura 6.8 - Diagrama unifilar da RTCOM projetada no STBW-33 para o Caso #1.	167
Figura 6.9 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #1 para um ano de operação.	168
Figura 6.10 - Diferenças na estimativa de vida útil das baterias dos SAEB em termos da otimização ou não dos tapes de OLTC.	169
Figura 6.11 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #1.1 no período chuvoso.....	172

Figura 6.12 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #1.1 no período seco.	172
Figura 6.13 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #1.1 e para o ano todo.	173
Figura 6.14 - Diagramas de caixa para cada caso de estudo das distribuições empíricas obtidas (a) para o <i>DRPeq</i> (b) para o <i>DRCe_q</i>	175
Figura 6.15 - Resumo do efeito do despacho na carga e no custo do STBW-33 em um dia útil do período seco.	178
Figura 6.16 - Potências ativas e estados de carga para dia útil o período seco.	180
Figura 6.17 - Distribuição do erro relativo percentual do estado determinado pelo FPO linearizado em relação ao estado exato da rede.	180

LISTA DE SIGLAS

ADMS – *Advanced Distribution Management System* (Sistema Avançado de Gerenciamento da Distribuição)

AG – Algoritmos Genéticos

AMI – *Advanced Metering Infrastructure* (Infraestrutura de Medição Avançada)

AMS – *Assets Management System* (Sistema de Gerenciamento de Ativos)

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ARMA – *Auto Regressive Moving Average* (Média Móvel Autorregressiva)

BFRV – Baterias de Fluxo de Redox de Vanádio

CVaR – *Conditional Value at Risk* (Valor em risco condicional)

DRC – Duração relativa da transgressão para tensão crítica

DMS – *Distribution Management System* (Sistema de Gerenciamento da Distribuição)

DRP – Duração relativa da transgressão para tensão precária

EP – Eletrônica de Potência

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FDP – Função de Densidade de Probabilidade

FPO – Fluxo de Potência Ótimo

GD – Geração Distribuída

GDE – Geração Distribuída Eólica

GDFV – Geração Distribuída Fotovoltaica

GLD – Gerenciamento pelo Lado da Demanda

GPS – *Global Positioning System* (Sistema de Posicionamento Global)

HMI – *Human-Machine Interface* (Interface Homem-Máquina)

IED – *Intelligent Electronic Device* (Dispositivo Eletrônico Inteligente)

MDMS – *Measurement Data Management System* (Sistema de Gerenciamento de dados de Medição)

MINLP – *Mixed Integer Non-Linear Programming* (Programação Não-Linear Inteira Mista)

MMCC – Método dos Mínimos Conjuntos de Corte

MME – Método de enumeração de estados

NEAT – *NeuroEvolution of Augmenting Topologies* (Evolução Neural de Topologias Crescentes)

NLP – *Non-Linear Programming* (Programação Não Linear)

OLTC – *On Load Tap Changer* (Tape Comutável sob Carga)

OMS – *Outage Management System* (Sistema de Gerenciamento de Interrupções)

OVV – Otimização Var-Volt

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PSO – *Particle Swarm Optimization* (Otimização por Enxame de Partículas)

REI – Redes Elétricas Inteligentes

RMS – *Root Mean Square* (Raiz da Média ao Quadrado)

RTCOM – Rede de Telecomunicações

RTS – *Reliability Test System* (Sistema de Teste de Confiabilidade)

SAE – Sistemas de Armazenamento de Energia

SAEB – Sistemas de Armazenamento de Energia a Baterias

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition System* (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados)

SD – Sistemas de Distribuição

SDA – Sistemas de Distribuição Ativos

SEP – Sistemas Elétricos de Potência

SIC – Sistema de Informações do Consumidor

SIG – Sistema de Informações Geográficas

SMC – Simulação Monte Carlo

SMCS – Simulação Monte Carlo Sequencial

SoC – *State of Charge* (Estado de Carga)

STBW-33 – Sistema Teste de Baran e Wu de 33 barras

TIC – Tecnologias de Informação e Comunicação

UMF – Unidade de Medição Fasorial

UTR – Unidade Terminal Remota

VE – Veículos Elétricos

VTLD – Variações de Tensão de Longa Duração

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Redes Elétricas Inteligentes	18
1.1.1	Estrutura de uma REI	19
1.1.2	Funções de controle típicas de uma REI	24
1.2	Geração distribuída fotovoltaica e problemas de conformidade de tensão.....	26
1.3	Infraestrutura de automação para redes elétricas inteligentes.....	28
1.3.1	Visão geral	28
1.3.2	ADMS e o centro de controle	30
1.3.3	Requisitos de comunicação para sistemas SCADA em REI.....	32
1.4	Revisão bibliográfica	33
1.4.1	Planejamento ótimo de sistemas de armazenamento em sistemas de distribuição	33
1.4.2	Falhas em sistemas de armazenamento a baterias	38
1.4.3	Falhas de comunicação em REI	40
1.5	Contribuições	42
1.6	Publicação Resultante da tese	45
1.7	Motivação	46
1.8	Objetivo	46
1.9	Estrutura do documento	47
2	MODELAGEM DE INCERTEZAS	49
2.1	Incertezas relacionadas a variações temporais e sazonais	49
2.1.1	Modelagem probabilística de GDFV	49
2.1.2	Modelagem da carga	52
2.2	Modelagem de falhas	54
2.2.1	Modelo de falhas dos componentes da rede de telecomunicações	58
2.2.2	Modelo de falhas dos SAEB	59

3	PLANEJAMENTO DE SAEB.....	75
3.1	Visão geral do problema	75
3.2	Alocação ótima de SAEB	79
3.2.1	Formulação matemática	79
3.2.2	Solução do modelo via algoritmo genético.....	87
3.3	Projeto ótimo da RTCOM.....	91
3.3.1	Formulação do problema	91
3.3.2	Avaliação das disponibilidades pelo método de enumeração de estados ..	93
3.3.3	Algoritmo de solução	101
4	MODELOS DE OTIMIZAÇÃO OPERACIONAL DOS SAEB	109
4.1	Fluxo de potência ótimo linearizado para redes radiais.....	109
4.2	Modelagem eficiente de OLTC	112
4.3	Modelagem de SAEB	116
4.4	Modelo de planejamento da operação dos SAEB em SD por dias típicos ...	120
4.5	Modelo de redespacho de SAEB em tempo real	129
4.6	Controle corretivo de tensão via otimização var-volt.....	135
5	AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA CONFORMIDADE DE TENSÃO DA REI VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO.....	140
5.1	Critério de parada.....	141
5.2	Classificação dos estados operacionais.....	143
5.3	Algoritmo da simulação Monte Carlo sequencial para avaliação probabilística da conformidade de tensão do SD	146
6	RESULTADOS.....	154
6.1	Sistema teste, casos de estudo e parâmetros	154
6.2	Resultados.....	161
6.2.1	Resultados do Caso #0.1 (caso base)	161
6.2.2	Resultados do Caso #0.2 (caso base modificado com adição de OLTC) ..	162

6.2.3	Resultados do Caso #1	163
6.2.4	Resultados do Caso #2	169
6.2.5	Comparações entre os casos de estudo	173
6.2.6	Resultados do modelo de pré-despacho para a solução escolhida	177
7	CONCLUSÕES.....	181
7.1	Principais contribuições	182
7.2	Aplicações práticas	184
7.3	Sugestões de trabalhos futuros.....	186
	REFERÊNCIAS	191

1 INTRODUÇÃO

1.1 Redes Elétricas Inteligentes

Atualmente os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) passam por um profundo processo de reformulação, incentivado, principalmente, por uma crescente preocupação da sociedade com as questões ambientais, em especial aquelas ligadas aos impactos da atividade humana sobre o aquecimento global. Por esse motivo, a atual dependência da sociedade pela queima de combustíveis fósseis em setores vitais como o de energia elétrica, a indústria e os transportes, passa a ser repensada, visando a transição para uma sociedade de baixa emissão de carbono, objetivando com isto, uma redução do efeito antrópico no aumento da temperatura média do planeta. Neste contexto, surgem fortes tendências no setor elétrico de utilização de fontes renováveis intermitentes para geração de energia elétrica, de descentralização do setor de geração e de eletrificação massiva do setor de transportes. Tais tendências geram desafios técnicos para a operação e planejamento das redes elétricas, visto que os SEP não foram inicialmente concebidos para acomodar estas mudanças.

Um segundo fator de estímulo para a reformulação do setor elétrico é a preocupação com a segurança dos SEP altamente interligados da atualidade. Nestes sistemas, distúrbios tendem a se propagar entre áreas, aumentando a vulnerabilidade das cargas a falhas devido a problemas de qualidade de energia. Além disso, sistemas altamente interligados estão sujeitos a falhas em cascata quando acometidos por distúrbios severos tais como catástrofes naturais de grandes proporções (terremotos, maremotos, furacões, ciclones tropicais etc.) ou, até mesmo, possíveis ataques terroristas. No Brasil, apesar da baixa probabilidade de intemperes de grandes proporções, problemas em equipamentos já levaram a falhas em cascata no Sistema Interligado Nacional. Como exemplo, tem-se o blecaute ocorrido em março de 2018, em que a atuação indevida de um disjuntor na Subestação de Xingu no Pará levou, segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), a corte de carga de 19,76 GW, afetando todas as áreas do sistema (ONS, 2018).

Finalmente, um terceiro fator para a atual tendência de reformulação dos SEP são os avanços da tecnologia de informação e comunicação (TIC) e das técnicas de controle e automação inteligente. Estes avanços permitem conceber a transição das redes elétricas atuais

para um novo modelo de rede mais seguro, eficiente, sustentável e capaz de superar as limitações técnicas comentadas, as chamadas *Redes Elétricas Inteligentes* (REI).

Desde que foram concebidas, as REI se apresentaram na literatura com diferentes formulações, inexistindo, inicialmente, um consenso acerca de sua definição. Havia, então, diferentes definições para estas redes ao redor do mundo que, embora guardassem semelhanças em sua estrutura, divergiam em objetivo (Hadjsaïd & Sabonnadière, 2012), tal como descrito em Shabanzadeh & Moghaddam (2013), que reúnem múltiplas definições para o termo de acordo com diferentes autores e organizações envolvidas com a pesquisa do tema. Por exemplo, o conceito poderia ser focado nas áreas de: automação, telecomunicações, cadeia de fornecimento de energia e otimização dos canais de interação e serviços para o consumidor. Outra possibilidade seria a minimização de custos operacionais e redução de emissão de poluentes e perdas técnicas e comerciais (Toledo, 2012). Em outras palavras, inicialmente, o conceito de REI variava conforme o autor da definição, sendo que o escopo era delimitado pela entidade patrocinadora da implementação e pelas partes interessadas, de acordo com suas necessidades.

Atualmente, há um conceito genérico de REI que abrange todas as suas possíveis implementações. Uma REI pode ser entendida como uma agregação de ferramentas de TIC (internet, redes sem fio, etc.), tecnologias emergentes (geração distribuída renovável, armazenamento de energia, veículos elétricos, etc.) e produtos/serviços inovadores (gerenciamento pelo lado da demanda, recomposição automática, gerenciamento da geração distribuída, medição inteligente, etc.) a todas as zonas funcionais do SEP (geração, transmissão e distribuição) para permitir o fluxo bidirecional de energia e informação entre os componentes da REI de forma a assegurar sua integração e interoperabilidade (Benício, 2018). Visando melhor elucidar o conceito de REI, serão apresentados a seguir suas características, componentes e principais funções.

1.1.1 Estrutura de uma REI

Embora também existam na literatura concepções de REI para o subsistema de transmissão (Bose, 2010) (Li, et al., 2010), geralmente a utilização do termo REI está associado aos sistemas de distribuição (SD). Possivelmente isto possa ser explicado pelos seguintes fatos:

- i. Em um SEP clássico, a infraestrutura de medição, supervisão, controle e automação já é muito mais difundida na transmissão do que na distribuição.

- ii. Muitas das tendências atuais do setor elétrico têm um impacto técnico mais relevante para os SD, tais como a inserção de geração distribuída (GD) (em especial as tecnologias de fontes renováveis), o gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) e o surgimento de cargas como veículos elétricos (VE).
- iii. A maioria das interrupções experimentadas pelos consumidores está associada a falhas na rede de distribuição (Bollen, 1999) (Eto, et al., 2019). Por exemplo, uma pesquisa recente, realizada com empresas de energia elétrica dos EUA (Eto, et al., 2019), revelou que no mínimo 92 % das interrupções estão relacionadas com a rede de distribuição. Este fato se explica por fatores tais como: a topologia radial dos SD e a priorização histórica de investimentos em confiabilidade nas redes de geração e transmissão, que se manifesta, por exemplo, em sua maior redundância de componentes, devido ao maior impacto de suas falhas.
- iv. O aumento considerável de cargas sensíveis, tais como microprocessadores, que podem ser afetadas por distúrbios no fornecimento de energia elétrica, o que tem levado os consumidores e as agências reguladoras a pressionar as concessionárias de distribuição para aumentar os seus níveis de qualidade do fornecimento de energia. Desta forma, a iniciativa em direção ao paradigma de REI pode ser vista como uma resposta a esta pressão exercida por entidades regulatórias e pela sociedade.

Por estes motivos, é no contexto de REI de distribuição que este trabalho está concentrado, ainda que algumas funções abordadas possam ser comuns também às REI de transmissão.

Alguns dos principais componentes de uma REI encontrados na literatura são: processadores inteligentes, medidores inteligentes, unidades de medição fasorial (UMF), GD, sistemas de armazenamento de energia (SAE) e microrredes (Amin & Wollenberg, 2005) (Fang, et al., 2012) (Farhangi, 2010) (Garcia, 2018). Deve-se observar que a integração de todos estes componentes exige grandes investimentos por parte das distribuidoras, sobretudo em infraestrutura de telecomunicações e tecnologia da informação, de forma que a tendência é que a transição dos SD convencionais até o estágio de REI ocorra a partir da gradual inserção de cada umas destas tecnologias.

1.1.1.1 Processadores inteligentes

Amin e Wollenberg (2005) sugerem a utilização de processadores inteligentes em todos os componentes de uma REI (subestações, usinas, equipamentos etc.). Estes processadores então comunicam-se e cooperam entre si, formando uma rede de computação distribuída capaz de executar controles coordenados com maior agilidade do que permitiria um controle centralizado. Esta rede permitiria, por exemplo, detectar faltas e condições de ilhamento, auxiliando na restauração da rede e garantindo o balanço energético em cada ilha formada, para evitar interrupção de suprimento da carga.

1.1.1.2 Medidores inteligentes e a infraestrutura avançada de medição

Indispensável para as funções típicas de uma REI é a utilização de uma avançada infraestrutura de medição (em inglês *Advanced Metering Infrastructure* – AMI). Este conceito envolve um sistema com capacidade bidirecional de comunicação entre o consumidor final e a concessionária de energia. Para que o sistema funcione são necessárias duas partes: os medidores inteligentes e o sistema de gerenciamento de dados de medição (em inglês *Measurement Data Management System* – MDMS). Os medidores inteligentes permitem a medição em tempo real de dados de consumo tais como energia e demanda ativas e reativas, tensão e corrente, entregando estes dados ao MDMS da concessionária, que os armazena e processa. Em contrapartida, o consumidor pode receber informações sobre seu consumo em tempo real, tais como seu faturamento ou informações de preços num contexto de mercado de energia variável no tempo. Entre as oportunidades que este tipo de sistema permite, está o GLD, i.e., estimular o consumidor a partir de sinais de preço, a tomar decisões de consumo que favoreçam o gerenciamento da energia no sistema, tais como reduzir sua carga no horário de pico (Fang, et al., 2012). Uma outra possibilidade é a utilização dos dados adquiridos pela concessionária para otimização de sua rede.

1.1.1.3 Unidades de medição fasorial

As UMF são dispositivos que permitem a medição simultânea de módulo e ângulo dos fasores associados às formas de onda de grandezas elétricas, tais como a tensão e a corrente, utilizando o sistema de posicionamento global (GPS, do inglês, *global positioning system*) para fornecer uma referência de tempo síncrona para medição angular das grandezas. A utilização destes sofisticados equipamentos de medição melhora a observabilidade do sistema (Phadke &

Thorp, 2008), facilitando a determinação do estado do sistema e permitindo maior dinamismo e velocidade nas ações de controle (Fang, et al., 2012).

1.1.1.4 Geração distribuída

O conceito de geração distribuída (GD) consiste na utilização de unidades geradoras de pequeno porte (abaixo de 10 MW), de qualquer tecnologia, que são conectadas no local das cargas ou próximas a elas (Borbely & Kreider, 2001). A utilização de GD nos SEP é uma tendência do setor elétrico embasada em justificativas técnicas, ambientais e econômicas. Por exemplo, a utilização de GD alivia o carregamento do SEP (reduzindo perdas e o risco de congestão nas linhas de transmissão) e aumenta a confiabilidade do sistema devido à maior dispersão da geração. Em relação às questões ambientais, tem-se na utilização de GD uma forma de redução dos impactos causados pelo setor elétrico. Parte disso se explica pela tendência ao uso de tecnologias ditas limpas, como as GD fotovoltaica (GDFV) e eólica (GDE), que não poluem a atmosfera nem emitem gases agravadores do efeito estufa. Além disso, o uso de GD reduz os impactos ambientais relacionados a grandes empreendimentos de geração, e.g., a inundação de grandes áreas naturais que ocorre no caso de usinas hidrelétricas com reservatório, e, no caso das term nucleares, os problemas com o descarte de material radiativo residual e o potencial para acidentes com consequências catastróficas (Bollen & Hassan, 2011) (Leão, et al., 2011). Finalmente, em relação às vantagens econômicas, podem-se citar a possibilidade de postergação de investimentos na rede devido à redução de carregamento proporcionada pelas GD e a redução de custos com capacidade não utilizada devido a um acompanhamento mais gradual da evolução da demanda do sistema (Masters, 2004).

Por serem unidades de pequena capacidade, usinas de GD tendem a ser conectadas diretamente ao sistema de distribuição, já que os custos elevados de uma subestação elevadora tornam economicamente inviável a conexão destes sistemas ao sistema de transmissão (Gönen, 2014). Isto muda a lógica de funcionamento dos SD que são usualmente concebidos e projetados como sistemas passivos cuja única fonte de energia é o sistema de transmissão a que se conecta. Algumas dificuldades operacionais que os SD podem enfrentar com a inserção de GD incluem (ANEEL, 2011) (Bollen & Hassan, 2011):

- i. Maior complexidade de operação ocasionada pela possibilidade de fluxo bidirecional de energia, podendo ocasionar mau funcionamento de dispositivos que não preveem esta situação.

- ii. Necessidade de alteração dos procedimentos atualmente seguidos pelas concessionárias de distribuição para operação, proteção e controle da rede.
- iii. Alteração dos níveis de corrente de curto-circuito da rede.
- iv. Incremento dos níveis de distorção harmônica para os casos de GD conectadas à rede via conversores de eletrônica de potência.
- v. Para sistemas de GD com fontes renováveis, aumento da incerteza nos processos de planejamento da operação e da expansão da rede devido à variabilidade e intermitência intrínsecas a estas fontes.
- vi. A intermitência de GD baseadas em fontes renováveis também pode resultar em situações de sobretensões e sobrecargas em alimentadores ou transformadores.

No contexto dos desafios operacionais que a inserção de GD impõe às redes elétricas, surge o conceito de *sistemas de distribuição ativos* (SDA), i.e., aqueles em que um operador central pode controlar as GD, gerenciando os fluxos de energia no sistema de forma a atingir um conjunto de objetivos operacionais de interesse (Nick, et al., 2014). Uma REI de distribuição, portanto, pode também ser entendida como um tipo específico de SDA, diferenciando-se de sua forma mais básica pela presença concomitante das demais características abordadas nesta seção.

1.1.1.5 Sistemas de armazenamento de energia

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE) são dispositivos que permitem uma grande flexibilidade no gerenciamento de energia de uma REI, pois podem se comportar ora como carga, ora como geração. Desta forma, os SAE permitem realizar um maior aproveitamento de tecnologias de GD baseadas em fontes intermitentes, tais como GDE e GDFV, armazenando os excessos de produção em momentos de baixa demanda e aproveitando esta energia nos momentos de pico. Sem esta possibilidade de armazenar os excessos de produção, deve-se desconectar a GD renovável ou reduzir a sua potência de saída para evitar violações em limites operacionais, ou seja, realizar o corte de geração (“*generation curtailment*”). Isto é especialmente crítico se é permitida à rede operar de forma ilhada, situação em que, para se manter o balanço de potência da rede, ou se utiliza um SAE ou então deve-se recorrer integralmente a uma fonte de energia despachável, e.g., GD térmicas a gás natural ou a diesel, o que aumenta os custos de operação da rede, tanto econômicos quanto ambientais. Além disso, os SAE podem fornecer certos serviços ancilares para a rede, como despacho de potência reativa, regulação de frequência e controle de tensão (Nick, et al., 2014). Estes, entre

outros motivos, tornam a utilização de SAE em REI uma importante linha de exploração científica na área de SEP, motivando esta pesquisa.

1.1.1.6 Microrredes

Uma microrrede pode ser entendida como um conjunto de dispositivos de GD (em sua maioria renováveis), SAE e cargas que podem operar de forma interligada, ilhada ou isolada do restante do sistema (Chowdhury, et al., 2009). A operação interligada é geralmente realizada para comprar ou vender energia em um mercado de energia elétrica. Por outro lado, a operação ilhada (desconexão temporária) é realizada quando há um distúrbio (afundamento de tensão ou interrupção) no sistema da concessionária. Neste caso, as cargas são supridas pelas GD e SAE nativos da microrrede e o objetivo é aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia. A operação isolada (a microrrede é projetada para não ser conectada ao restante do sistema da concessionária) está associada com SEP de pequeno porte implementados para fornecer energia para localidades remotas (por exemplo, comunidades insulares) que não podem ser conectadas a rede de suprimento convencional devido a restrições econômicas ou ambientais.

No contexto das REI, as microrredes podem estar presentes como um componente (por exemplo, uma microrrede industrial conectada ao SD), ou a própria REI pode ser uma microrrede. Neste segundo caso, a operação em modo ilhado lhe confere menor vulnerabilidade a distúrbios no sistema da concessionária, minimizando sobremaneira a perda de carga decorrente das operações de chaveamento utilizadas para eliminar a falta quando comparada a um SD convencional. Deve-se observar que a operação ilhada da rede (ou de alguma de suas porções) gera desafios técnicos adicionais à operação da microrrede, em especial, relacionados à manutenção do balanço de potência e à manutenção da sua frequência.

1.1.2 Funções de controle típicas de uma REI

1.1.2.1 Estimação de estados

Função essencial para as aplicações de controle da REI, o estimador de estados determina em tempo real o estado da rede, i.e., um conjunto mínimo de variáveis (geralmente módulos e ângulos de tensão) que permitem conhecer as demais grandezas da rede. Para isto, o estimador se utiliza de um conjunto de medições, e.g., magnitudes de tensões nodais, injeções nodais de corrente e potência assim como valores de corrente e potência nos ramos. Tais

medições estão sujeitas a erros, de forma que quanto mais dados de medição estiverem disponíveis, maior será a precisão do estado estimado. Nesse contexto, deve-se lembrar que é esperado que as REI possuam um amplo conjunto de medições a sua disposição, devido à utilização dos medidores inteligentes (que permitem monitorar a rede a nível de consumidor) e das UMF, além das medições já utilizadas em SD convencionais.

1.1.2.2 Autodetecção e Autorrecuperação (Recomposição Automática)

Uma das principais motivações para o surgimento do conceito de REI está na ideia de tornar a rede resiliente a falhas resultantes de desastres naturais (terremotos, furacões, ciclones etc.) e condições de tempo adversas (tempestades, nevascas, ondas de calor etc.) Adicionalmente, o conceito de resiliência também está relacionado com iniciativas para tornar o sistema eletro-cibernético mais robusto a ataques e invasões na infraestrutura de comunicação. As REI também têm como objetivo melhorar a confiabilidade da rede de distribuição através da redução dos tempos de restauração de interrupções relacionadas a eventos menos severos e mais prováveis, tais como aquelas causadas por abaloamento de postes, escavações, falta de poda na vegetação, contaminação de isoladores por poluentes, erros humanos, fraudes, contato de animais com a rede etc. Neste contexto, espera-se que as REI sejam capazes de, autonomamente, realizar as seguintes tarefas: (i) localizar o componente falhado usando dispositivos inteligentes (por exemplo, os indicadores de falta) e sistemas de comunicação (função de autodetecção); (ii) isolar a falha para que não se propague utilizando chaves automáticas e/ou remotamente controladas; (iii) restaurar o fornecimento de energia para o maior número de consumidores possível através da reenergização de circuitos e transferências de carga para alimentadores adjacentes (função de autorrecuperação ou recomposição automática) (Sioshansi, 2012). Finalmente, uma REI de distribuição pode utilizar o modo de operação ilhado para se desconectar do sistema à montante durante um distúrbio externo, sem afetar o fornecimento de energia elétrica para os consumidores nativos da microrrede.

1.1.2.3 Gerenciamento de energia

A função de gerenciamento de energia tem como objetivo realizar o despacho de potência ativa do SDA para obter um ponto de operação que minimize os custos de produção de energia e maximize a utilização das gerações renováveis. Estes dois objetivos são alcançados satisfazendo-se restrições técnicas, tais como: faixas admissíveis de tensão, carregamento

máximo e limites de geração. Esta função tradicionalmente envolve a atuação sobre dispositivos de GD e SAE, porém pode incluir também ações de GLD, tais como, por exemplo, a escolha ótima do horário de conexão de certas cargas ditas deferíveis (ou atrasáveis).

1.1.2.4 Otimização Var-Volt (OVV)

Esta função atua no controle de tensão da rede a partir de variáveis tais como a posição dos tapes do transformador da subestação e dos reguladores de tensão disponíveis na rede, os estados das chaves de bancos de capacitores chaveados e o valor do despacho de potência reativa de equipamentos com interface de dispositivos de eletrônica de potência (EP) tais como GD e SAE. Este controle tem como objetivo otimizar algum índice de desempenho da rede, por exemplo, minimizar perdas ativas nos alimentadores de distribuição, obter o mínimo desvio quadrático de um ponto de operação especificado, minimizar o número de operações de dispositivos de controle ou todos estes objetivos de forma simultânea.

1.2 Geração distribuída fotovoltaica e problemas de conformidade de tensão

À medida que os SD evoluem de seu paradigma passivo tradicional para o de uma REI, espera-se uma massiva incorporação de GD renovável, especialmente a partir de fonte solar. Por exemplo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima uma participação de 93 % de tecnologia fotovoltaica nos sistemas de GD residenciais do subsistema nordeste até 2027 (EPE, 2018). No entanto, a falta de simultaneidade entre a produção das usinas de GD fotovoltaica (GDFV) e os perfis de demanda impõem dificuldades operacionais aos SD. Como consequência, um dos possíveis impactos da massiva conexão de GDFV às redes de distribuição é a ocorrência de problemas de variações de tensão de longa duração (VTLD).

As VTLD correspondem a variações do valor RMS das tensões nodais para além de uma faixa considerada adequada para atendimento ao consumidor, com durações de ocorrência superiores a 1 minuto (Dugan, et al., 2004). No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece o termo “conformidade de tensão” para se referir ao estudo dos problemas de VTLD, além de definir os índices para acompanhamento destes problemas e suas metas nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2017).

Os problemas de conformidade de tensão compreendem dois possíveis fenômenos: as subtensões e as sobretensões que, como sugerem seus nomes, representam, respectivamente, tensões abaixo e acima da faixa adequada. Em sistemas passivos convencionais, a principal causa das subtensões são altas impedâncias dos alimentadores, resultando em quedas de tensão excessivas para momentos de carga elevada (Dugan, et al., 2004). As sobretensões, por outro lado, tendem a ocorrer devido à perda de grandes blocos de carga e problemas associados com dispositivos de controle de tensão, como por exemplo, ajuste indevido de tapes de transformadores, ou não desconexão de bancos de capacitores em períodos de carga leve (Dugan, et al., 2004). Desta forma, verifica-se que em redes de distribuição convencionais, os problemas de subtensão são mais comuns que os de sobretensão. No entanto, a inserção de GD pode modificar esta lógica, pois tende a elevar o perfil de tensão da rede. Mais especificamente, plantas renováveis, como por exemplo a GDFV, por não serem despacháveis, podem gerar problemas de sobretensão em momentos de alta produção e carga leve. De fato, o incremento do risco de sobretensões é considerado uma das principais limitações para a admissibilidade de altos níveis de penetração de GDFV em SD (Souza, et al., 2020).

É importante notar que os problemas de sobretensão ocasionados por inserção de GDFV em SD podem ser difíceis de resolver com base somente em controles convencionais concebidos para redes passivas. Por exemplo, a tentativa de se solucionar um problema de sobretensão em uma porção da rede com alta penetração de GD a partir da atuação do tape comutável sob carga (*on load tap changer* - OLTC) do transformador da subestação, pode gerar um problema de subtensão em outra parte do sistema com característica passiva convencional, tal como mostrado por Viganò et al (2015).

Para solucionar o problema do risco de sobretensão em alimentadores com alta penetração de GDFV, três estratégias principais são usualmente apresentadas na literatura: utilizar a capacidade ociosa do inversor para injeção de potência reativa (controle Var-Volt), corte de geração e a utilização de SAE (Chaudhary & Rizwan, 2018). Destas, a solução mais simples é o controle Var-Volt. No entanto, esta estratégia tende a incrementar as perdas técnicas do sistema, dado que se baseia em elevar a corrente do alimentador para aumentar a queda de tensão ao longo dos ramos (Camilo, et al., 2018) (Souza, et al., 2020) (Chaudhary & Rizwan, 2018). Estratégias de corte de geração, por sua vez, podem ser implementadas de algumas formas distintas. Uma possibilidade para determinação do corte é a atuação de um controle baseado nas tensões do sistema (controle Watt-Volt) tal como avaliado em Souza et al (2020).

Outra possibilidade é a determinação de limites de geração (ou de exportação) de energia para as GD renováveis, algo que já é regulamentado em lugares como Alemanha, Havaí e Austrália (Ricciardi, et al., 2019). Independentemente da forma de implementação, a estratégia de corte de geração pode resultar em considerável desperdício de energia renovável. Desta forma, a utilização de SAE parece se destacar como uma boa solução candidata para este problema, dado que a energia excedente gerada pelos sistemas fotovoltaicos pode ser guardada para uso posterior, prevenindo tanto o corte desnecessário de energia quanto o incremento das perdas técnicas do sistema.

1.3 Infraestrutura de automação para redes elétricas inteligentes

1.3.1 Visão geral

As funções de automação de um SD apoiam-se em uma infraestrutura hierarquicamente dividida nas seguintes camadas, em ordem da maior hierarquia para a menor: concessionária, rede, subestação, distribuição e consumidor (N.-Green & Wilson, 2007). Esta estrutura hierárquica é mostrada na pirâmide da Figura 1.1.

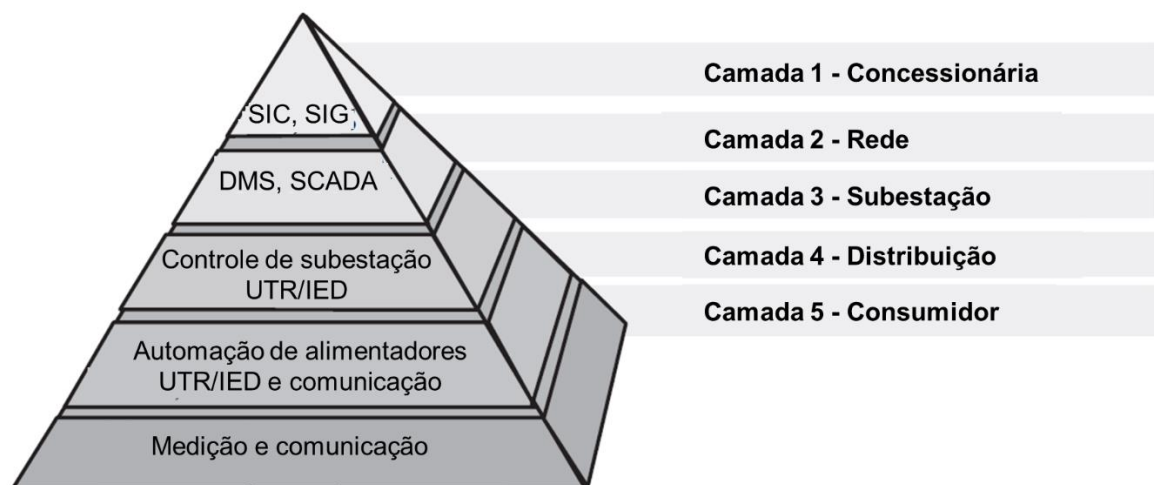


Figura 1.1 - Estrutura em camadas das automações em um SD (N.-Green & Wilson, 2007) (adaptado).

A camada de controle da concessionária corresponde aos sistemas que englobam a empresa de concessão de energia como um todo. Por exemplo, integram esta camada o sistema

de informações do consumidor (SIC) e o sistema de informações geográficas (SIG), que localiza espacialmente os ativos da empresa.

Na camada de rede estão os sistemas voltados para o gerenciamento do sistema elétrico. É nesta camada que se encontra o sistema de gerenciamento da distribuição (DMS, do inglês *Distribution Management System*), um sistema computacional que incorpora diferentes ferramentas típicas de supervisão e operação da rede tal como fluxo de potência por exemplo. Tratando-se de uma REI, este sistema é conhecido por ADMS (do inglês *Advanced Distribution Management System*), devido à presença de funções avançadas de gerenciamento tais como as descritas na Seção 1.1.2. Em ambos os casos, é necessária a existência de uma infraestrutura prévia chamada de sistema de supervisão e aquisição de dados (no inglês *supervisory control and data acquisition- SCADA*), que pode ser resumidamente descrita como a conjunção de uma sala de controle, sistemas de comunicação e dispositivos que fazem a interface entre a rede de comunicação e os instrumentos e equipamentos em campo.

A automação de subestação é realizada a partir de uma combinação de relés de proteção, medições, canais de comunicação e unidades terminais remotas (UTR) ou dispositivos eletrônicos inteligentes (IED, do inglês *intelligent electronic device*). Ambos, UTR e IED, são dispositivos eletrônicos microprocessados que permitem a troca de informação bidirecional entre um equipamento no campo e o DMS, enviando dados relevantes para supervisão e recebendo sinais de controle. Assim, por meio destes dispositivos, o centro de operações tem acesso a informações como: estados dos relés de proteção, disjuntores, chaves seccionadoras, tapes de transformadores e medições de grandezas elétricas. Por outro lado, o DMS pode realizar ações de controle tais como ajustes de tapes e manobras de chaves e disjuntores. Funções de proteção, no entanto, são realizadas por controles locais baseados em uma lógica pré-definida.

Na camada de distribuição é realizada a automação dos alimentadores. Para isto, os canais de comunicação operam em conjunto com IED/UTR para comandar equipamentos de campo. Em SD tradicionais, estes equipamentos incluem tipicamente bancos de capacitores chaveados, reguladores de tensão, chaves, religadores e relés de proteção. Funções típicas de automação de distribuição incluem isolamento de faltas, restauração, reconfiguração e controles de reativos. Comumente, a implementação destas funções por meio do sistema SCADA é restrita aos alimentadores de pior desempenho por questões de custo (Thomas & McDonald, 2015). Desta forma, é comum a utilização de controles locais para implementação de automação

de alimentadores. Porém, com a evolução dos SD para as REI, é imprescindível a utilização do sistema SCADA para realização das funções avançadas de gerenciamento da rede descritas na Seção 1.1.2.

A última camada da estrutura hierárquica de automação em um SD é aquela que se relaciona aos controles realizados na interface entre o SD e o consumidor, i.e., no sistema de medição. Por exemplo, a utilização de medidores inteligentes em uma REI permite aplicações de funções de GLD e telemedição do consumo de energia, além da possibilidade de obtenção de informações em tempo real sobre a demanda dos clientes. Tais funcionalidades pressupõem a utilização de um sistema de comunicação entre o DMS e o medidor, que por sua vez também deve estar adaptado para tal.

1.3.2 ADMS e o centro de controle

De acordo com Verdi (2020), o ADMS é composto por 3 componentes básicos: um sistema SCADA, um sistema de gerenciamento de interrupções (OMS, do inglês *outage management system*) e funções avançadas de DMS associadas aos alimentadores da rede. Além disso, estes sistemas podem receber o suporte da integração com outros sistemas gerenciais associados à empresa como um todo. Por exemplo, Thomas e McDonald (2015) citam ainda os sistemas SIC e SIG, o sistema de gerenciamento de ativos (AMS, do inglês *asset management system*) e da AMI como partes integrantes de um típico centro de controle em conjunto com o DMS. Esta integração pode ser mais bem visualizada na Figura 1.2.

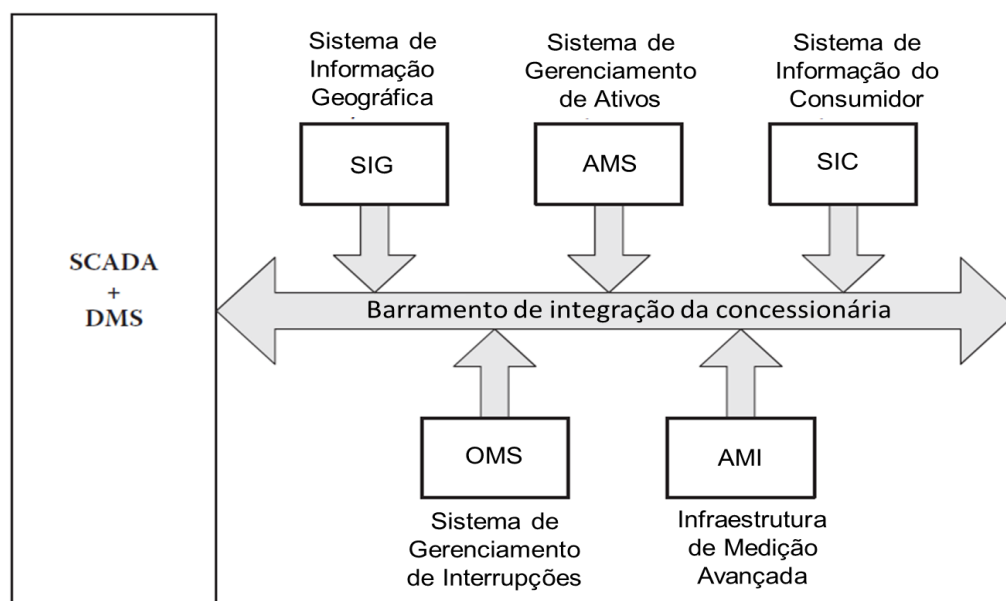


Figura 1.2 - Integração de sistemas em um centro de controle de SD (Thomas & McDonald, 2015).

Os componentes típicos de um sistema SCADA são: UTR e/ou IED, sistemas de comunicação, uma estação mestre e uma interface homem-máquina (HMI, do inglês *human-machine interface*) (Thomas & McDonald, 2015). Os dispositivos UTR/IED realizam a interface entre os equipamentos do sistema elétrico e a rede de comunicação, permitindo fluxo bidirecional de dados para monitoramento e controle. Os sistemas de comunicação consistem em um conjunto de canais de comunicação que interligam os dispositivos de UTR/IED à estação mestre que, por sua vez, consiste em um conjunto de computadores e periféricos que permitem o monitoramento e o controle do sistema por parte do operador. Este operador acessa o sistema a partir da HMI, onde ele pode visualizar as informações do sistema e realizar ações de controle.

Um OMS, como o nome sugere, é um subsistema voltado para o gerenciamento de interrupções no fornecimento de energia elétrica. Algumas das principais funcionalidades do OMS são (Vaahedi, 2014) (Thomas & McDonald, 2015):

1. Localização da falha;
2. Gerenciamento das manobras de restauração baseando-se em critérios de emergência (cargas prioritárias), magnitude (número de consumidores interrompidos e/ou energia não fornecida), duração da interrupção, restrições técnicas (tensão e carregamento) e na disponibilidade de chaves remotamente controladas;

3. Despacho das equipes de manutenção;
4. Cálculo de índices de confiabilidade pretéritos para realizar a diagnose das interrupções no fornecimento de energia.

O SIC, por sua vez, armazena informações dos consumidores da concessionária, tais como dados cadastrais, informações de consumo, de pagamentos, entre outros. Em REI de distribuição, o SIC geralmente compartilha diversas informações com a AMI que coleta dados dos medidores inteligentes localizados nas instalações dos consumidores.

O SIG é responsável por armazenar e manipular informações geográficas relacionadas aos ativos da distribuidora. Desta forma, pode-se criar, por exemplo, um mapa georreferenciado da rede elétrica que facilita a visualização do operador para tomada de decisões, bem como facilita a identificação de falhas na rede.

O AMS é um sistema utilizado para gerenciamento das manutenções dos ativos da rede elétrica, visando com isso reduzir custos, melhorar a vida útil dos equipamentos, reduzir os riscos de falha, entre outros.

1.3.3 Requisitos de comunicação para sistemas SCADA em REI

Sistemas de comunicação correspondem a uma parte importante de um sistema SCADA, dado que são estes canais que permitem o fluxo de sinais entre o centro de controle e os dispositivos da rede. De acordo com Yan et al (2013), para aplicações em REI, os principais pré-requisitos a serem atendidos por estes sistemas são:

- i. Qualidade do serviço: devido à aplicação em tempo real e ao grande volume de dados, as comunicações para REI devem possuir baixa latência (atraso de comunicação) e grande largura de banda.
- ii. Interoperabilidade: capacidade dos diversos sistemas em funcionamento na rede de trocarem informações de forma compatível e cooperarem entre si.
- iii. Escalabilidade: capacidade do sistema de lidar com volumes de dados crescentes de maneira eficiente. Deve-se observar que a instalação de cada novo medidor inteligente ou dispositivo controlável à rede aumenta o volume de dados trafegados.
- iv. Segurança: as preocupações com a segurança da rede levam em consideração múltiplos fatores, tais como falhas de equipamentos, erros humanos e até mesmo ataques maliciosos.

- v. Padronização: a infraestrutura de comunicação da REI pode exigir a integração de equipamentos de fabricantes distintos. Para garantir a interoperabilidade entre estes dispositivos, é fundamental o desenvolvimento de padrões que sejam compartilhados por todos eles.

1.4 Revisão bibliográfica

1.4.1 Planejamento ótimo de sistemas de armazenamento em sistemas de distribuição

Sistemas de armazenamento de energia elétrica são, até o presente momento, tecnologias caras. Por este motivo, é recomendável que metodologias de planejamento para SAE sejam formuladas como problemas de otimização. Além disso, se o objetivo for considerar os limites de tensão da rede, então o SD deve ser modelado explicitamente e o posicionamento dos SAE se torna tão relevante quanto o seu dimensionamento. Estas características fazem com que o problema possa ser classificado como uma programação não linear inteira mista (*mixed integer non-linear programming* – MINLP) que é de difícil solução para sistemas de larga escala e/ou quando se avalia uma grande quantidade de cenários. Por este motivo, a modelagem deste tipo de problema pode se tornar bastante complicada, dado que modelos excessivamente complexos podem se tornar intratáveis. Por outro lado, simplificações excessivas podem degradar a qualidade da solução. Finalmente, para se extrair uma melhor relação de custo-benefício, o mesmo modelo pode incorporar otimizações conjuntas de diferentes investimentos ou controles do SD e/ou combinar de maneira sinérgica múltiplos benefícios da utilização dos SAE (Saboori, et al., 2017). Dada a complexidade do tema, a otimização das posições e dimensionamentos de SAE em SD é atualmente um proeminente tópico de pesquisa em sistemas de potência.

A alocação ótima de SAE para otimização de um SDA contendo GDE é proposta em (Sedghi, et al., 2016). Objetiva-se com o modelo a minimização dos custos de investimento, de operação e manutenção dos SAE, dos custos com energia não suprida e de um custo virtual utilizado para modelar as restrições de regulação de tensão e congestão nos alimentadores do SDA, levando-se ainda em consideração a incerteza de produção das GDE. A solução do problema de fluxo de potência ótimo (FPO) é realizada utilizando a combinação de um método de fluxo de potência probabilístico com as meta-heurísticas: otimização por enxame de partículas (*particle swarm optimization* – PSO) e busca tabu.

Uma estratégia de alocação de SAE para controle de tensão em sistemas de distribuição de baixa tensão é realizada em (Giannitrapani, et al., 2017). Para tanto, os posicionamentos dos SAE são determinados utilizando-se uma heurística baseada em análise de sensibilidade. Em relação ao dimensionamento dos sistemas, é utilizado um modelo de programação semidefinida de FPO multiperíodo com o objetivo de minimizar os custos totais de investimento e operação (levando em consideração o número e a capacidade dos SAE e as perdas) sujeito às restrições de tensão nas barras do sistema. Para considerar as incertezas relacionadas às cargas e às gerações renováveis foram realizadas otimizações do dimensionamento para diferentes realizações históricas destas variáveis. Em seguida, escolheu-se o pior caso para dimensionar os SAE (sistema de maior capacidade).

Com o intuito de melhorar a regulação de tensão no sistema de distribuição, Mehmood et al. (2017) propuseram um modelo de otimização multiobjetivo para alocação de SAE a baterias (SAEB). O modelo proposto tem como objetivo a minimização simultânea de perdas elétricas e de custos de investimento em GD e SAE, considerando o tempo de vida útil das baterias e as incertezas associadas às GDFV e GDE. O modelo foi solucionado utilizando-se uma versão multiobjetivo de algoritmo genético (AG) e o critério do ponto de utopia para escolher uma solução.

Em (Quevedo, et al., 2017) é considerado o investimento conjunto em novas linhas e transformadores, geração de energia renovável, sistemas de armazenamento de energia e estações de carregamento para carros elétricos em um modelo de planejamento de sistemas de distribuição. As incertezas associadas às gerações renováveis e à demanda foram caracterizadas por um conjunto de cenários obtidos através da aplicação de técnicas de agrupamento de dados. Estes cenários são utilizados por um modelo de programação linear inteira mista para minimização do valor esperado dos custos totais, que incluem: custos de investimento, manutenção, produção, perdas e energia não suprida para uma determinada configuração de expansão.

O problema da alocação ótima de sistemas de armazenamento é abordado em (Nick, et al., 2018b) utilizando um modelo de FPO convexo exato recentemente proposto pelos próprios autores (Nick, et al., 2018a). Além disso, a reconfiguração da rede foi considerada para obter configurações sazonais da topologia do sistema de distribuição com base em restrições de segurança e com o objetivo de reduzir as perdas técnicas. As incertezas relacionadas a carga e às gerações renováveis foram consideradas a partir de uma abordagem de criação e posterior

redução de cenários. A decomposição de Benders foi utilizada para dividir o modelo em um problema mestre e alguns subproblemas independentes entre si que podem ser solucionados paralelamente.

A referência (D.-Antillón & D.-Navarro, 2018) propõe um método para a alocação ótima de SAE em uma abordagem probabilística multiobjetivo. Considera-se a possibilidade de usar os sistemas de armazenamento para melhoria da confiabilidade a partir da operação ilhada do sistema. Os objetivos minimizados são: a energia não suprida, as perdas técnicas do sistema e a capacidade total de armazenamento (redução do investimento). As incertezas na carga e na potência de saída das fontes renováveis são incluídas no cálculo das perdas e da energia não suprida através do fluxo de potência probabilístico trifásico baseado no método de estimação de pontos e da função geratriz universal. As restrições consideradas foram: limites de tensão nos nós, limites de corrente nos ramos, limitação de um índice de desequilíbrio de tensão, limitação da potência demandada da rede externa e uma limitação na variação de potência na subestação para impedir ciclos de descarga muito profundos nos SAE. Utiliza-se um AG multiobjetivo para solução do problema.

O trabalho de Damavandi et al. (2018) propõe um modelo linear de FPO para a alocação ótima de SAE distribuídos em redes de distribuição inteligentes com o objetivo de obter redução de perdas ativas, adiamento de investimentos, redução do corte de geração renovável, arbitragem de preços de energia e melhoria da resiliência do sistema com base na redução dos custos de interrupção de energia. O modelo leva em consideração uma REI com presença de GDE e GDFV e com capacidade de operar tanto conectada à rede externa quanto ilhada. Incertezas de carga e das gerações intermitentes são levadas em consideração no modelo.

Fortenbacher et al. (2018) propuseram um modelo de FPO linearizado com esquema operacional baseado em controle preditivo de modelo para realizar a alocação de SAEB distribuídos no SD. Nesta representação, os SAEB são alocados no sistema com o objetivo de realizar arbitragem de preços de energia e reduzir o corte de GDFV. O problema proposto leva ainda em consideração um modelo de cálculo de vida útil das baterias de acordo com a sua operação. Finalmente, também se considera a possibilidade de despacho de potência reativa das GD, mas não dos SAE.

O modelo proposto em (Celli, et al., 2018) utiliza um AG multiobjetivo codificado em ponto flutuante para propor a otimização simultânea da alocação e da operação dos SAE. Os

objetivos de investimento dos SAE neste artigo são: redução de perdas técnicas, regulação de tensão, adiamento de investimentos, mitigação dos eventos de afundamento de tensão e melhoria da confiabilidade do SD. O modelo considera ainda incertezas de carga e da potência de saída de GDFV além da possibilidade de despacho de potência reativa por parte dos SAE.

No artigo (Zheng, et al., 2018), considera-se a possibilidade simultânea de alocação de SAEB tanto estáticos quanto móveis para um SD contendo GDE e GDFV, utilizando para isto um algoritmo evolutivo conhecido por Algoritmo de Agregação Natural. Os objetivos neste trabalho são o adiamento de investimentos, a redução de volatilidade das gerações renováveis e a reserva de energia. Há ainda a consideração da possibilidade de operação de subsistemas no modo ilhado.

Em (Hassan & Dvorkin, 2018), um modelo de FPO exato convexo é proposto para o planejamento de SAE em SD considerando a possibilidade de participação dos SAE no mercado do sistema de transmissão. Para isto formulam-se dois problemas distintos, um para o SD e outro para a participação no mercado da rede de transmissão. Estes problemas são combinados em um só utilizando-se a teoria de dualidade. GDFV e carga são consideradas no modelo, porém de uma perspectiva determinística. Por fim, os SAE são utilizados no modelo tanto para realização de arbitragem quanto para redução de cortes de geração.

O modelo proposto em (Qiu, et al., 2018) realiza o planejamento conjunto de SAE e de GD em REI de distribuição a partir de um MINLP robusto a incertezas relacionadas à carga e à GDE, utilizando para isto uma restrição de valor em risco condicional (*Conditional Value at Risk – CVaR*). O modelo de operação embarcado no problema de planejamento visa redução do custo operacional e das perdas de energia e é formulado em dois estágios: planejamento da operação e ajuste em tempo real. Por fim, o modelo é solucionado utilizando-se um algoritmo híbrido de PSO com Método do Ponto Interior.

O trabalho em (Erdoğan, et al., 2018) propõe um modelo de planejamento conjunto de SAE, GD e estações de carregamento de VE para redução de perdas ativas do SD, utilizando para isto um modelo de FPO cônico de segunda ordem. Consideram-se tanto GDVF quanto GDE no modelo, porém a partir de uma abordagem determinística.

Em (Lei, et al., 2019), propõe-se uma metodologia para a alocação ótima de SAE baseados em baterias de fluxo de redox de vanádio (BFRV) para gerenciamento de energia em um SDA contendo GDE. Busca-se com este modelo reduzir perdas ativas, custo de

investimento dos SAE, emissão de gases estufa, interrupções de carga e maximizar o consumo da produção das GDE. Levam-se em consideração, ainda, eficiência dinâmica e a vida útil das BFRV. Para solucionar o problema de otimização proposto, utiliza-se uma meta-heurística híbrida de PSO e AG. Nesta referência, as incertezas na carga e na velocidade do vento foram incluídas no problema de alocação de BFRV usando-se modelos de média móvel autorregressiva (*Autoregressive-Moving-Average - ARMA*) para séries temporais.

Na referência (Lin, et al., 2019) é proposto um FPO convexo, utilizando o modelo cônico de segunda ordem, para realizar a alocação de SAE em SD com o objetivo de redução dos custos operacionais diários. Em seguida, utiliza-se a decomposição de Benders generalizada para acelerar a solução do modelo. Por fim, acelera-se ainda mais a solução do problema a partir do relaxamento de restrições de integralidade

Em (Home-Ortiz, et al., 2019), faz-se uso de um modelo convexo exato de FPO para realizar a alocação conjunta de SAE, GDE, GDFV e microturbinas em um SD. O problema é formulado como um modelo de programação estocástica considerando incertezas de carga, GDFV e GDE e o algoritmo *k-means* é utilizado para reduzir o número de cenários enquanto mantém as devidas correlações das incertezas consideradas.

Na referência (Ehsan & Yang, 2019) propõe-se um método para o planejamento ótimo conjunto de SAE, GDE e GDFV em SD, considerando as incertezas de carga, gerações renováveis e tarifas de energia, bem como suas devidas correlações. O problema é formulado como um FPO convexo exato que leva em consideração ainda as capacidades de despacho de potência reativa tanto dos SAE quanto das GD. Por fim, a modelagem de incertezas é realizada a partir de um método de geração de cenários.

Um modelo de planejamento de SAE para SD com presença de GDE considerando a estabilidade de tensão é proposto em (Jalali & Aldeen, 2019). As posições candidatas para alocação dos SAE são determinadas *a priori* utilizando-se análise modal. Em seguida, usa-se um modelo estocástico de alocação e dimensionamento dos SAE com restrições de risco associadas às margens de estabilidade de tensão nodais frente às incertezas de carga e GDE. O modelo é baseado em programação não linear (*Non-Linear Programming - NLP*) e considera restrições de complementariedade para evitar a utilização de variáveis binárias para as decisões de carga e descarga dos SAE. O modelo leva ainda em consideração a ação dos OLTC e as possibilidades de injeção de reativos tanto dos SAE quanto das GD.

Por fim, em (Xie, et al., 2020) propõe-se um modelo de otimização conjunta das alocações de SAE e subestações, além da reconfiguração da rede com o objetivo de redução dos custos de investimento, das perdas ativas, do corte de geração das GDFV e GDE e do corte de carga. O modelo é formulado utilizando-se uma relaxação convexa exata do problema de FPO, e leva em consideração: uso dos controles de OLTC, bancos de capacitores, compensadores estáticos de reativos e despacho de reativos das GD, as incertezas de carga, GDFV e GDE, bem como a possibilidade de escolha do tipo de SAE a ser alocado.

1.4.2 Falhas em sistemas de armazenamento a baterias

Nas metodologias de planejamento de SAEB em REI frequentemente há a desconsideração da possibilidade de falhas desses dispositivos. No entanto, os seus componentes não são 100 % confiáveis. Por este motivo, falhas neste tipo de sistema já são estudadas na literatura.

O trabalho em (Manenti, et al., 2011) considera a possibilidade de falhas em células de baterias de íon de lítio ao propor uma arquitetura de sistema de gerenciamento de bateria baseado em células redundantes, para aplicações em veículos elétricos. O sistema, que é projetado para permitir a desconexão momentânea de células com o propósito de otimizar a operação do módulo, também permite a desconexão permanente de células que estejam danificadas.

Os autores em (Jin & Shin, 2012) propõem um método para reconfiguração de baterias sujeitas a falhas, de forma a permitir a recuperação em relação a falhas de células, reduzir o número de células de sobressalentes, adaptar a operação da bateria à demanda e reduzir o seu custo total.

Mukherjee et al (2012) apresentam uma metodologia de avaliação da confiabilidade de SAEB com baterias reutilizadas e diferentes topologias de conversão, com o objetivo de verificar a possibilidade da reutilização de baterias em aplicações de estabilização de frequência. Este estudo identificou as baterias como os elementos que mais impactam a confiabilidade dos SAEB. No entanto, é importante observar que esta conclusão é enviesada pelo fato do estudo ter sido realizado com baterias reutilizadas, cuja confiabilidade, como é de se esperar, é menor do que a de módulos novos.

Em (Liu, et al., 2017) foi proposta uma metodologia para avaliar a confiabilidade de SAEB de larga escala, incluindo modelos de degradação de seus componentes. Além disso, consideraram diferentes configurações das células das baterias, estratégias de gerenciamento e duas topologias diferentes de conversores, sendo uma destas reconfigurável. Resultados do estudo demonstraram maior confiabilidade dos SAEB reconfiguráveis em relação aos de topologia em série. Também se demonstrou comportamento inversamente proporcional da confiabilidade em relação ao número de ciclos de operação e potência demandada e uma possibilidade de melhoria da confiabilidade das baterias por meio de reconfiguração de suas células.

Os autores em (Liu & Panteli, 2019) realizaram um estudo da confiabilidade de SAEB considerando diferentes topologias para estes dispositivos e avaliando os efeitos de configurações redundantes. Os resultados do estudo indicam que as baterias correspondem ao elemento com maior impacto nesses sistemas. Além disso, observou-se que a utilização de topologias de conversor com elos em paralelo tem maior contribuição à confiabilidade desses sistemas do que a adição de *strings* de baterias redundantes.

O trabalho em (Xia, et al., 2019) propôs uma metodologia de confiabilidade para baterias de íons de lítio que considera uma representação estocástica de degradação das células com base nos modelos físicos de circuito elétrico equivalente e de fenômenos de transporte de calor e de fluido dentro da bateria. A metodologia demonstrou ser mais precisa que a análise de confiabilidade convencional baseada somente em estatísticas de falha.

Por fim, o trabalho em (Gautam, et al., 2020) realiza uma modelagem probabilística de SAEB voltada para a quantificação do valor da confiabilidade destes dispositivos como participantes do mercado de energia de um SDA, tanto do ponto de vista de um sistema operado pela empresa de distribuição, quanto do ponto de vista de um sistema de propriedade de um outro investidor.

Ao que concerne à modelagem probabilística das falhas em SAEB, duas abordagens foram utilizadas. Os trabalhos em (Jin & Shin, 2012), (Mukherjee, et al., 2012), (Gautam, et al., 2020) e (Liu & Panteli, 2019) utilizaram modelos baseados na distribuição exponencial para o tempo de falha dos componentes dos SAEB, i.e., consideraram taxas de falha constante. O trabalho em (Liu, et al., 2017), por sua vez, utilizou um modelo baseado na função geradora universal em conjunto com um modelo de degradação dos componentes do SAEB. O trabalho

em (Manenti, et al., 2011) não realiza uma modelagem probabilística das falhas, mas sim as leva em consideração no projeto do sistema de gerenciamento de baterias proposto a partir de uma abordagem determinística. É importante mencionar que há uma preferência por modelos probabilísticos baseados em cadeias de Markov para a modelagem de falhas em SAEB. Esta preferência vem em decorrência do fato de que tais modelos são ostensivamente usados em estudos de confiabilidade de sistemas de potência (Billinton & Allan, 1996). É importante observar também que modelos que consideram os efeitos físicos de degradação das baterias tais como os trabalhos em (Liu, et al., 2017) e (Xia, et al., 2019), apesar de mais precisos que os modelos markovianos, são muito complexos e possuem elevado custo computacional, o que os tornariam impraticáveis para serem embarcados em estudos que consideram o efeito das falhas no sistema elétrico.

Finalmente, a partir da revisão bibliográfica realizada acima, observa-se que a modelagem de falhas em SAEB é considerada principalmente sob aspectos de desempenho dos próprios dispositivos. No entanto, a consideração destas falhas em metodologias de planejamento de SAEB em REI não foi encontrada na literatura.

1.4.3 Falhas de comunicação em REI

Tal como já abordado anteriormente, as REI são dependentes de uma infraestrutura de comunicação adjacente à rede elétrica que permite o fluxo bidirecional de informação entre dispositivos da rede e o centro de controle. Por este motivo, a ocorrência de falhas nessa infraestrutura pode comprometer a execução de funções de controle da rede de distribuição. Neste contexto, a avaliação do impacto de falhas na rede de telecomunicações (RTCOM) no funcionamento de REI tem sido constantemente abordada na literatura recente.

Celli et al (2013) propuseram uma metodologia para avaliar a confiabilidade de REI incluindo o efeito de falhas na infraestrutura de comunicação. No modelo utilizado, consideram-se tanto as falhas físicas dos componentes da RTCOM, quanto perdas de sinal em *links wireless* devido ao efeito de nuvens. O efeito das perdas de comunicação foi modelado considerando-se a substituição do gerenciamento ativo das GD por uma operação passiva tradicional. Os índices de confiabilidade foram obtidos via simulação Monte Carlo (SMC) pseudo-sequencial.

Os autores em (Falahati & Fu, 2014) abordaram a avaliação da confiabilidade de subestações em REI considerando os efeitos de interdependências indiretas entre a RTCOM e

a rede física, tais como falhas em funções de monitoramento e proteção. Os resultados encontrados demonstraram que o efeito deste tipo de falha de fato degrada a confiabilidade do sistema elétrico.

O estudo em (Cai, et al., 2016) considerou as interdependências entre as redes físicas e cibernéticas de REI de transmissão para avaliar a possibilidade de falhas em cascata, já que uma indisponibilidade no suprimento de energia pode gerar indisponibilidades de elementos da RTCOM e vice-versa. Um modelo de fluxo de potência dinâmico é utilizado para avaliar as contingências em cascata, considerando limites nos carregamentos dos ramos e no desvio de frequência da rede. Informação é trocada continuamente entre os modelos da rede elétrica e da RTCOM, com o intuito de representar suas interdependências. Os resultados indicam que as interdependências entre as duas redes têm potencial para acelerar eventos de falha em cascata e que, por isto, atenção deve ser dada a este aspecto no projeto de REI.

O trabalho em (Liu, et al., 2018) realizou um estudo da confiabilidade de REI considerando falhas na camada de comunicação do sistema, sendo consideradas não somente as falhas físicas dos componentes cibernéticos, mas também falhas por erro de roteamento, erro de comunicação e atrasos. Além disso, o trabalho realizou uma análise de sensibilidade da confiabilidade em função do volume de tráfego da rede de comunicação, das falhas de seus elementos e da topologia da RTCOM.

Os autores em (Teh & Lai, 2019) realizaram a avaliação do impacto da utilização de limites térmicos dinâmicos para linhas de transmissão na confiabilidade de uma REI, considerando falhas do sistema de comunicação *wireless*. Levou-se em conta que, na indisponibilidade da comunicação para monitoramento das linhas, as suas proteções passam a operar com um ajuste de limite estático ou a partir de um modelo de regressão baseado nas linhas vizinhas. Resultados indicaram que as falhas de comunicação possuem grande impacto na redução dos benefícios obtidos com a utilização de limites térmicos dinâmicos na confiabilidade da rede. Além disso, identificou-se que a utilização de limites térmicos calculados pelo modelo de regressão corresponde a uma estratégia de *backup* com menores riscos do que a utilização de limites estáticos.

O efeito de falhas em *links* de comunicação em problemas de FPO para despacho econômico de sistemas de transmissão foi abordado em (Alnajjab, et al., 2019). Para isto, foi formulado um modelo estocástico de dois estágios, em que no primeiro estágio se determinam

as alocações dos *links* de comunicação e valores do pré-despacho, enquanto no segundo se consideram a possibilidade de correções em tempo real no despacho realizado sujeito a erros de previsão e falhas de *links*. Geradores controláveis cuja comunicação é perdida no segundo estágio têm sua potência fixada para um valor pré-definido.

A modelagem probabilística de falhas cibernéticas em boa parte dos artigos avaliados foi realizada a partir da disponibilidade dos elementos cibernéticos. Esta estratégia foi utilizada em (Falahati & Fu, 2014), (Cai, et al., 2016), (Liu, et al., 2018) e (Teh & Lai, 2019). Em (Celli, et al., 2013), os componentes cibernéticos são modelados por cadeias de Markov de dois estados. Deve-se observar ainda que em (Falahati & Fu, 2014) e (Teh & Lai, 2019) as disponibilidades dos componentes cibernéticos são obtidas a partir de processos de Markov de dois estados. Novamente, deve-se enfatizar a tendência para a aplicação de modelos probabilísticos Markovianos na modelagem de falhas de natureza cibernética. Esta tendência é, na realidade, uma extensão natural da aplicação bem-sucedida destes modelos em estudos de confiabilidade de sistemas de potência (Billinton & Allan, 1996), tornando-se mais simples realizar uma análise integrada do desempenho dos sistemas físico e cibernético com relação às falhas nos seus componentes a partir da mesma técnica (modelos markovianos).

Por fim, observa-se que a dependência das inovações tecnológicas esperadas das REI em relação a uma infraestrutura subjacente de comunicação faz com que os efeitos de falhas cibernéticas tenham impactos não negligenciáveis em diversos índices de desempenho da rede elétrica, como por exemplo, custos de produção de energia, limites térmicos e confiabilidade. Este aspecto ainda não foi considerado em problemas de planejamento de SAE em REI de distribuição, sendo, portanto, uma contribuição relevante da atual tese de doutorado.

1.5 Contribuições

Com base na revisão bibliográfica realizada, nota-se que apesar de muitos aspectos diferentes do problema já terem sido abordados na literatura, ainda há algumas lacunas. Por exemplo, em nenhuma das formulações apresentadas considera-se a possibilidade dos SAE falharem e se tornarem indisponíveis durante a operação. Isto é um aspecto importante a ser levado em consideração, pois durante períodos de indisponibilidade, os SAE não poderão fornecer o devido suporte desejado à rede, podendo acarretar problemas na operação em tempo

real, tais como violações de tensão. Desta forma, um modelo que não incorpore indisponibilidades de SAE pode gerar alocações que não são robustas a falhas.

Um outro ponto negligenciado até então é a modelagem explícita dos índices de conformidade de tensão no problema. Deve-se observar que as normas brasileiras descritas no PRODIST (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2017) não penalizam as concessionárias de distribuição por toda e qualquer violação ocorrida, mas sim por violações de metas estabelecidas para índices de duração relativa de transgressão de tensão dentro de determinado período de medição contínuo. Isto indica que considerar limites rígidos de tensão para todos os possíveis cenários de análise na metodologia de planejamento de SAEB pode resultar em soluções com investimentos excessivos, já que pequenas durações de transgressão de tensão são toleráveis. Do contrário, ao considerar explicitamente os índices de conformidade de tensão previstos no PRODIST, garante-se que a solução encontrada determine o investimento estritamente necessário para atender às exigências da ANEEL.

Outro fator bastante negligenciado nos modelos apresentados, tendo sido considerado apenas em (Qiu, et al., 2018), é a possibilidade de realizar ajustes em tempo real nos despachos de SAE com objetivo de adaptar a operação da rede aos cenários não previstos. Deve-se lembrar, porém, que a possibilidade de controle em tempo real destes dispositivos exige, a todo momento, a disponibilidade de comunicação entre os SAE e o centro de controle. Desta forma, a possibilidade de atuação destes dispositivos para corrigir problemas em tempo real pode ser comprometida por falhas em *links* da rede de comunicação adjacente à rede elétrica.

Uma contribuição pouco explorada na literatura pertinente ao planejamento de SAEB é a utilização coordenada da potência reativa dos SAEB com o ajuste das posições de tape de OLTC para controle de tensão. Este tipo de coordenação só foi encontrado, na revisão bibliográfica realizada, no trabalho em (Jalali & Aldeen, 2019). No entanto, OLTC são equipamentos já consolidados, sendo mais baratos que SAEB e constituindo um dos principais recursos de controle de tensão nos SD atuais. Sendo assim, é de se esperar que estes equipamentos também estejam presentes nas REI, motivo pelo qual o trabalho desta tese também incorpora estes dispositivos no controle de tensão proposto, conjuntamente com os despachos de potência reativa dos conversores dos SAEB.

Outra contribuição deste trabalho é a metodologia de representação das falhas dos componentes dos SAEB. Utiliza-se uma metodologia híbrida empregando um modelo de

estimação de vida útil destes dispositivos baseada nas suas condições operacionais para ajustar distribuições de tempo de falha. Em seguida, utiliza-se uma SMC para obter as disponibilidades dos bancos de bateria, a partir das quais se ajustam taxas de falha equivalentes para serem posteriormente usadas na análise probabilística da rede, permitindo a simplicidade dos métodos markovianos enquanto ainda se captura os efeitos da operação das baterias nas disponibilidades dos SAEB.

Finalmente, ao incluir-se os efeitos de falhas físicas e de comunicação ao problema de planejamento de SAE, as disponibilidades de controle dos SAE passam a ser tão relevantes à performance do sistema quanto as posições e dimensões destes dispositivos. Por este motivo, a inclusão do projeto da RTCOM ao problema de planejamento mostra-se também uma contribuição relevante.

A Tabela 1.1 traz uma comparação dos artigos revisados na seção 1.4.1 em relação às características da metodologia proposta neste trabalho.

Tabela 1.1 - Comparação do modelo proposto com a literatura.

	Alocação dos SAE	Redução de investimentos em SAE	Carga com incerteza	GDFV com incerteza	Redução de perdas	Controle de Tensão	Arbitragem	Despacho de reativos dos SAE	Estimação de vida útil	Falha física dos SAE	Índices de conformidade de tensão	Controle em tempo real	Uso de OLTC	Falhas de comunicação	Projeto ótimo da RTCOM
Antillón & Navarro, 2017	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓							
Celli et al, 2018	✓	✓	✓	✓	✓										
Damavandi, Martí & Krishnamuthy, 2018	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓							
Ehsan & Yang, 2019	✓	✓	✓	✓			✓	✓							
Erdoğan et al, 2018	✓				✓										
Fortenbacher, Ulbig & Andersson, 2018	✓	✓	✓	✓			✓								
Giannitrapani et al, 2017	✓	✓	✓	✓	✓										
Hassan & Dvorkin, 2018	✓	✓						✓							
Jalali & Aldeen, 2019	✓	✓	✓					✓					✓		
Lei et al, 2019	✓	✓	✓		✓										
Lin et al, 2019	✓	✓	✓	✓	✓		✓								
Mehmood et al, 2017	✓	✓			✓				✓						
Nick, Cherkaoui & Paolone, 2018	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓							
Ortiz et al, 2019	✓	✓	✓	✓											
Qiu et al, 2018	✓	✓	✓		✓		✓								
Quevedo et al, 2017	✓	✓	✓	✓	✓										
Sedghi et al, 2016	✓	✓				✓									
Xie et al, 2020	✓	✓	✓	✓											
Zheng et al, 2018	✓	✓	✓	✓	✓		✓								
Metodologia deste trabalho	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

1.6 Publicação Resultante da tese

Parte das contribuições desenvolvidas para esta tese resultaram na publicação do seguinte artigo de periódico:

Baptista, J. E. R., Rodrigues, A. B. & Silva, M. G. d., 2022. Voltage Profile Assessment in Smart Distribution Grids Considering BESS and Communication Network Failures. *Electric Power Systems Research*, Volume 213, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108660>

1.7 Motivação

As transformações esperadas para os SD, à medida que se aproximam cada vez mais do conceito de REI, sugerem a necessidade de utilização de SAE para flexibilizar a operação da rede frente a incertezas causadas pela incorporação de geração renovável. Mais especificamente, os SAE despontam na literatura como uma das melhores soluções para evitar problemas de conformidade de tensão em redes com alta penetração de GD renováveis, já que, como exposto anteriormente, os controles convencionais de tensão em SD têm dificuldades com estes tipos de tecnologia. No entanto, os investimentos nestes dispositivos são possuem custos elevados quando comparados com soluções convencionais, gerando uma demanda pelo desenvolvimento de metodologias ótimas de planejamento de SAE, o que motiva a pesquisa desta tese de doutorado.

1.8 Objetivo

Objetiva-se neste trabalho a proposição de uma metodologia de planejamento de SAEB em REI de distribuição. Tem-se como objetivos específicos:

- i. Determinar, por meio da metodologia, variáveis de alocação (número, posicionamento e dimensionamento) e de projeto da RTCOM (número e disposição dos *links* de comunicação).
- ii. Propor uma metodologia que garanta a satisfação de restrições de risco de violação dos índices de conformidade de tensão no problema de planejamento.
- iii. Desenvolver um algoritmo baseado na Simulação Monte Carlo Sequencial para estimar os riscos de violação dos índices de conformidade de tensão frente as incertezas operacionais associadas à carga, à potência gerada por GDFV e às situações de indisponibilidade dos SAEB causadas tanto por falhas físicas dos sistemas, quanto por falhas na camada de comunicação.
- iv. Considerar uma metodologia de estimativa de vida útil dos SAEB com base nos seus padrões diários de despacho para melhor estimativa dos custos no problema de planejamento.
- v. Otimizar a profundidade de descarga dos SAEB de forma a obter um compromisso entre a preservação da vida útil e as capacidades de ganhos financeiros obtidos via arbitragem pelo despacho das baterias.

- vi. Desenvolver um modelo probabilístico para o tempo de falha das baterias de um SAEB com base na estimativa de vida útil do objetivo iv.
- vii. Desenvolver um algoritmo de Simulação Monte Carlo Sequencial para obter um modelo markoviano para os bancos de bateria com equivalência de disponibilidade dentro do horizonte de estudo em relação ao modelo mais preciso do objetivo vi.
- viii. Desenvolver modelo de otimização para obtenção dos despachos típicos dos SAEB frente a cenários sazonais de operação.
- ix. Desenvolver modelo de otimização para representação de redespacho em tempo real dos SAEB frente a ocorrências de indisponibilidades físicas e de controle de algum dispositivo.
- x. Desenvolver modelo de otimização para representação de controle em tempo real de SAEB e OLTC para mitigação de problemas de transgressão de tensão que possam vir a ocorrer devido à divergência entre os cenários efetivamente realizados em comparação aos previstos.

1.9 Estrutura do documento

Este documento está dividido em 7 capítulos:

Capítulo 1: traz aspectos gerais associados à necessidade de utilização de SAE em REI de distribuição e do desenvolvimento de métodos de otimização para o seu planejamento, a revisão bibliográfica sobre o tema, apresenta as contribuições do trabalho, motivação, seus objetivos e a estrutura do documento.

Capítulo 2: aborda a modelagem das incertezas associadas a erros de previsão de carga, variações de injeção de potência de GDFV, falhas em elementos da RTCOM e em componentes dos SAEB. Além disso, detalha o modelo de previsão da vida útil das baterias e o processo de obtenção de taxas de falha equivalentes para os bancos de bateria a partir de SMC.

Capítulo 3: apresenta a metodologia de planejamento proposta para realizar a alocação ótima e a determinação de máxima profundidade de descarga dos SAEB, o modelo de projeto ótimo da RTCOM e o projeto das topologias de conversão dos SAEB.

Capítulo 4: apresenta os modelos de otimização que representam a operação dos SAEB nas etapas de alocação e de avaliação probabilística da conformidade de tensão. Especificamente, são propostos: um modelo de planejamento da operação por dias típicos, um modelo de redespacho em tempo real para o SAEB e um modelo de controle corretivo de tensão em tempo real utilizando ajustes dos OLTC e a capacidade ociosa dos SAEB para despacho de potência reativa (OVV).

Capítulo 5: propõe um método de avaliação probabilística de índices de desempenho operacional semanais da rede elétrica via SMC sequencial pelo método de intervalo de tempo fixo, que é utilizada para avaliação de soluções candidatas obtidas na camada de planejamento.

Capítulo 6: apresenta os resultados da metodologia proposta.

Capítulo 7: apresenta as conclusões do trabalho.

2 MODELAGEM DE INCERTEZAS

Dois tipos de modelagem de incerteza foram considerados neste trabalho. O primeiro corresponde à modelagem de processos estocásticos com variações horárias e sazonais relevantes, tais como irradiância e demanda. O segundo é referente a modelagem de incertezas relacionadas a falhas.

2.1 Incertezas relacionadas a variações temporais e sazonais

O comportamento da demanda de uma rede elétrica e a potência gerada por GDFV, além de possuírem variações aleatórias, demonstram certas variações regulares em relação à passagem do tempo ao longo do dia e das estações do ano. Por exemplo, períodos climáticos distintos têm características próprias de irradiância que afetam a produção energética das GDFV e afetam o comportamento da demanda por meio de reações do consumidor ao clima. Além disso, os perfis de demanda também variam para dias da semana distintos.

Uma forma de capturar as variações sazonais é a utilização de dias típicos em que se agrupam dados de incertezas, baseando-se em cenários com características semelhantes. Aplicando-se esta metodologia às incertezas de demanda e de geração das GDFV, definiram-se 4 dias típicos: dia de semana do período seco, dia de final de semana do período seco, dia de semana do período chuvoso e dia de final de semana do período chuvoso. Por outro lado, para modelar as variações temporais nesta metodologia, ajustam-se, para cada dia típico definido, funções de densidade de probabilidade (FDP) para cada intervalo de tempo pré-especificado no dia. Levando-se em consideração que a metodologia de avaliação da conformidade de tensão especificada no PRODIST considera o período de 10 minutos para cada amostra de tensão, considerou-se também neste trabalho esse intervalo.

2.1.1 Modelagem probabilística de GDFV

A potência de saída de uma GDFV em determinado momento é uma função da irradiância incidente G e da temperatura ambiente T_a nesse dado instante. Destes, o efeito da temperatura no processo de conversão é relativamente pequeno, por isso, as temperaturas de cada intervalo nos seus respectivos dias típicos foram consideradas fixas em seus valores médios. Tais médias de temperatura foram obtidas de um conjunto de 2 anos de medições tomadas minuto a minuto pela Estação São Luís do projeto SONDA (INPE, s.d.).

A irradiância, por outro lado, é a principal variável relacionada à potência de saída de uma usina fotovoltaica e tem como característica uma alta intermitência, de forma que sua variabilidade deve ser considerada para representar fidedignamente a operação do SD.

Neste trabalho, a aleatoriedade da irradiância é modelada utilizando-se a metodologia proposta em (Atwa, et al., 2010), em que para cada intervalo de tempo predefinido de cada estação do ano, ajustam-se os parâmetros de uma distribuição Beta com base em medições correspondentes a estas características. A FDP da distribuição Beta é dada por (2.1).

$$f_G(g) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} g^{(\alpha-1)}(1 - g)^{(\beta-1)}, \quad 0 \leq g \leq 1, \quad \alpha > 0, \quad \beta > 0 \quad (2.1)$$

Em que g é a irradiância normalizada pelo valor de pico desta variável dentro do conjunto de dados medidos no horário e estação considerados e $\Gamma(\cdot)$ é a chamada função Gama, por sua vez dada por (2.2).

$$\Gamma(t) = \int_0^\infty x^{t-1} e^{-x} dx \quad (2.2)$$

Os parâmetros da distribuição Beta podem ser ajustados para um conjunto de dados a partir dos seus dois primeiros momentos centrais, i.e., a média μ_G e a variância σ_G^2 , utilizando-se (2.3) e (2.4).

$$\beta = (1 - \mu_G) \left(\frac{\mu_G(1 - \mu_G)}{\sigma_G^2} - 1 \right) \quad (2.3)$$

$$\alpha = \frac{\mu_G \times \beta}{1 - \mu_G} \quad (2.4)$$

Os dados utilizados para realizar este ajuste também foram obtidos da Estação São Luís do projeto SONDA (INPE, s.d.). Estes dados foram agrupados em duas estações de acordo com o clima local: chuvosa (janeiro a junho) e seca (julho a dezembro). Para cada uma destas

estações, fez-se o ajuste de FDP para cada período consecutivo de 10 minutos no dia (excluindo-se o período noturno para o qual se considerou irradiância nula).

Para obter a injeção de potência ativa do arranjo de uma GDFV a partir de sua irradiância, utiliza-se o modelo em (2.5)-(2.9) (Atwa, et al., 2010) em que P_o é a potência de saída do arranjo fotovoltaico (W), T_c é a temperatura da célula ($^{\circ}C$), $TNOC$ é a temperatura nominal de operação da célula ($^{\circ}C$), I_{cc} é a corrente de curto-circuito dos painéis (A), V_{ca} é a tensão de circuito aberto (V), K_v e K_i são, respectivamente, os coeficientes de tensão por temperatura ($V/^{\circ}C$) e corrente por temperatura ($A/^{\circ}C$) dos painéis, I_{PMP} e V_{PMP} são, respectivamente, a corrente (A) e a tensão (V) do ponto de máxima potência dos módulos em condições de teste padrão, FF é o chamado fator de preenchimento (em inglês *fill-factor*), N é o número de painéis do arranjo, η é um rendimento adicionado ao modelo para representar perdas totais de conversão e γ é uma constante que pode ser ajustada experimentalmente.

$$T_c = T_a + G \left(\frac{TNOC - 20}{0,8} \right) \quad (2.5)$$

$$I = G[I_{cc} + K_i(T_c - 25)] \quad (2.6)$$

$$V = V_{ca} + k_v \times T_c \quad (2.7)$$

$$FF = \frac{V_{PMP} \times I_{PMP}}{V_{ca} \times I_{cc}} \quad (2.8)$$

$$P_o(G) = \gamma \times \eta \times N \times FF \times V \times I \quad (2.9)$$

Para obter a eficiência η das GDFV, utilizou-se a equação (2.10), que corresponde ao modelo apresentado em (Alam, et al., 2013).

$$\eta = \eta_{inv} \times \eta_m \times \eta_d \quad (2.10)$$

Em que η_{inv} , η_m e η_d são as eficiências do modelo original, e que representam, respectivamente, as perdas do inversor, a incompatibilidade entre os módulos e perdas por cobertura de poeira.

Por sua vez γ é um parâmetro adicional inserido para realizar um ajuste no modelo de simulação de GDFV de forma a tornar a estimativa de potência mais precisa em relação a dados experimentais. Para obter este parâmetro, utilizou-se o modelo de simulação de plantas fotovoltaicas em (Baptista, et al., 2019) para gerar um conjunto de pontos de potência de saída para um determinado painel fotovoltaico escolhido com um valor fixo de temperatura de célula. Este modelo considera em detalhes o circuito elétrico equivalente e o algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência da GDFV, de modo que foi escolhido como referência por sua precisão. Em seguida, utiliza-se uma regressão linear pelo método dos mínimos quadrados para ajustar o valor de γ com menor erro possível em relação aos pontos gerados. O ajuste deste parâmetro para o painel Canadian Solar HiKu CSS3W 450P (Canadian Solar, 2020) é mostrado na Figura 2.1.

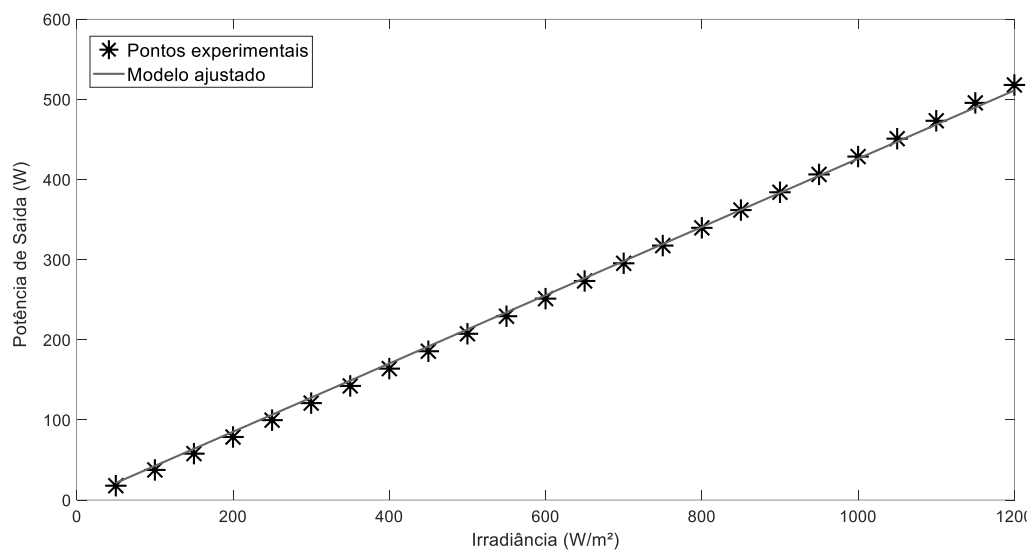


Figura 2.1 – Ajuste do parâmetro γ para modelagem de GDFV.

2.1.2 Modelagem da carga

A abordagem da utilização de FDP em intervalos de 10 minutos em dias típicos, tal como realizado para a modelagem de irradiância, também foi utilizada para modelagem de demanda do sistema. Assumiu-se que esta variável possui distribuição normal. Este tipo de

premissa é uma prática comum para modelagem probabilística de carga na ausência de dados históricos suficientes para se obter sua distribuição (Billinton & Allan, 1996). Nestes casos é comum a utilização do valor de pico como média, arbitrando-se um desvio padrão como algum valor percentual da média. No entanto, neste estudo, optou-se por utilizar os dados da curva de carga horária do sistema *Reliability Test System* (RTS), disponível em (Billinton & Li, 1994), como base de dados para ajuste das FDP. Considerando-se que tais dados são fornecidos com discretização horária e que a utilizada neste trabalho é de 10 minutos, realizou-se uma interpolação da curva de carga utilizando *spline* (Burden & Faires, 2011) para obter pontos intermediários de demanda. Com isto, pôde-se realizar os ajustes das FDP normais com base nas médias e nos desvios padrões da demanda em cada intervalo de 10 minutos considerado. Tais estatísticas são calculadas a partir do conjunto de valores obtidos para cada intervalo de tempo considerando-se todos os dias da curva anual classificados na mesma categoria de dia típico do intervalo sendo considerado. A Figura 2.2 demonstra a interpolação da curva de carga para um dia arbitrário.

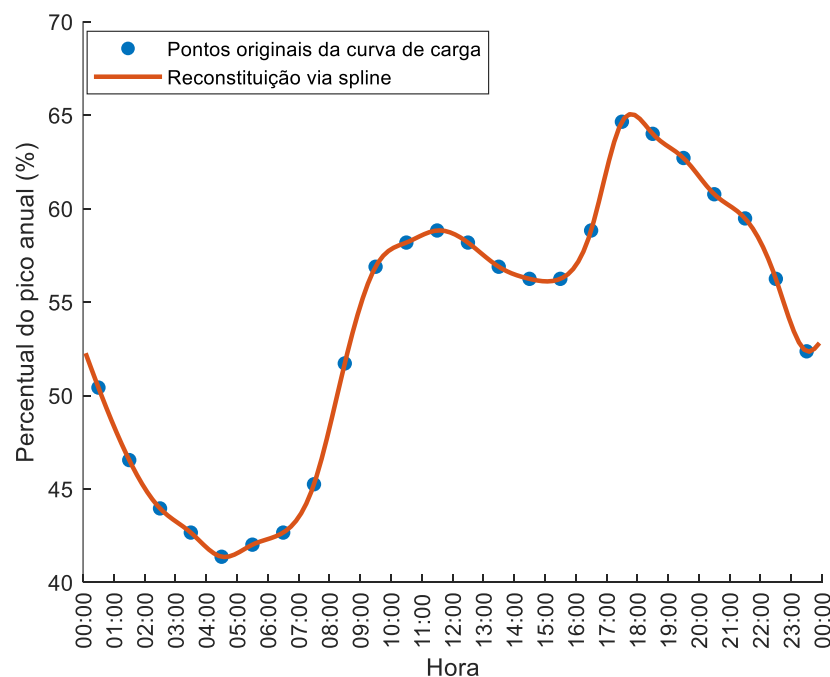


Figura 2.2 - interpolação da curva de carga horária via *spline* para um dia arbitrário.

Para melhor capturar as variações de carga, os dados históricos desta variável foram agrupados não somente por estações, mas também separados de acordo com a ocorrência em

um dia de semana (segunda a sexta) ou final de semana (sábado e domingo). Isto resulta em quatro dias típicos: dia de semana de estação chuvosa, dia de final de semana de estação chuvosa, dia de semana de estação seca e dia de final de semana de estação seca.

2.2 Modelagem de falhas

Neste trabalho, modelos Markovianos são utilizados para representar falhas e ações de reparo, tanto para os componentes do SAEB quanto para os da RTCOM, o que é uma abordagem comum em estudos de confiabilidade de sistemas reparáveis. A escolha dos modelos Markovianos decorre do fato de que eles têm sido aplicados com sucesso para estimar índices de confiabilidade em sistemas de geração, transmissão e distribuição (Billinton & Allan, 1996).

A utilização de modelos de Markov considera que os tempos de residência dos estados dos componentes do sistema têm distribuição exponencial, i.e., que os componentes possuem taxas de falha e reparo constantes. No que tange ao comportamento das falhas, esta premissa é baseada em um comportamento típico para taxa de falha de um componente de um sistema expressado pela chamada “curva da banheira” apresentada na Figura 2.3.

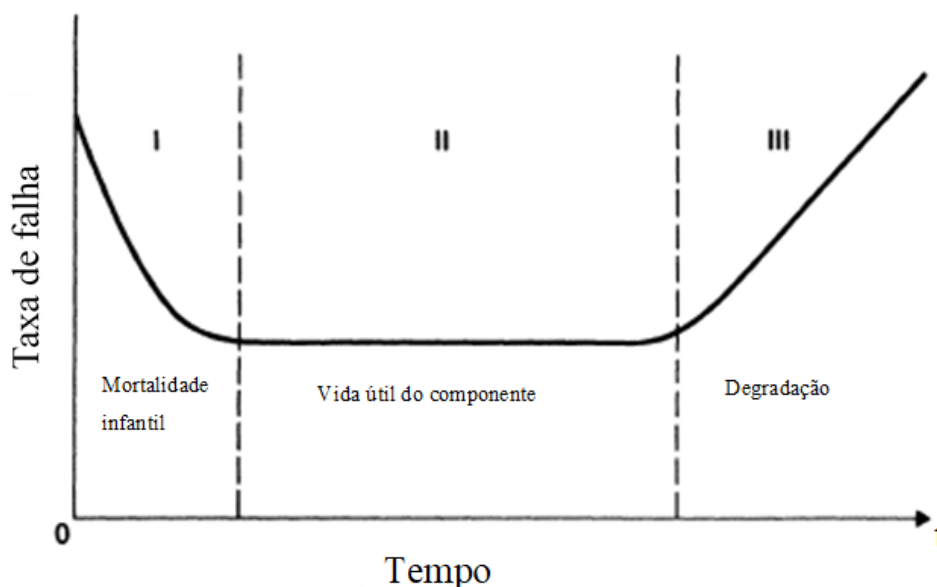


Figura 2.3 - Comportamento típico da taxa de falha de um componente em função de sua idade (Billinton & Allan, 1992) (adaptado).

A curva da banheira é caracterizada por 3 regiões distintas. A região I, chamada período de “mortalidade infantil”, corresponde a um período inicial de alta taxa de falha, possivelmente decorrente de erros de fábrica ou de montagem, que rapidamente decresce. A região II é o chamado período de vida útil do equipamento, em que as falhas ocorrem aleatoriamente e a taxa de falha pode ser considerada aproximadamente constante. Por fim, a região III representa o período de fim de vida do componente, ou seja, o período em que o acúmulo de degradações resulta em crescimento exponencial da taxa de falha. Desta forma, conclui-se que a premissa de tempos de falha com distribuição exponencial corresponde a avaliar o componente dentro do seu período de vida útil. A taxa de falha de um componente neste período pode ser obtida a partir da análise das estatísticas de falha para muitos componentes idênticos em um determinado período.

Um modelo muito utilizado na teoria de confiabilidade para representar o comportamento da taxa de falha de um componente em cada uma das regiões da Figura 2.3 é aquele em que os tempos de falha T são dados por distribuições Weibull, cuja FDP é dada por (2.11) para a qual os valores α e β são conhecidos respectivamente como o parâmetro de escala e o parâmetro de forma da distribuição.

$$f_T(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha} \right)^\beta}, \quad t \geq 0, \quad \alpha > 0, \quad \beta > 0 \quad (2.11)$$

O motivo pelo qual a distribuição Weibull é tão utilizada na teoria de confiabilidade, é que o ajuste do seu parâmetro de forma permite representar o comportamento de falhas de um componente em cada um dos seus períodos de vida. Fazendo-se $\beta < 1$, obtém-se uma taxa de falha exponencialmente decrescente ao longo do tempo, representativa do período de mortalidade infantil do componente. Por outro lado, se $\beta = 1$ a distribuição torna-se idêntica a uma distribuição exponencial, representando um componente no período de sua vida útil, de forma que se pode entender a distribuição Weibull como uma generalização da distribuição exponencial. Por fim, se $\beta > 1$ tem-se um crescimento exponencial da taxa de falha, típico do período de degradação do componente.

Falhas em baterias eletroquímicas são usualmente definidas como a redução da sua capacidade de carga máxima para valores abaixo de 80 % da nominal (Liu, et al., 2017) (Harris,

et al., 2017) (Hou, et al., 2019). Tal redução é proveniente do acúmulo de degradações irreversíveis de seus componentes químicos que afetam a sua capacidade de reação. Por sua vez, estas degradações estão intimamente ligadas com as condições operacionais a que as baterias são submetidas. Por exemplo, baterias idênticas constantemente submetidas a ciclos de carga e descarga com valores diferentes de profundidade de descarga irão obter performances de falha distintas. Deve-se observar, que por tratar-se de um mecanismo de falha não aleatório, mas sim gerado pelo acúmulo de degradações, é esperado que este tipo de falha seja caracterizado por uma taxa de falha crescente associada ao fim de sua vida útil, tal como na fase III da Figura 2.3. Não surpreendentemente, análises estatísticas do número de ciclos de operação até a falha destes componentes frequentemente identificam uma distribuição Weibull com parâmetro $\beta > 1$ como bem ajustadas aos dados empíricos de ensaios (Harris, et al., 2017), (Zhang, et al., 2018), (Hou, et al., 2019), (Zhao, et al., 2019), (Johnen, et al., 2020). Pelos motivos expostos neste parágrafo, ao contrário dos demais componentes modelados nesta tese, as falhas de bateria não são bem representadas por uma taxa de falha típica.

Este trabalho propõe uma metodologia híbrida para modelagem de falhas. Todos os componentes considerados, à exceção das baterias, são modelados a partir de taxas de falhas típicas constantes associadas aos seus respectivos tipos de componente. Os bancos de bateria, por outro lado, são modelados em duas etapas. Primeiro utiliza-se uma metodologia de previsão do valor esperado de vida útil das baterias em termos dos seus ciclos de operação típicos, cujo comportamento é conhecido *a priori*, pois neste trabalho consideram-se que os SAEB seguem despachos pré-definidos para cada dia típico de operação obtidos por um modelo de otimização. A partir deste valor esperado, e levando-se em consideração uma estimativa típica de desvio padrão para as distribuições de tempo de falha das baterias, ajustam-se distribuições Weibull para as baterias em cada SAEB na rede. Com base nestas distribuições então, utiliza-se uma SMC sequencial baseada no método do próximo evento (Singh & Billinton, 1977) para obter as disponibilidades dos bancos de bateria dentro de um período de estudo dado pelo menor tempo de vida útil entre os demais componentes dos SAEB. Por fim, com base na disponibilidade do banco e na sua taxa de reparo, ajusta-se uma taxa de falha equivalente para o banco, permitindo a sua representação nos estudos probabilísticos de conformidade de tensão posteriores, utilizando as mesmas técnicas de cadeias de Markov usadas para os demais componentes, o que simplifica sobremaneira a análise. Os detalhes da metodologia de obtenção das taxas de falha equivalentes serão tratados devidamente na Seção 2.2.2.1 deste capítulo.

Deve-se observar que a caracterização das falhas dos bancos de bateria via uma taxa de falha equivalente constante, ao invés do uso de uma modelagem baseada nas distribuições exatas de tempo de falha das baterias, altera de certa forma o comportamento das falhas, que passam a ter uma ocorrência igualmente distribuída ao longo do tempo, ao invés de ocorrerem com maior frequência em períodos de maior susceptibilidade. No entanto, os modelos de Markov equivalentes gerados com esta técnica observam a mesma disponibilidade e a mesma distribuição de tempo de reparo, de forma que geram uma boa representação dos efeitos das indisponibilidades destes componentes.

Muitos aspectos envolvidos no planejamento dos SAEB estão associados com intervalos de tempo discretos no período de estudo, por exemplo: curva de carga, variação diária da radiação solar e os ciclos de carga e descarga dos SAEB. Contudo, as durações dos processos de operação e falha dos componentes estão associadas com variáveis aleatórias contínuas. Uma estratégia para conciliar aspectos de tempo discreto e contínuo no planejamento probabilístico de SAEB é discretizar os processos de Markov de tempo contínuo associados com os tempos de operação e falha dos componentes (Billinton & Allan, 1992). Desta forma, o processo cronológico de transição entre os estados de falha e operação são aproximados por cadeias de Markov de tempo discreto com o mesmo intervalo de discretização Δt da SMC (1/52.560 ano para passos de tempo de 10 minutos se as taxas de transição são dadas em transições/ano). Com base nesta modelagem, gera-se a matriz de probabilidade cumulativa de transição $\mathbf{C}$ das cadeias de Markov para sortear seus estados a cada passo da SMC de avaliação probabilística da conformidade de tensão. Para uma cadeia de Markov de N estados, $\mathbf{C}$ é a matriz $N \times N$ cuja lei de formação é dada por (2.12).

$$C_{ij} = \sum_{k=1}^j P_{ik} \quad (2.12)$$

Em que P_{ik} representa a probabilidade de transição do estado i para o estado k no próximo intervalo de tempo.

Para sortear o estado de uma cadeia de Markov no instante atual usando-se a matriz $\mathbf{C}$, sabendo que ocorreu o estado i no instante anterior, basta utilizar a i -ésima linha para dividir o

intervalo $[0,1]$ de acordo com a Figura 2.4. Em seguida, sorteia-se um número aleatório X com distribuição uniforme no mesmo intervalo ($X \sim U[0,1]$). O subintervalo da Figura 2.4 que contém o número X indica qual transição de fato ocorreu e, conseqüentemente, o estado atual da cadeia de Markov.

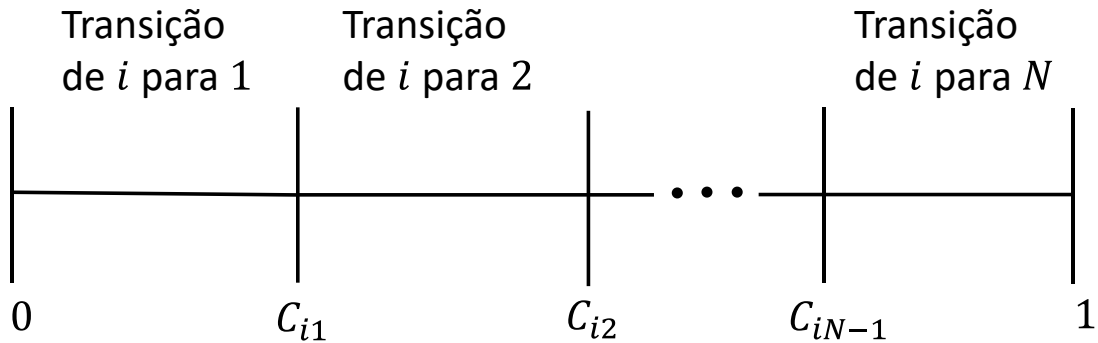


Figura 2.4 - Divisões do intervalo de 0 a 1 para sorteio de transições de estados das cadeias de Markov.

2.2.1 Modelo de falhas dos componentes da rede de telecomunicações

O controle remoto dos SAEB por meio do centro de operação só é possível a partir da existência de uma infraestrutura de telecomunicações paralela à rede elétrica. A ocorrência de falha em um ou mais componentes dessa infraestrutura pode acarretar o isolamento entre partes distintas do sistema, i.e., uma condição de ilhamento. Se esta situação ocorre de tal forma que um SAEB e o centro de controle se encontrem em partes disjuntas da RTCOM, haverá indisponibilidade no controle desse dispositivo. Desta forma, se uma falha ocorre, deve-se verificar a conectividade de cada SAEB ao centro de controle, o que pode ser feito eficientemente por meio de um algoritmo de busca em profundidade (Kruse & Ryba, 2000), já que a RTCOM pode ser representada como um grafo. Com isto, não há necessidade de se modelar todo o sistema de forma integrada para avaliação das indisponibilidades de controle dos SAEB, bastando a modelagem de cada dos componentes da RTCOM. Por este motivo, cada componente, seja ele um nó de roteamento ou um *link* de comunicação, é representado utilizando-se o modelo de dois estados da Figura 2.5 em que λ é a taxa de falha do componente e μ sua taxa de reparo.

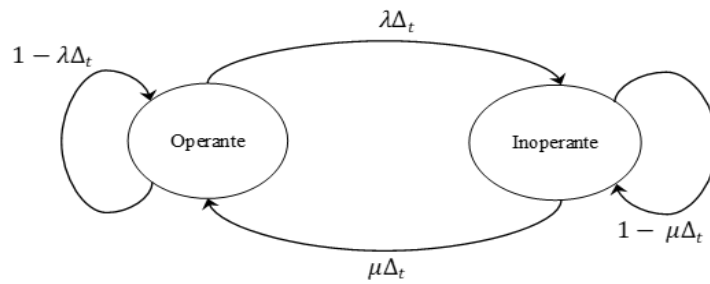


Figura 2.5 - Cadeia de Markov de dois estados.

Por fim, com o intuito de representar as falhas da RTCOM no algoritmo de busca utilizado para checar a conectividade entre um SAEB e o centro de controle, faz-se uma sinalização de *links* de comunicação inoperantes a partir de um *flag*. Caso a falha ocorra em um *link*, o *flag* sinalizará a sua inoperância. Por outro lado, para falhas em nós de roteamento, ajustam-se os *flags* de todos os *links* a ele conectados, sinalizando o estado inoperante.

2.2.2 Modelo de falhas dos SAEB

Para a modelagem de falhas dos SAEB considera-se o projeto típico destes dispositivos mostrado na Figura 2.6.

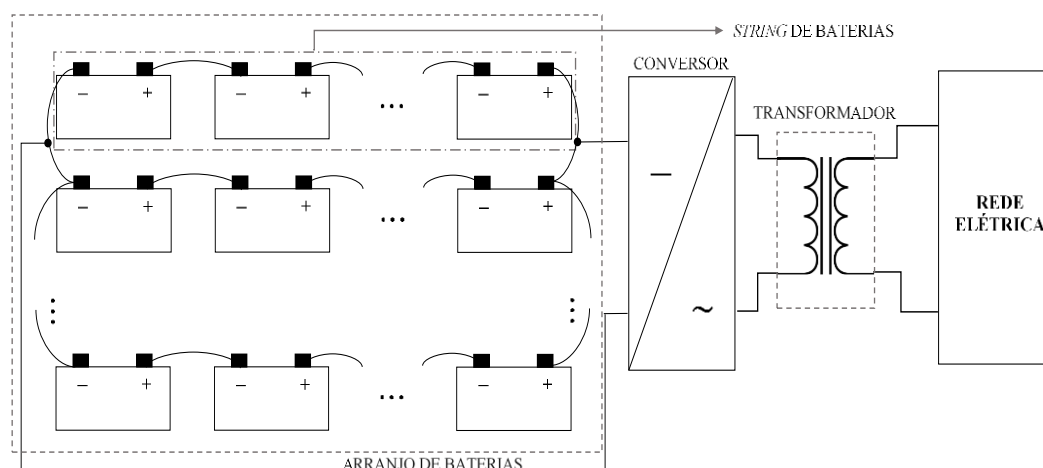


Figura 2.6 – Projeto típico de sistema de armazenamento de energia a baterias.

O sistema é usualmente composto por um banco de baterias conectado como um *string* de módulos em série ou como um arranjo paralelo de múltiplos *strings*. Este banco é conectado a um sistema de conversão de potência (SCP) com capacidade bidirecional de fluxo de potência e, finalmente, à rede (diretamente ou por meio de transformador, dependendo da tensão do sistema).

A modelagem desses sistemas em relação a sua disponibilidade depende da topologia escolhida para o projeto do SCP. O padrão IEEE 2030.2.1 (2019) apresenta as topologias típicas para tais sistemas, que podem ter um único estágio de conversão CC/CA ou dois estágios de conversão, sendo um estágio CC/CC e um estágio CC/CA. Além disso, o padrão admite que cada um dos estágios pode ter mais de um *link* independente operando em paralelo, aumentando a disponibilidade dos bancos de bateria, já que no caso da falha de um dos *links*, apenas o banco a ele conectado precisa ser isolado para manutenção, embora a capacidade do sistema seja reduzida. Apesar de cada uma destas possibilidades ter uma performance diferente do ponto de vista da disponibilidade dos bancos, fez-se uma opção neste trabalho de focar-se somente na topologia com apenas um estágio de conversão realizado por um único conversor CC/CA de escala plena. Esta escolha se deu pelos seguintes motivos:

- i. A topologia escolhida é a mais simples e resulta em menores custos de investimento;

- ii. As vantagens relacionadas às topologias com dois estágios de conversão estão mais voltadas à estabilização da tensão do lado CC, algo que foge ao escopo deste trabalho;
- iii. Um SAEB que utilize a topologia com mais de um *link* CA/CC em paralelo possui sua capacidade de contribuir com injeção de potência reativa para o controle de tensão diminuída em relação a um SAEB de igual capacidade de potência ativa e que utilize a topologia de conversor único. Isto ocorre porque cada um dos N conversores utilizados possuirá potência aparente nominal N vezes menor que a de um conversor de escala plena. Com isto, a área definida por sua curva de capacidade reduz-se em uma proporção do quadrado da redução da potência nominal, restringindo a potência reativa que poderia ser injetada para um mesmo ponto de operação de potência ativa. Como a metodologia proposta faz uso intensivo da capacidade ociosa dos conversores dos SAEB para controle de tensão via injeção de reativos, a utilização da topologia com múltiplos *links* CA/CC pode degradar os índices de conformidade de tensão, apesar da maior disponibilidade de potência ativa, tal como observado no estudo em (Baptista, et al., 2022), que apresenta resultados parciais dos modelos utilizados nesta tese.
- iv. Um SAEB com *links* CA/CC paralelos redundantes, i.e., aquele em que cada banco satisfaz a capacidade determinada pela etapa de otimização de investimento destes dispositivos na metodologia proposta, resulta em um custo de investimento muito maior do que um SAEB com um único banco de baterias com a capacidade desejada. Este custo é injustificado dado que os possíveis problemas de tensão ocasionados pela indisponibilidade física de algum SAEB podem ser compensados com alternativas de investimento mais baratas, como o uso de OLTC. Além disso, a existência de múltiplos SAEB alocados na rede já produz certa redundância, reduzindo os impactos da indisponibilidade de algum destes sistemas individualmente na manutenção de níveis de tensão adequados e, conseqüentemente, reduzindo os benefícios de topologias com bancos redundantes.

Tendo-se definido a topologia de SAEB utilizada neste trabalho, pode-se então realizar a modelagem de cada um de seus componentes separadamente a partir de modelos de Markov. Para transformadores e filtros foram utilizados modelos de dois estados, já

apresentados na Figura 2.5. Por sua vez, o conjunto formado por um conversor CA/CC e seu respectivo banco de baterias, foi modelado a partir de uma única cadeia de Markov em que se ignoram estados com falhas de mais de um componente simultaneamente, devido a sua baixa probabilidade de ocorrência (Figura 2.7). A matriz de probabilidade cumulativa de transição para esta cadeia de Markov é dada por (2.13).

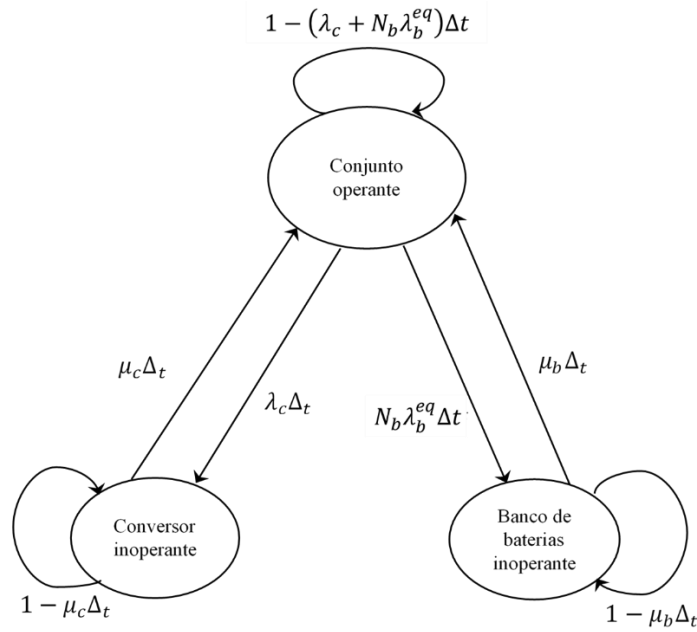


Figura 2.7 - Cadeia de Markov para cada conjunto CA/CC e seu respectivo banco de baterias.

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} 1 - (\lambda_c + N_b \lambda_b^{eq}) \Delta t & 1 - N_b \lambda_b^{eq} \Delta t & 1 \\ \mu_c \Delta t & 1 & 1 \\ \mu_b \Delta t & \mu_b \Delta t & 1 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Em que λ_c é a taxa de falha do conversor, λ_b^{eq} é a taxa e falha equivalente da bateria, μ_c é a taxa de reparo do conversor, μ_b é a taxa de reparo da bateria e N_b é o número de baterias. Por exemplo, considerando um banco de baterias com 1000 módulos e com dados típicos de confiabilidade apresentados na Tabela 2.1, obtém-se a matriz $\mathbf{C}$ em (2.14). Deve-se observar que nesta Seção está se assumindo uma taxa de falha típica de baterias, ainda que na metodologia proposta neste trabalho estas taxas sejam na verdade calculadas a partir das condições operacionais, como citado anteriormente, e como será devidamente detalhado na

seção seguinte. Isto é feito para simplificar as análises a seguir, já que elas têm apenas a função de explicar o modelo utilizado no sorteio dos estados do subconjunto conversor/banco de baterias após ter-se obtido a matriz C . Desta forma, a inclusão de informações como comportamentos de despacho dos SAEB e tipo de química das baterias, que seriam necessárias para explicar um determinado valor numérico de taxa de falha obtida pela metodologia proposta neste trabalho, seria tedioso e pouco produtivo para os propósitos da seção atual.

Tabela 2.1 - Dados de confiabilidade para exemplificação da matriz de cumulativa de transição para o conjunto conversor CA/CC e banco de baterias (Rahmat, et al., 2011).

Equipamento	Taxa de falha (falhas/ano)	Tempo médio de reparo (horas)
Conversor bidirecional	0,07299	1,4286
Baterias de chumbo-ácido	$6,2573 \times 10^{-3}$	3,125

$$C = \begin{bmatrix} 0,99856313 & 0,99857146 & 1,000000000 \\ 0,69998600 & 1,000000000 & 1,000000000 \\ 0,32000000 & 0,32000000 & 1,000000000 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Suponha-se, por exemplo, que no instante t o sistema está no estado normal. Desta forma deve-se considerar a primeira linha da matriz para definir os intervalos de sorteio para o instante $t + 1$. Sendo assim, se o número aleatório sorteado estiver no intervalo $[0; 0,99856313]$, o sistema permanecerá no estado normal; se estiver no intervalo $]0,99856313; 0,99857146]$, o sistema irá para o estado de falha do banco de baterias; e por fim, se estiver em $]0,99857146; 1]$, o sistema irá para o estado de falha de conversor. Deve-se observar que a comparação em relação aos intervalos definidos por uma linha da matriz é realizada da esquerda para a direita, i.e., do elemento de menor probabilidade para o de maior probabilidade. Além disso, exceto para o primeiro intervalo, que é considerado fechado nos dois extremos, consideram-se os intervalos abertos à esquerda e fechados à direita, o que torna todos os intervalos disjuntos. Estas duas medidas evitam qualquer problema com estados que não possuam transições entre si. Por exemplo, se o sistema está no estado de falha de conversor, associado à segunda linha da matriz, o número aleatório é primeiro comparado ao intervalo $[0; 0,69998600]$ para definir se houve transição para o estado 1, que corresponde ao estado

normal de operação. Caso não ocorra, há a comparação com o intervalo $]0,69998600; 1]$ e seguramente se identificará que o sistema permaneceu no estado 2, não havendo necessidade de testar o próximo elemento. No caso de o sistema estar no estado de falha do banco de bateria, a comparação se inicia com o intervalo $[0; 0,32000000]$ para identificar uma transição de volta para o estado normal. Caso o número seja maior, o algoritmo testará o intervalo associado ao segundo elemento da terceira linha. Porém, este elemento define o intervalo $]0,32000000; 0,32000000]$ que corresponde a um conjunto vazio de probabilidade zero, de forma que nunca se identificará a transição do estado 3 para o estado 2. Consequentemente, ocorrerá o teste associado ao terceiro elemento da linha comparando-se o número aleatório ao intervalo $]0,32000000; 1]$, identificando que o sistema permaneceu no estado 3.

Para demonstrar a precisão do modelo baseado somente em falhas de primeira ordem, comparou-se este modelo com a cadeia de Markov completa do conjunto CA/CC, i.e., aquela em que a falha conjunta do banco de baterias e do conversor também é possível. Esta comparação é feita utilizando-se o método da multiplicação de matrizes (Billinton & Allan, 1992) para obtenção do comportamento dinâmico das probabilidades associadas aos estados de operação: estado normal, estado de falha do banco de baterias e estado de indisponibilidade do conjunto ou apenas do seu conversor. Tais estados são considerados pois identificam as situações operacionais de interesse para a SMC, respectivamente: disponibilidade do SAEB para despacho de potência ativa e reativa; indisponibilidade para injeção de potência ativa, mas disponibilidade para a potência reativa; e impossibilidade de despacho de potência ativa e reativa. A simulação, cujo resultado é mostrado na Figura 2.8, foi realizada considerando um SAEB com as características apresentadas no exemplo do sorteio de estados. Pode-se observar que o modelo contendo somente falhas de primeira ordem é suficientemente preciso em relação ao modelo completo.

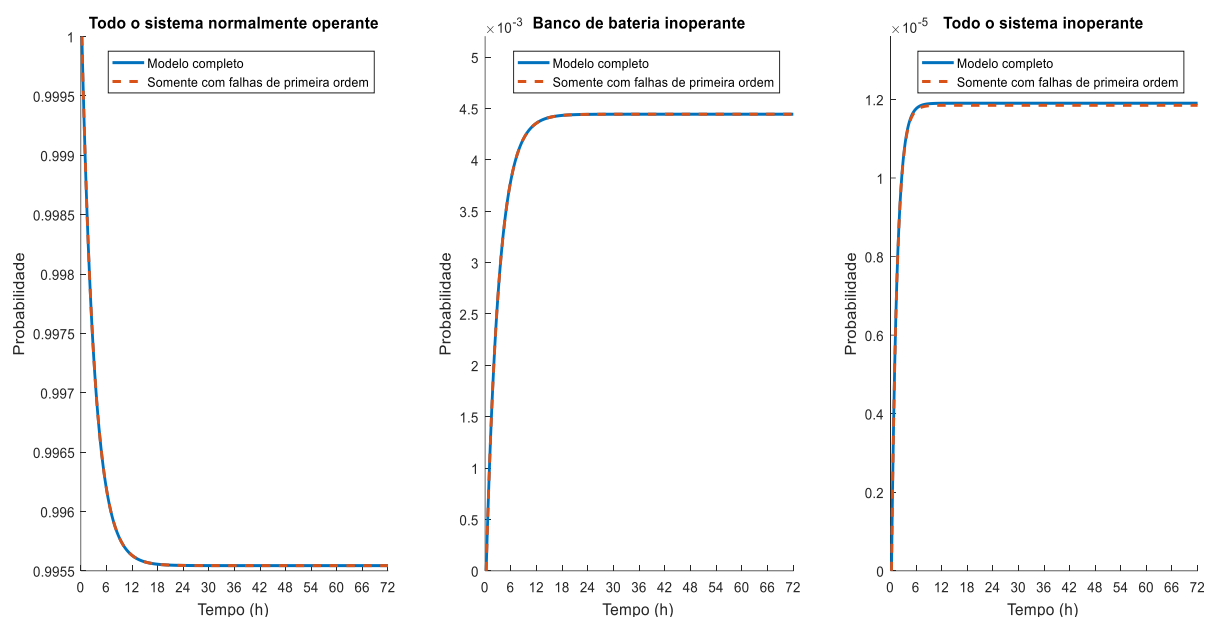


Figura 2.8 - Comparação dos modelos de Markov completo e somente com falhas de primeira ordem.

Um detalhe importante a ser notado é que o modelo de planejamento define a capacidade do banco pela sua energia nominal e não pelo número de baterias. Desta forma, assume-se um tipo de bateria padrão, de modo que se pode achar o número de baterias N_b dividindo a energia nominal do SAEB, obtida na etapa de alocação, pelo valor nominal de energia da bateria assumida, arredondando-se para cima quando necessário.

2.2.2.1 Método de obtenção da taxa de falha equivalente das baterias

Como foi explicado na Seção 2.2, não se utilizam taxas de falha típicas para as baterias na metodologia proposta neste trabalho, mas sim taxas de falha equivalentes a partir das disponibilidades dos bancos obtidas via SMC com base nas distribuições de tempo de falha das baterias. Este processo tem como ponto de partida a obtenção do valor esperado de vida útil destes componentes, o que neste trabalho é feito com uma adaptação da metodologia proposta em (Narayan, et al., 2017).

Existem dois tipos de processos associados à redução da capacidade de carga das baterias eletroquímicas que determinam seus tempos de vida: a degradação por envelhecimento e a degradação por ciclos de utilização (Narayan, et al., 2017). O primeiro determina a chamada vida útil de calendário, i.e., o tempo esperado de vida para baterias mantidas constantemente

sobre tensão de flutuação. Este é o tipo de degradação que mais influencia baterias em aplicações de *backup* de energia tais como os chamados UPS (do inglês, *Uninterruptible Power Supplies*). O segundo, por sua vez, determina a chamada vida em ciclos, ou seja, o número de ciclos até a falha, e é o principal efeito de redução de vida de baterias em aplicações com frequentes ciclos de operação, tais como compensação dos desbalanços entre carga e geração em sistemas fotovoltaicos ilhados. Este trabalho lida apenas com as falhas de bateria resultantes de degradações causadas pelos ciclos de operação das baterias, pois para as aplicações propostas de arbitragem de preços horários de energia e armazenamento dos excessos de produção das GDFV, os SAEB terão pelo menos um ciclo de operação diário, de onde se espera que este seja o principal efeito de falha.

A vida em ciclos esperada de baterias eletroquímicas é usualmente fornecida pelos seus fabricantes nas suas folhas de dados em função da profundidade de descarga (em inglês, *Depth of Discharge - DoD*) a partir de curvas empíricas (Narayan, et al., 2017), sendo a definição de *DoD* dada como a fração da energia nominal utilizada durante a descarga, ou seja:

$$DoD = \frac{E^{des}}{E^{cap}} \quad (2.15)$$

Em que E^{des} é a energia total despendida pela bateria durante a descarga e E^{cap} é a capacidade de energia da bateria.

As curvas relacionando o número de ciclos de vida VC em termos do parâmetro DoD são obtidas em ensaios, nos quais um certo número de baterias é submetido a ciclos constantes sob a mesma condição de DoD , até que finalmente falhem. Tais ensaios são realizados em baterias novas, e ocorrem de maneira rápida o suficiente para que os efeitos de degradação por envelhecimento possam ser desprezados, isolando, portanto, o impacto dos ciclos de uso com certo DoD na degradação das baterias. Sendo assim, extraindo-se os pontos da curva fornecida pelo fabricante, pode-se obter um modelo matemático para a VC em termos do DoD com a utilização de métodos de interpolação. Neste trabalho, utiliza-se um polinômio interpolador de 4º grau dado por (2.16), em que p_n é o coeficiente do termo de n -ésima ordem do polinômio. A Tabela 2.2 traz os valores dos coeficientes usados nesta tese para baterias seladas de

chumbo-ácido, enquanto a Figura 2.9 exemplifica a curva de vida em ciclos para estas baterias e sua reconstrução a partir dos coeficientes mostrados na tabela.

$$VC(DoD) = p_4 DoD^4 + p_3 DoD^3 + p_2 DoD^2 + p_1 DoD + p_0 \quad (2.16)$$

Tabela 2.2 - Coeficientes do polinômio interpolador das curvas de ciclos de vida versus *DoD* para baterias de chumbo-ácido seladas (Narayan, et al., 2017) (adaptado).

Coeficiente	Valor
p_0	$2,01 \times 10^4$
p_1	$-9,67 \times 10^4$
p_2	$2,14 \times 10^5$
p_3	$-2,27 \times 10^5$
p_4	$9,20 \times 10^4$

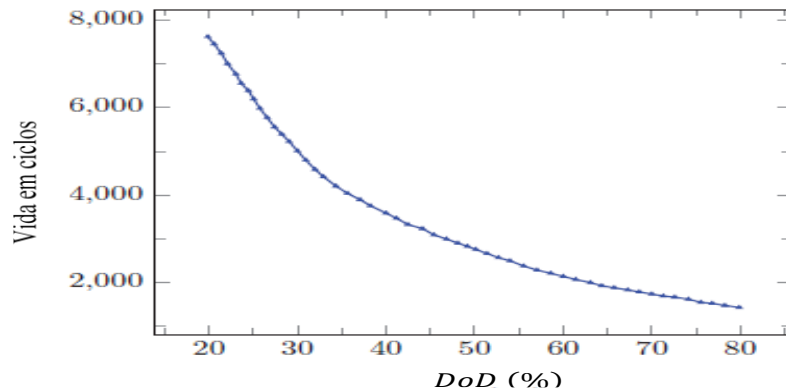


Figura 2.9 - Vida em ciclos de uma bateria de chumbo-ácido selada e reconstituição da curva via interpolação polinomial (Narayan, et al., 2017) (adaptado).

Se todos os ciclos de operação das baterias tivessem a mesma profundidade de descarga, a expressão em (2.15) poderia ser utilizada diretamente para obter o número esperado de ciclos até o fim da vida das baterias, porém esta premissa não corresponde à realidade para as aplicações de SAEB propostas nesta tese. Por este motivo, a metodologia utilizada considera uma média de *DoD* ponderada pelas energias totais dispendidas em cada microciclo de operação das baterias. O microciclo de operação é definido como cada período de carga ou descarga delimitado por dois instantes consecutivos de cruzamento pelo zero de potência.

A Figura 2.10 exemplifica o conceito de microciclo a partir de um padrão arbitrário de operação em que $p(t)$ representa a potência da bateria em função do tempo.

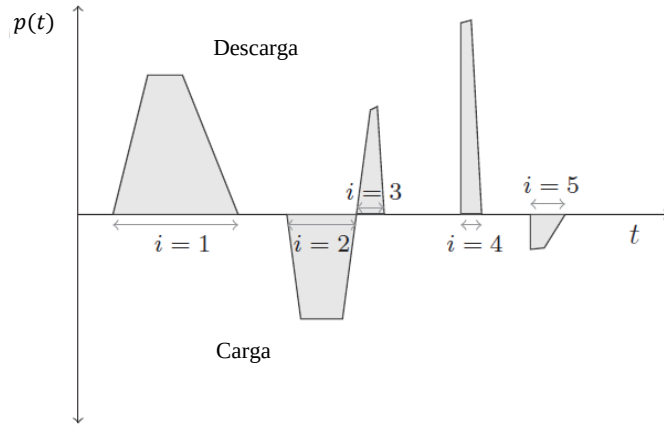


Figura 2.10 - Exemplificação do conceito de microciclos de operação de bateria (Narayan, et al., 2017) (adaptado).

A partir da definição de microciclo apresentada, pode-se calcular a profundidade de descarga média $\overline{DoD}_d$ associada ao dia típico d com a expressão (2.17).

$$\overline{DoD}_d = \frac{\sum_{i=1}^{N_d} \overline{DoD}_i E_i}{\sum_{i=1}^{N_d} E_i} \quad (2.17)$$

Em que N_d é o número de microciclos no dia típico d e E_i e $\overline{DoD}_i$ são, respectivamente, a energia total carregada ou descarregada no microciclo i e o valor médio de profundidade de descarga para o microciclo i calculados em (2.18) e (2.19), nessa ordem.

$$E_i = \sum_{\tau=1}^{N_i} |p(\tau)| \Delta \tau \quad (2.18)$$

$$\overline{DoD}_i = \frac{\sum_{\tau=1}^{N_i} DoD_{\tau}}{N_i} \quad (2.19)$$

Em que N_i é o número de intervalos de tempo de 10 minutos associado ao microciclo i , $|p(\tau)|$ é o valor absoluto potência da bateria no tempo τ , DoD_τ é valor de profundidade de descarga associado ao intervalo de tempo τ e $\Delta\tau$ corresponde a 10 minutos.

Finalmente, pode-se obter o valor médio da profundidade de descarga $\overline{DoD}$ via (2.20).

$$\overline{DoD} = \sum_{d=1}^{ND} \overline{DoD}_d \pi_d \quad (2.20)$$

Em que π_d é a probabilidade de ocorrência do dia típico d encontrada dividindo-se a frequência desses dias pela quantidade de dias de um ano modelo de 52 semanas (364 dias) e ND é o número de dias típicos considerados. Para os 4 dias típicos apresentados e levando-se em consideração ainda que cada um dos períodos climáticos ocupa 26 semanas do ano, tem-se então as probabilidades mostradas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Probabilidades dos dias típicos.

Dia típico	Probabilidade
1 - Dia de semana do período seco	$\pi_1 = \frac{5 \times 26}{364} = 35,71 \%$
2 - Dia de final de semana seco	$\pi_2 = \frac{2 \times 26}{364} = 14,29 \%$
3 - Dia de semana do período chuvoso	$\pi_3 = \frac{5 \times 26}{364} = 35,71 \%$
4 - Dia de final de semana chuvoso	$\pi_4 = \frac{2 \times 26}{364} = 14,29 \%$

Utilizando-se o valor médio da profundidade de descarga $\overline{DoD}$ aplicado ao modelo polinomial em (2.16), chega-se finalmente ao valor esperado da vida útil das baterias em termos do número de ciclos VC . No entanto, ainda é necessário realizar uma conversão do número de ciclos, que é uma unidade de tempo discreto, para uma de tempo contínuo, por exemplo para anos. Na metodologia desenvolvida em (Narayan, et al., 2017) isto é feito por (2.21).

$$TVU = VC \times \overline{DoD} \times \frac{2 \times E^{cap}}{E^{tot}} \quad (2.21)$$

Em que TVU é o tempo de vida útil e E^{tot} é a soma da energia total em todos os microciclos avaliados no período de estudo considerado. No artigo original que descreve esta metodologia de estimação da vida útil, o período avaliado para integralização de E^{tot} é de 1 ano, resultando em um TVU avaliado em anos. No entanto, a avaliação de vida útil presente nesta tese não é feita a partir da simulação do sistema para um determinado período de estudo, mas a partir dos despachos que definem a operação das baterias para cada dia típico considerado, e que são obtidos pelo modelo descrito no Capítulo 4. Por este motivo, adaptou-se a metodologia da seguinte forma: primeiro, obtém-se o valor esperado de E^{tot} para o período de um dia a partir das probabilidades dos dias típicos e, em seguida, converte-se o tempo obtido da unidade de dias para anos. Sendo assim, pode-se finalmente obter o valor esperado do tempo de vida das baterias em anos tal como em (2.22).

$$TVU = \left(\frac{1}{365} \right) \times VC \times \overline{DoD} \times \frac{2 \times E^{cap}}{\sum_{d=1}^{ND} \sum_{i=1}^{N_d} E_i \pi_d} \quad (2.22)$$

A expressão (2.22) obtém apenas o valor esperado do TVU, mas deseja-se também caracterizar a distribuição dessa variável. Como já explicado na Seção 2.2, o tempo de vida em ciclos VC pode ser caracterizado por uma distribuição Weibull. Desta forma, se for possível obter a distribuição de VC para um dado valor de $\overline{DoD}$, pode-se então encontrar a distribuição de TVU utilizando a teoria de transformação de variáveis aleatórias. Observa-se que a transformação que relaciona VC e TVU é uma relação linear na forma $Y = k \cdot X$, para a qual pode-se relacionar a FDP $f_Y(\cdot)$ da variável Y em termos da FDP $f_X(\cdot)$ associada a variável X tal como se segue (Therrien & Tummala, 2005):

$$f_Y(y) = \frac{1}{|k|} f_X\left(\frac{y}{k}\right) \quad (2.23)$$

Sendo assim, sabendo-se que VC tem distribuição Weibull tal como dada em (2.11), então TVU também terá distribuição Weibull na forma:

$$f_{TVU}(t) = \frac{\beta}{\phi} \left(\frac{t}{\phi} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\phi} \right)^{\beta}}, \quad t \geq 0, \quad \phi > 0, \quad \beta > 0 \quad (2.24)$$

Em que o parâmetro de forma β é o mesmo da distribuição de VC e o parâmetro de escala ϕ é dado por:

$$\phi = \alpha \left[\left(\frac{1}{365} \right) \times \overline{DoD} \times \frac{2 \times E^{cap}}{\sum_{d=1}^{ND} \sum_{i=1}^{N_d} E_i \pi_d} \right] \quad (2.25)$$

Em que α é o parâmetro de escala da distribuição de VC.

Dado que a distribuição de TVU pode ser obtida a partir da distribuição de VC, é preciso que seja possível obter os parâmetros α e β da distribuição de VC. Estes dois parâmetros podem ser obtidos pelo método dos momentos, desde que os primeiros dois momentos estatísticos (média m e desvio padrão σ) estejam disponíveis. A média da distribuição pode ser considerada como o valor obtido para VC a partir do modelo polinomial em (2.16), restando então a obtenção do seu desvio padrão, um parâmetro que não é fornecido pelo fabricante na folha de dados. Desta forma, arbitrou-se neste trabalho que o desvio padrão é da ordem de 10 % do valor da média. Este valor não é muito distante daqueles obtidos na literatura para ensaios de degradação de baterias. Por exemplo, em (Johnen, et al., 2020), no caso de estudo em que se define o fim de vida das baterias como uma degradação para abaixo de 80 % da capacidade nominal (critério também considerado nesta tese), a distribuição Weibull encontrada possui um desvio padrão correspondente a aproximadamente 10,64 % do valor da média. Tendo-se a partir deste critério definido um valor de σ , pode-se então ajustar os parâmetros α e β das distribuições Weibull associadas às variáveis VC de cada banco de baterias, igualando-se os valores de m e σ com suas expressões analíticas teóricas e solucionando numericamente os sistemas obtidos. Tais sistemas tomam a forma dada por (2.26) (Billinton & Allan, 1992).

$$\begin{cases} m = \alpha \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \\ \sigma^2 = \alpha^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \right)^2 \right] \end{cases} \quad (2.26)$$

Tendo-se obtido as FDP dos tempos de falha das baterias, pode-se obter as disponibilidades dos bancos a partir de uma SMC para, enfim, se ajustar as suas taxas de falhas equivalentes e, conseqüentemente, das baterias neles contidas. Esta avaliação da disponibilidade é realizada dentro do período de vida esperada do SAEB como um todo, pois a metodologia de planejamento neste trabalho está voltada para a análise do desempenho destes dispositivos dentro deste período. O período de vida dos SAEB é considerado como o menor tempo de vida dentre os seus componentes, excetuando-se as baterias, cujo custo de substituição é devidamente avaliado na metodologia de planejamento tal como será explicado no Capítulo 3. Desta forma, como um transformador de distribuição possui vida esperada de 24 anos (Acevedo & Ortiz, 2008), um conversor bidirecional de eletrônica de potência para SAEB de 15 anos (Eltamaly & Mohamed, 2018) e um filtro harmônico 10 anos (EMMIS - Transformer Manufacturers & Power Supplies, s.d.), considerou-se este último como tempo de vida esperado dos SAEB e, conseqüentemente, o período para o qual se estuda a disponibilidade dos bancos. Além disso, deve-se registrar que a vida útil de calendário das baterias de chumbo-ácido é estimada pelo fabricante em 10 anos (Cell Power, s.d.), o que reforça a escolha por esse horizonte de estudo.

Considera-se que a falha de uma única bateria faz com que todo o banco seja desconectado para manutenção, i.e., todas as baterias em um banco estão em série do ponto de vista da confiabilidade, independentemente de sua conexão elétrica. Além disso, considera-se que após uma falha, a bateria é simplesmente substituída por uma nova ao invés de reparada. A SMC utilizada para obtenção das disponibilidades dos bancos é baseada na técnica do próximo evento (Singh & Billinton, 1977), ou seja, para cada bateria, sorteia-se o instante da falha a partir da distribuição Weibull, se ela está atualmente no estado disponível, ou o tempo de reparo com distribuição exponencial, caso esteja atualmente falhada. Com isso, obtém-se uma curva de disponibilidade para o período de estudo avaliado tal como mostrado na Figura 2.11.

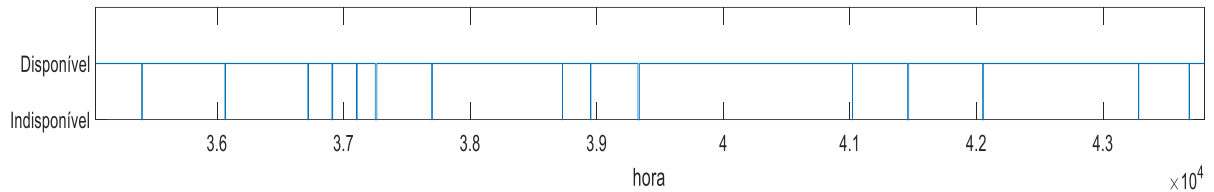


Figura 2.11 - Exemplo de um trecho de curva de disponibilidade gerada pelo método do próximo evento para um banco de baterias.

Como as baterias estão em série, o banco estará no estado disponível somente nos intervalos de tempo em que todas as baterias estejam simultaneamente disponíveis. Sendo assim, comparando-se as curvas de disponibilidade de todas as baterias, chega-se à curva do banco como um todo. A Figura 2.12 mostra um exemplo deste tipo de comparação para dois componentes em série.

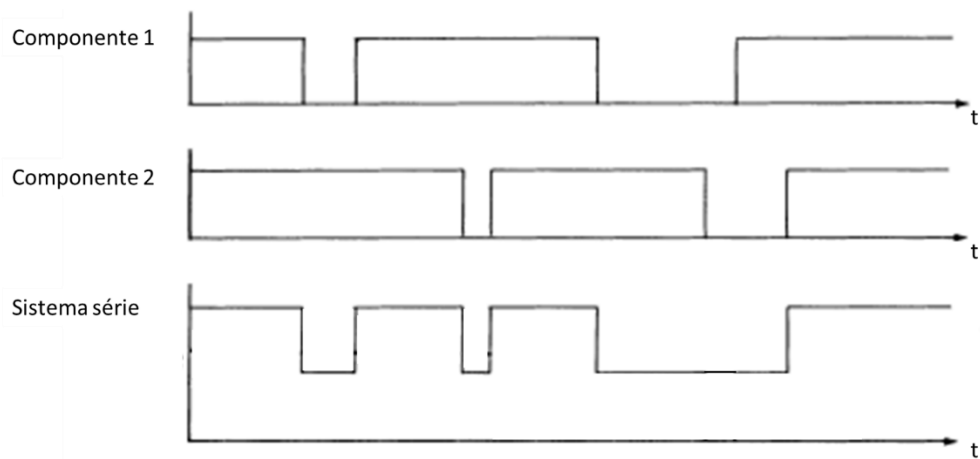


Figura 2.12 - Exemplo de comparação das curvas de disponibilidade de dois componentes em um sistema série (Billinton & Allan, 1996) (adaptado).

A partir da curva de um banco, pode-se obter uma amostra da sua disponibilidade para o período de estudo avaliado A_B , dividindo-se o tempo total em que os bancos estão disponíveis pelo horizonte temporal do estudo. Este processo é repetido 10.000 vezes para que o número de amostras permita a obtenção da disponibilidade do banco com precisão razoável. Com isto, considerando-se a disponibilidade obtida para o banco A_b e a taxa de reparo do banco sendo equivalente a taxa de reparo de uma bateria μ_b , pode-se obter a taxa de falha equivalente do

banco λ_B^{eq} a partir da fórmula de disponibilidade para um componente de dois estados (Billinton & Allan, 1992), i.e., a equação em (2.27). Por fim, dividindo-se o valor obtido pelo número de baterias no banco N_b , pode-se obter a taxa de falha equivalente por bateria λ_b^{eq} tal como em (2.28).

$$\lambda_B^{eq} = \frac{\mu_b(1 - A_B)}{A_B} \quad (2.27)$$

$$\lambda_b^{eq} = \lambda_B^{eq}/N_b \quad (2.28)$$

3 PLANEJAMENTO DE SAEB

3.1 Visão geral do problema

A metodologia de planejamento abordado neste trabalho pode ser descrita como uma combinação de 4 problemas distintos: alocação dos SAEB, obtenção das taxas de falha equivalente das baterias, projeto da RTCOM e testagem da qualidade das alternativas de investimento via SMC. A combinação destes problemas tem como consequência uma solução de planejamento que satisfaz critérios de risco associados a possíveis violações de índices de conformidade de tensão frente a incertezas operacionais de demanda, GDFV, falhas de comunicação e falhas físicas dos SAEB. O grande número de variáveis envolvidas faz com que uma abordagem baseada em um modelo único seja demasiadamente complexa e computacionalmente intratável. Devido a isto, a metodologia desenvolvida divide o problema em subpartes que se integram de forma a solucioná-lo, visando estabelecer um compromisso entre a qualidade da solução e o custo computacional. Esta seção provê uma visão geral do método, mostrando como estes subproblemas se relacionam e se comunicam entre si. A metodologia de planejamento proposta pode ser sintetizada a partir do fluxograma da Figura 3.1, na qual os blocos em cinza indicam decisões realizadas pelo especialista humano responsável pelo estudo de planejamento.

Inicialmente, faz-se a chamada de uma função de alocação ótima de SAEB que determina o número, as posições e a energia nominal destes dispositivos, de forma a reduzir os custos totais dentro do horizonte de investimento, sujeito a restrições operacionais modeladas de forma determinística. Além disso, o mesmo problema de alocação também define as máximas profundidades de descarga permissíveis aos SAEB, de forma a encontrar um compromisso entre a extensão da vida útil das baterias e o benefício de arbitragem obtido com seu despacho. Em seguida, obtém-se o número de baterias nos SAEB e utiliza-se a SMC descrita no Capítulo 2 para obtenção das taxas de falha equivalente das baterias. Em seguida, realiza-se um estudo de projeto ótimo da RTCOM, sujeito a restrições de disponibilidade de comunicação dos SAEB com o centro de controle. Tendo-se obtido uma solução de planejamento candidata, esta deve ser avaliada do ponto de vista dos riscos de violação de índices de conformidade de tensão quando submetida a incertezas, o que é realizado por meio de uma SMC. Com base nos riscos estimados, a engenharia de planejamento da rede pode definir se os riscos obtidos são considerados aceitáveis ou não, comparando-os com certa

tolerância especificada. Caso a solução obtida seja tida como inadequada, o engenheiro de planejamento deve testar estudos de caso com reforços na solução candidata, com intuito de melhorar o desempenho da rede em relação à conformidade da tensão. Tais reforços podem ser feitos por meio do investimento em dispositivos de controle de tensão complementares, tais como OLTC, ou pela melhoria da disponibilidade de controle dos SAEB a partir de reforços na RTCOM, pois são opções mais baratas do que o investimento em novos SAEB ou do que o aumento das suas disponibilidades física pela inclusão de bancos redundantes. Esse processo é repetido até que se obtenha uma solução considerada adequada.

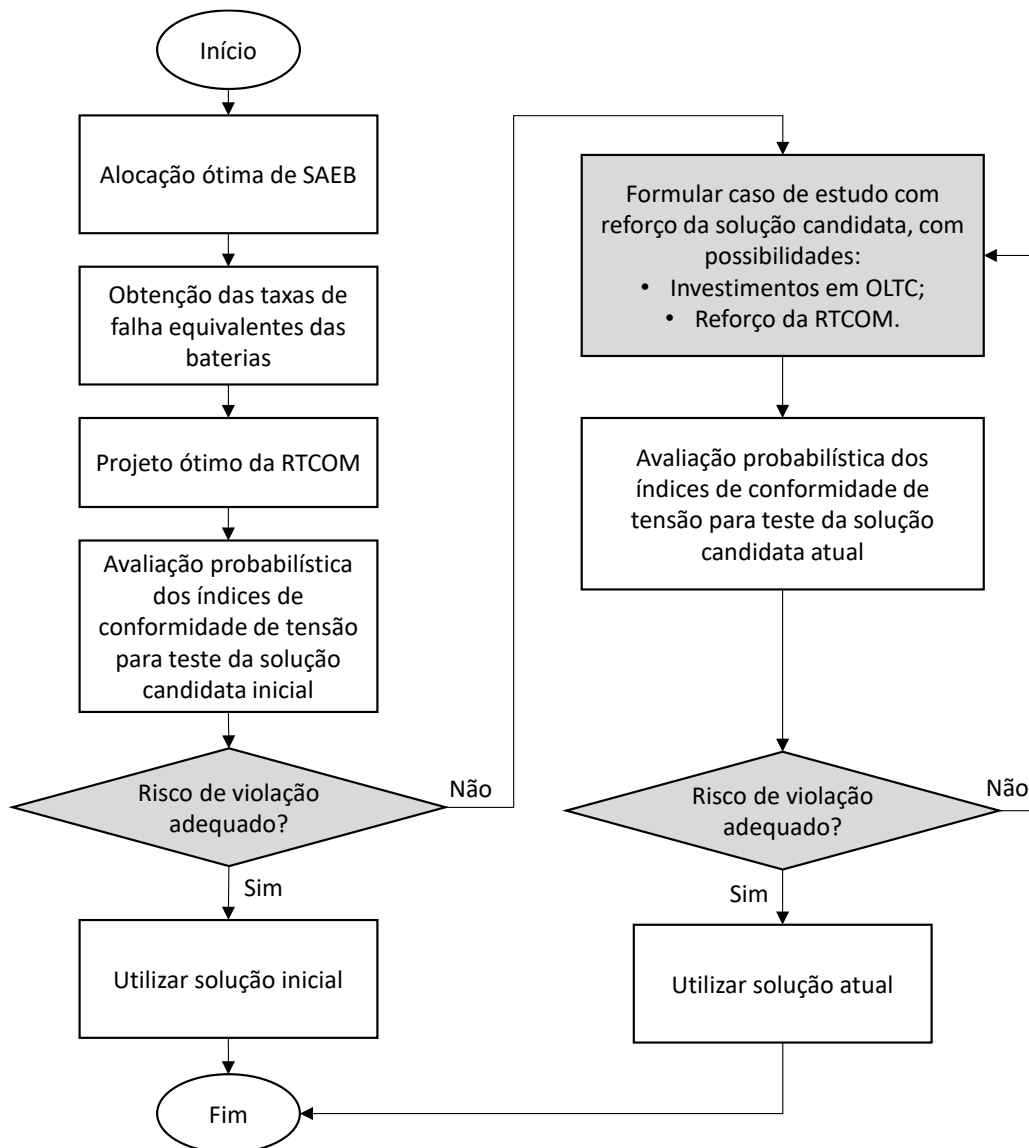


Figura 3.1 - Metodologia proposta para o planejamento de SAEB.

A partir do fluxograma da Figura 3.1, observa-se que a metodologia de planejamento proposta utiliza o especialista humano (tomador de decisões) na etapa de avaliação dos riscos, bem como na formulação dos casos de estudo com as possibilidades de novos investimentos. No processo de avaliação dos riscos isto ocorre porque a utilização de uma regra simples baseada na classificação das soluções entre as categorias “adequada” e “violada” poderia descartar soluções com pequenas violações da tolerância estabelecida, gerando investimentos desnecessários. Por outro lado, a otimização dos reforços necessários à solução para satisfazer os critérios de risco estabelecidos por meio de técnicas computacionais seria demasiadamente custoso, devido ao alto tempo de processamento da SMC utilizada para testagem das soluções candidatas, sendo mais proveitoso a avaliação de alguns poucos casos de estudo que podem ser formulados de maneira relativamente eficiente a partir de critérios baseados em experiência. A automatização destes processos de tomada de decisão por meio de técnicas de inteligência artificial é uma possível extensão para trabalhos futuros.

No que se refere a tomada de decisão referente a qual tipo de melhoria da solução deve ser testado prioritariamente (reforço da RTCOM ou investimento conjunto em OLTC), pode-se utilizar como heurística a comparação das seguintes probabilidades:

- i) $P(F_1|V)$: a probabilidade de ocorrer uma falha de comunicação em ao menos um SAEB em uma semana em que ocorreu violação de algum índice de conformidade de tensão.
- ii) $P(F_2|V)$: a probabilidade de ocorrer uma falha física em ao menos um SAEB em uma semana em que ocorreu violação de algum índice de conformidade de tensão.

Se $P(F_1|V)$ é maior que $P(F_2|V)$, isto é um indício de que as falhas de comunicação têm maior impacto que as físicas no risco de transgressão de tensão, de forma que o reforço da RTCOM tenderá a ser mais efetivo neste caso do que no contrário. Para este tipo de reforço, pode-se realizar uma nova execução do programa de projeto ótimo, com uma tolerância mais restritiva para a indisponibilidade dos nós associados aos SAEB do que aquela obtida com a configuração atual. Caso $P(F_2|V)$ seja maior que $P(F_1|V)$, isto é um indício de que a indisponibilidade física do SAEB tem um impacto maior na determinação dos riscos de transgressão de tensão que a perda da sua comunicação com o centro de controle, de forma que os reforços na RTCOM provavelmente não serão tão efetivos quanto no caso anterior. Nessa situação, o investimento simultâneo em um dispositivo de OLTC, embora não melhore a disponibilidade do SAEB, introduz mais uma variável de controle de tensão que pode compensar as indisponibilidades de

SAEB, especialmente a indisponibilidade de injeção de potência reativa no controle corretivo de tensão em tempo real utilizado nesta tese, problema para o qual os tapes dos OLTC também atuam. É importante frisar que a utilização da heurística proposta indicou o melhor reforço a ser realizado no sistema em todos os testes realizados durante o desenvolvimento da metodologia proposta.

Os índices de conformidade avaliados neste trabalho seguem a metodologia determinada pelo PRODIST (ANEEL, 2017). Desta forma, para um determinado estado, cada tensão nodal V da rede de distribuição deve ser classificada como “adequada”, “precária” ou “crítica”. Por exemplo, em um sistema de média tensão, tem-se a classificação dada pela Tabela 3.1. A partir desta classificação, a ANEEL define os indicadores Duração Relativa de Transgressão para Tensão Precária (DRP) em (3.1) e Duração Relativa de Transgressão para Tensão Crítica (DRC) em (3.2), cujos valores integralizados em uma semana não devem exceder 3 % e 0,5 %, respectivamente.

Tabela 3.1 - Níveis de tensão para SD com valores de tensão nominal > 1 kV e < 69 kV (ANEEL, 2017).

Classificação	Faixa de tensão
Adequada	$0,93 \leq V \leq 1,05$
Precária	$0,90 \leq V \leq 0,93$
Crítica	$V \leq 0,90$ or $V \geq 1,05$

$$DRP_k(\%) = \frac{nmp_k}{NM} \times 100 \% \quad (3.1)$$

$$DRC_k(\%) = \frac{nmc_k}{NM} \times 100 \% \quad (3.2)$$

Sendo nmp_k o número de medições na faixa precária para o nó k , nmc_k o número de medições na faixa crítica para o nó k e NM o número de medições realizadas no período de integralização do índice. De acordo com o PRODIST, as medições de tensão devem ser integralizadas a cada 10 minutos em um período semanal, ou seja, $NM = 7 \times 24 \times \frac{60}{10} = 1008$.

Como forma de se avaliar o efeito da alocação dos SAEB em relação à conformidade de tensão de um ponto de vista sistêmico (no âmbito dos alimentadores ou das subestações),

são utilizados os índices coletivos DRP_{eq} e DRC_{eq} , cujas definições são dadas respectivamente por (3.3) e (3.4). Nestas definições, NND é o número de nós de demanda da rede elétrica. Isto fornece uma ferramenta adicional para a análise de uma solução candidata, sobretudo para comparação com o desempenho da rede antes do investimento em SAEB.

$$DRP_{eq} = \sum_{k=1}^{NND} \frac{DRP_k}{NND} \quad (3.3)$$

$$DRC_{eq} = \sum_{k=1}^{NND} \frac{DRC_k}{NND} \quad (3.4)$$

Dada a extensão dos modelos utilizados na metodologia proposta nesta tese, convém que apenas os subproblemas de alocação do SAEB e de projeto ótimo da RTCOM, estritamente ligados ao planejamento, sejam tratados neste capítulo. Desta maneira, modelos de representação da operação da rede, tais como os utilizados na avaliação probabilística da conformidade de tensão e no modelo de despacho embarcado no problema de alocação, serão tratados em capítulos a parte.

3.2 Alocação ótima de SAEB

3.2.1 Formulação matemática

O problema de alocação de SAEB proposto neste trabalho é realizado em dois estágios. A otimização do primeiro estágio é responsável pelas variáveis de decisão de planejamento e é solucionado por um algoritmo genético. No segundo estágio são realizadas as decisões de despacho dos SAEB, para um conjunto de dias típicos do ano, sendo sujeitas ainda às restrições operacionais da rede elétrica, o que é feito por modelo de programação matemática. Os dois modelos se inter-relacionam quando o modelo do segundo estágio é utilizado para representar a operação da rede para cada uma das soluções candidatas geradas pelo algoritmo do primeiro estágio. Apesar desta conexão intrínseca entre os dois problemas, será apresentada neste capítulo somente a formulação do problema do primeiro estágio, sendo a sua interrelação com o segundo estágio apresentada apenas do ponto de vista dos seus efeitos sobre as variáveis

relevantes ao planejamento. O devido detalhamento matemático da otimização operacional será apresentado no Capítulo 4.

O modelo de alocação proposto visa minimizar o somatório dos custos de investimento e operação da rede elétrica dentro de horizonte de planejamento correspondente ao período de vida útil dos dispositivos. Considera-se que o custo investimento da alocação corresponde a compra dos equipamentos de SAEB, enquanto os custos de operação envolvem a degradação das baterias, os custos com compra de energia em um mercado de tarifas horárias e as perdas de energia nos alimentadores. Além disso, levam-se em consideração as seguintes restrições do problema: limites mínimo e máximo para as variáveis de planejamento, a saber, número, posições, e dimensionamentos dos SAEB; limites para os valores de máxima profundidade de descarga dos SAEB; limites mínimo e máximo para as tensões nodais da rede elétrica; e uma restrição de complementariedade das baterias, i.e., a impossibilidade de que um dispositivo se carregue e descarregue simultaneamente no mesmo intervalo de tempo, o que é fisicamente impossível.

As restrições de limitação de profundidade de descarga e de complementariedade de baterias, embora sejam conceitualmente operacionais, foram modeladas no primeiro estágio para manter o problema do segundo estágio convexo e sem restrições de integralidade, visto que deve ser solucionado muitas vezes. A primeira impacta somente ao modelo de vida útil de baterias considerado, um cálculo que afeta somente as decisões de planejamento e que utiliza um modelo não linear e não convexo. A segunda só pode ser incorporada em um problema de programação matemática a partir do uso de variáveis binárias ou de uma restrição de igualdade bilinear na forma $x_1 x_2 = 0$. Ambas as opções tornariam o problema NP-difícil.

É importante frisar que a função objetivo do segundo estágio impacta no valor total da função objetivo do primeiro, de forma que quaisquer restrições modeladas via funções de penalidade na otimização operacional serão sentidas na otimização de planejamento, que também buscará minimizar tais transgressões. Por exemplo, as restrições associadas aos limites de tensões nodais são consideradas indiretamente no problema de alocação a partir de funções de penalidade incluídas no segundo estágio. Isto é feito para reduzir o custo computacional das otimizações do segundo estágio bem como os casos de infactibilidade, evitando o descarte de soluções com tensões minimamente violadas e preservando a diversidade de soluções no algoritmo genético.

Para descrever o modelo de planejamento proposto neste trabalho, considere-se inicialmente um conjunto de NNC nós candidatos para alocação do SAEB $\Omega_{NCb} \subseteq \Omega_N$, em que $\Omega_N := \{1, 2, \dots, NN\}$ é o conjunto dos NN nós do sistema. Então, para cada $i_b \in \Omega_{NCb}$, sejam definidas as variáveis: u_{i_b} , E_{i_b} e $DoD_{i_b}^{max}$, tal que $u_{i_b} = 1$ se existe SAEB alocado no nó candidato i_b e $u_{i_b} = 0$ caso contrário; tal que E_{i_b} é a capacidade nominal de energia a ser designada a este SAEB, se existir; e $DoD_{i_b}^{max}$ é a máxima profundidade de descarga permissível aos SAEB. Assim, o espaço de busca do problema de planejamento pode ser definido como $\mathbb{S} := \{(u_{i_b}, E_{i_b}, DoD_{i_b}^{max}) | \{u_{i_b} \in \mathbb{B}\} \cup \{E_{i_b} \in \mathbb{E}\} \cup \{DoD_{i_b} \in \mathbb{D}\} \forall i_b \in \Omega_{NCb}\}$ em que tem-se que $\mathbb{E} := \{\mathbb{R} | \underline{E} \leq E_{i_b} \leq \overline{E}\}$, sendo $\underline{E}$ e $\overline{E}$, respectivamente, os limites inferior e superior para a energia nominal do SAEB; $\mathbb{B}$ é o espaço binário $\{0, 1\}$; e $\mathbb{D} := \{\mathbb{R} | \underline{DoD} \leq DoD_{i_b}^{max} \leq \overline{DoD}\}$, em que $\underline{DoD}$ e $\overline{DoD}$ são os limites inferior e superior para a máxima profundidade de descarga admissível aos SAEB. Com isto, cada alocação possível em $\mathbb{S}$ pode ser descrita por um vetor $\mathbf{x} := [u_1, \dots, u_{NNC}, E_1, \dots, E_{NNC}, DoD_1^{max}, \dots, DoD_{NNC}^{max}]^T$. No entanto, o espaço de busca definido por $\mathbb{S}$ é ainda muito extenso, dado o grande número de variáveis binárias, gerando 2^{NNC} possíveis escolhas de posições.

Como forma de reduzir o espaço de busca do problema, introduziram-se ainda restrições adicionais relacionadas ao número mínimo e máximo de SAEB a serem alocados, além de uma restrição associada a maior dispersão destes dispositivos na rede, descartando uma série de soluções em que os sistemas estejam localizados em nós fisicamente muito próximos. A restrição associada ao número de SAEB pode ser matematicamente descrita a partir de (3.5).

$$\underline{NB} \leq \sum_{i_b=1}^{NNC} u_{i_b} \leq \overline{NB} \quad (3.5)$$

Em que $\underline{NB}$ e $\overline{NB}$ são, respectivamente, os números mínimo e máximo de SAEB que podem ser alocados no sistema.

A restrição relativa à obtenção de soluções com maiores dispersões dos SAEB pode ser formulada dividindo-se o sistema em $\overline{NB}$ áreas, tais que os nós candidatos do sistema sejam distribuídos entre os conjuntos disjuntos $\Omega_{A_1}, \dots, \Omega_{A_{\overline{NB}}}$, como mostrado na Figura 3.2. A restrição

proposta consiste em permitir que somente um único SAEB possa ser alocado em cada uma das áreas, o que é matematicamente descrito por (3.7).

$$0 \leq \sum_{j_b \in \Omega_{A_a}} u_{j_b} \leq 1, \quad a = 1, \dots, \Omega_{A_{NB}} \quad (3.6)$$

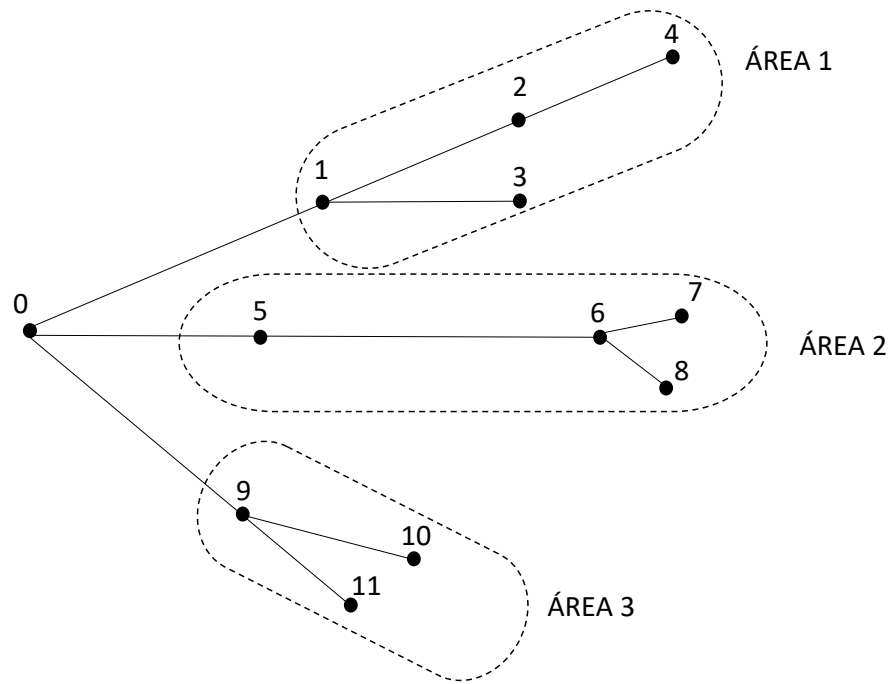


Figura 3.2 - Exemplo de divisão dos nós candidatos em áreas disjuntas.

É importante se observar que a divisão do sistema em áreas passíveis de alocação não somente aumenta dispersão dos SAEB no sistema como reduz o espaço de busca, já que cada SAEB só pode ser alocado em um conjunto de nós candidatos referentes a própria área, excluindo todas as demais possibilidades de alocação. Isto confere uma grande vantagem em relação a outros métodos possíveis para obtenção de uma maior dispersão dos SAEB. Por exemplo, o uso de funções de penalidade inversamente proporcionais às distâncias entre os sistemas, embora também tenda a aumentar a dispersão destes dispositivos, não reduz as possibilidades de alocação de SAEB. Finalmente, o critério de formação das áreas foi a simples divisão do conjunto de nós candidatos em áreas com números de nós aproximadamente iguais, seguindo a numeração sequencial dos nós. Em trabalhos futuros, outros critérios de

divisão das áreas baseados em heurísticas podem ser testados visando obter melhor desempenho das alocações geradas e da convergência do AG.

A inserção de (3.5) e (3.7) ao problema resulta em um novo espaço de busca para o primeiro estágio definido por $\bar{\mathbf{X}} := \{\mathbf{x} \in \mathbb{S} \mid \mathbf{l} \leq A_{ineq} \mathbf{x} \leq \mathbf{r}\}$ em que A_{ineq} é uma matriz que contém os coeficientes das variáveis u_{i_b} nas inequações em (3.5) e (3.7), e $\mathbf{l}$ e $\mathbf{r}$ são vetores contendo as constantes do lado esquerdo e do lado direito das mesmas inequações, nessa ordem.

O custo total da rede $C_{tot}(\mathbf{x})$ para o horizonte de planejamento para uma dada alocação $\mathbf{x}$ é dado pela expressão em (3.7).

$$C_{tot} = C_{inv}(\mathbf{x}) + C_{dep}(\mathbf{x}) + C_{op,tot}(\mathbf{x}) + P_{comp}(\mathbf{x}) \quad (3.7)$$

Em que $C_{inv}(\mathbf{x})$, $C_{dep}(\mathbf{x})$ e $C_{op,tot}(\mathbf{x})$ são, respectivamente, o custo de investimento, o custo de depreciação de baterias dentro da vida útil do sistema e o custo de operação total esperado para o horizonte de estudo em função das variáveis de alocação em $\mathbf{x}$, incluindo custos virtuais por violações de restrições operacionais. Por sua vez, $P_{comp}(\mathbf{x})$ é uma função de penalidade associada a não complementariedade de carga e descarga.

O custo de investimento pode ser dado pela expressão em (3.8).

$$C_{inv}(\mathbf{x}) = \sum_{i_b=1}^{NNC} u_{i_b} E_{i_b} (P2Er \times C_{inv,p} + C_{inv,e}) \quad (3.8)$$

Em que:

$P2Er$ é a razão entre potência e energia nominais para a tecnologia de bateria sendo utilizada em kW/kWh.

$C_{inv,p}$ e $C_{inv,e}$ são, respectivamente, o custo de investimento associado à potência nominal (em \$/kVA) e à capacidade de energia nominal dos SAEB (em \$/kWh).

Um ponto importante a ser observado é que os custos de investimento são somente função da capacidade de energia dos SAEB. Isto se deve ao fato de que, para baterias eletroquímicas (tecnologia considerada neste trabalho), as capacidades de potência e energia não são escaláveis de maneira independente (Leadbetter & Swan, 2012). Neste sentido, assume-se que os custos de investimento em capacidade de energia correspondem à compra dos módulos de bateria e que os custos com investimento em capacidade de potência se devem ao projeto de um sistema de conversão compatível com a potência do banco de baterias, obtida utilizando a razão de potência e energia $P2Er$ das baterias. É importante observar que as baterias podem possuir limitações de potência nominal diferentes para carga e descarga, resultando em uma razão entre potência e energia diferente para cada uma destas duas operações. Neste caso, o termo $P2Er$ deve ser considerado como o maior valor entre estes dois modos de operação das baterias, pois o conversor deve suportar o pior caso.

O custo de depreciação de baterias é dado pelo cálculo em (3.9) e (3.10).

$$C_{dep}(\mathbf{x}) = \sum_{i_b=1}^{NNC} u_{i_b} E_{i_b} \left(C_{inv,e} - \frac{C_{res,b}}{\xi} \right) \cdot \frac{NAE}{TVU_{i_b}(\mathbf{x})} \quad (3.9)$$

$$TVU_{i_b}(\mathbf{x}) = \min\{TVU_{i_b}^{cic}(\mathbf{x}), TVU^{cal}\} \quad (3.10)$$

Em que $C_{res,b}$ é o valor residual das baterias (valor de sucata) em $\$/kg$; ξ é a densidade energética da tecnologia de baterias utilizada em Wh/kg ; NAE é o número de anos esperados de vida útil para o sistema; $TVU_{i_b}^{cic}(\mathbf{x})$ é o tempo de vida útil devido aos seus ciclos de uso em anos para as baterias do SAEB no nó candidato i_b ; e TVU^{cal} é o tempo de vida útil de calendário da tecnologia de baterias sendo considerada também em anos. O método para cálculo de $TVU_{i_b}^{cic}(\mathbf{x})$ em função da variável $DoD_{i_b}^{max}$ foi descrito no Capítulo 2.

O custo de operação total no horizonte de planejamento considerado é dado por (3.11).

$$C_{op,tot}(\mathbf{x}) = 365 \times NAE \times \overline{C_{op,a}(\mathbf{x})} \quad (3.11)$$

Em que $\overline{C_{op,d}(\mathbf{x})}$ é o custo operacional diário esperado para a alocação em $\mathbf{x}$, incluindo custos virtuais associados a restrições operacionais. Este termo é obtido a partir da avaliação da função objetivo no modelo de planejamento ótimo da operação por dia típico que representa a operação da rede neste problema.

Para efeito de compreensão da contribuição do modelo de otimização operacional aos custos totais do problema do primeiro estágio, pode-se considerar a definição dada em (3.12).

$$\overline{C_{op,d}(\mathbf{x})} = \left\{ \begin{array}{ll} \min f(\mathbf{y}) \\ s. a & \mathbf{y} \in \mathbb{Y}(\mathbf{x}) \end{array} \right. \quad (3.12)$$

Em que $f(\mathbf{y})$ é a função objetivo do modelo de planejamento da operação por dia típico; $\mathbf{y}$ é um vetor de variáveis operacionais associado ao problema; e $\mathbb{Y}$ é sua região factível, que por sua vez é função da alocação $\mathbf{x}$. A função $f(\mathbf{y})$, que será descrita em detalhes no Capítulo 4, pode ser aproximada pela expressão no lado direito de (3.13).

$$f(\mathbf{y}) \approx \sum_{\zeta \in \Omega_Z} \pi_{\zeta} C_{op,d}(\mathbf{y}, \zeta) + \sum_{\zeta \in \Omega_Z} \sum_{t=1}^{NT} \sum_{i \in \Omega_N} C_{\Delta V} (\Delta V_{i,t,\zeta}^{qdr,+} + \Delta V_{i,t,\zeta}^{qdr,-}) \quad (3.13)$$

Em que π_{ζ} é a probabilidade do dia típico ζ no conjunto de dias típicos considerados Ω_Z ; $C_{op,d}(\mathbf{y}, \zeta)$ é a função de custo operacional diário do dia típico ζ (incluindo custos de compra de energia e suas perdas); NT é o número de intervalos de tempo avaliados em um cenário diário; $C_{\Delta V}$ é um custo de penalização das transgressões de tensão; e $\Delta V_{i,t,\zeta}^{qdr,+}$ e $\Delta V_{i,t,\zeta}^{qdr,-}$ são, respectivamente, os valores de transgressão do limite superior e do limite inferior do quadrado da tensão nodal para o nó i no instante t do dia típico ζ . O custo $C_{\Delta V}$ é escolhido com valor muito alto de forma a dominar a função na ocorrência de qualquer violação de tensão.

A função de penalidade por perda de complementariedade $P_{comp}(\mathbf{x})$ é calculada a partir a partir de (3.14).

$$P_{comp}(\mathbf{x}) = \begin{cases} ECT(\mathbf{y}^*(\mathbf{x}))/\delta_{ECT}, & FNC(\mathbf{y}^*(\mathbf{x})) > \delta_{ECT} \\ 0, & FNC(\mathbf{y}^*(\mathbf{x})) \leq \delta_{ECT} \end{cases} \quad (3.14)$$

Em que $ECT(\mathbf{y}^*(\mathbf{x}))$ é o índice erro de complementariedade total; δ_{ECT} é uma tolerância para este índice; e $\mathbf{y}^*(\mathbf{x})$ é o vetor dos valores ótimos das variáveis do problema de segundo estágio em (3.12) em função das variáveis do primeiro estágio em $\mathbf{x}$. O índice ECT corresponde ao índice “*numerical complementarity gap*” proposto em (Garifi, et al., 2020) para um único dia de operação, porém estendido neste trabalho para todos os dias típicos considerados utilizando-se (3.19).

$$ECT(\mathbf{y}^*(\mathbf{x})) = \sum_{\zeta \in \Omega_Z} \sum_{t=1}^{NT} \sum_{b \in \Omega_b(\mathbf{x})} (P_{b,t,\zeta}^{car})^* (P_{b,t,\zeta}^{des})^* \quad (3.15)$$

Em que $(P_{b,t,\zeta}^{car})^*$ e $(P_{b,t,\zeta}^{des})^*$ são, respectivamente, os valores ótimos das potências de carga e descarga do SAEB b no instante t do dia típico ζ , obtidos pelo problema de otimização do segundo estágio, considerando o conjunto de SAEB alocados $\Omega_b(\mathbf{x})$ para as variáveis em $\mathbf{x}$ e NT é o número de instantes de tempo considerados em cada dia.

Por fim, deve-se observar que o modelo de alocação proposto deve considerar apenas alocações que gerem soluções factíveis para o problema operacional em (3.12). Desta forma, pode-se definir a região factível do problema de alocação completo, incluindo os dois estágios, pelo conjunto $\mathbb{X} := \{\mathbf{x} \in \bar{\mathbb{X}} \mid \mathbb{Y}(\mathbf{x}) \neq \emptyset\}$. Com isto, a alocação de SAEB proposta neste trabalho pode ser compactamente descrita por (3.16).

$$\min_{\mathbf{x} \in \mathbb{X}} C_{tot}(\mathbf{x}) \quad (3.16)$$

3.2.2 Solução do modelo via algoritmo genético

Para solucionar o problema de alocação proposto faz-se uso de um algoritmo genético (AG), uma meta-heurística clássica com extensa literatura específica. Um algoritmo genético é um programa que busca solucionar um problema, emulando o processo de evolução do código genético dos indivíduos de uma população biológica ao longo de suas gerações. Para isto, deve-se inicialmente adotar algum tipo de codificação para representar as variáveis do problema. A representação escolhida neste trabalho foi especialmente pensada para facilitar a implementação das restrições associadas ao número máximo de SAEB a serem alocados e da permissão de somente um SAEB por área do sistema, que reduzem o espaço de busca do problema, acelerando sua solução.

A codificação escolhida representa as soluções por um vetor de comprimento $3 \times \overline{NB}$ na forma $\chi := [p_{A_1}, \dots, p_{A_{\overline{NB}}}, E_{A_1}, \dots, E_{A_{\overline{NB}}}, DoD_{A_1}^{max}, \dots, DoD_{A_{\overline{NB}}}^{max}]^T$ em que p_{A_a} , E_{A_a} e $DoD_{A_a}^{max}$ são números em ponto flutuante, respectivamente associados a posição do SAEB a ser alocado na área a , sua energia nominal e sua máxima profundidade de descarga permitida. As variáveis p_{A_a} variam no intervalo $[0, NN_{A_a}]$ em que NN_{A_a} é o número de nós na área a . Durante o processo de avaliação de função *fitness*, cada variável p_{A_a} deve ser arredondada para o inteiro mais próximo, para obter o índice do nó dentro do conjunto de sua respectiva área, i.e., a sua posição dentro do conjunto Ω_{A_a} . De posse desta posição, pode-se então identificar a numeração do nó no sistema em que o SAEB será alocado, sendo a posição 0 utilizada para representar a decisão de não alocar nenhum SAEB na área em questão. Finalmente, deve-se observar que a partir do genótipo χ , podem-se obter todas as informações do fenótipo x , para o qual o problema foi matematicamente descrito, zerando-se todas as variáveis binárias associadas aos nós candidatos onde não serão alocados SAEB.

A representação em ponto flutuante exige operadores de cruzamento e mutação distintos daqueles utilizados em uma implementação clássica de AG com codificação binária. Desta forma, usam-se neste trabalho os operadores de cruzamento aritmético e mutação não uniforme (Michalewicz, 1996), voltados para a codificação em ponto flutuante.

O cruzamento aritmético é definido pela obtenção dos indivíduos descendentes χ'_1 e χ'_2 , a partir de dois indivíduos pais χ_1 e χ_2 , utilizando-se as operações em (3.17) e (3.18).

$$\chi'_1 = \lambda\chi_1 + (1 - \lambda)\chi_2 \quad (3.17)$$

$$\chi'_2 = (1 - \lambda)\chi_1 + \lambda\chi_2 \quad (3.18)$$

Em que λ é um número aleatório com distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$. Deve-se observar que este operador nada mais é que uma combinação convexa das soluções χ_1 e χ_2 , o que tem a vantagem adicional de gerar descendentes que não violem quaisquer restrições convexas das soluções, e.g., os limites mínimos e máximos de cada variável.

Por sua vez, o operador de mutação não uniforme consiste na seleção aleatória de um gene χ_{km} na m -ésima posição do cromossomo χ_k , seguido pela alteração dada por (3.19).

$$\chi'_{km} = \begin{cases} \chi_{km} + \Delta(t, \chi_{km}^{max} - \chi_{km}), & \text{se } r_1 = 0 \\ \chi_{km} - \Delta(t, \chi_{km} - \chi_{km}^{min}), & \text{se } r_1 = 1 \end{cases} \quad (3.19)$$

Em que r_1 é uma variável aleatória binária decidida via sorteio, χ_{km}^{max} e χ_{km}^{min} são os valores máximo e mínimo da variável χ_{km} , $\Delta(t, z)$ é uma função que produz valores aleatórios no intervalo $[0, z]$ e t é o número da geração atual do algoritmo. A função $\Delta(t, z)$ deve ser escolhida de tal forma que para pequenos valores de t aproxime-se de uma distribuição uniforme, enquanto para valores grandes tenda em probabilidade para valores próximos de zero. Isto permite uma fraca localidade no começo do algoritmo para aumentar a exploração do espaço de busca, e aumento gradativo da localidade para facilitar a convergência. Neste trabalho, tal como em Michalewicz (1996), utiliza-se a função em (3.20) para definir $\Delta(t, z)$.

$$\Delta(t, z) = z \cdot r_2 \cdot \left(1 - \frac{t}{T}\right)^b \quad (3.20)$$

Em que r_2 é um número aleatório com distribuição uniforme contínua no intervalo $[0,1]$, T é o número máximo de gerações, t é o número da geração atual e b é o chamado parâmetro de não uniformidade, escolhido neste trabalho com valor de 5.

Deve-se notar que, enquanto a restrição de número máximo de SAEB a serem alocados é automaticamente satisfeita pela codificação utilizada, o número mínimo destes dispositivos pode vir a ser violado pelos operadores de cruzamento e mutação escolhidos, mesmo a partir de uma população inicial estritamente factível. Sempre que isto ocorre, escolhe-se aleatoriamente uma área do sistema sem SAEB alocado e escolhe-se, dentro desta área, um nó aleatório para alocar mais um SAEB, repetindo-se este procedimento até que o número mínimo de dispositivos seja satisfeito.

Com base na modelagem apresentada, propõe-se o AG mostrado na Figura 3.3 para solucionar o problema de alocação dos SAEB, em que max_{gen} é o número máximo de gerações e NI é o número de indivíduos na população. Neste algoritmo, faz-se uso ainda dos operadores clássicos de seleção por roleta (Talbi, 2009) e de elitismo (Coley, 1999).

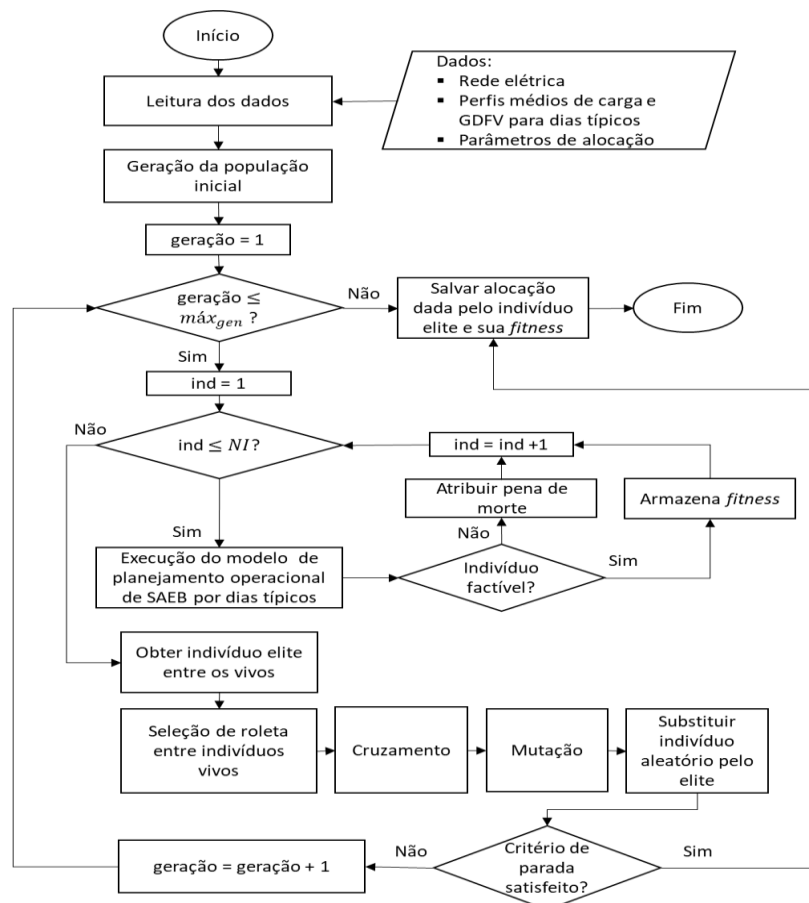


Figura 3.3 - Fluxograma do AG para alocação de SAEB.

A inicialização da população no algoritmo proposto é realizada, para todas as variáveis do genótipo χ , de maneira aleatória e com distribuição uniforme entre seus limites mínimos e máximos, ou seja, para cada χ_{km} faz-se:

$$\chi_{km} = \underline{\chi_{km}} + (\overline{\chi_{km}} - \underline{\chi_{km}})r \quad (3.21)$$

Em que $r \sim U[0,1]$ e $\underline{\chi_{km}}$ e $\overline{\chi_{km}}$ são, respectivamente, os limites mínimos e máximos para a variável em χ_{km} . Esta inicialização pode vir a resultar em indivíduos cujo número de SAEB alocados é menor do que o mínimo desejado, caso que deve ser corrigido utilizando-se o mesmo procedimento já descrito para a situação em que este tipo de violação é resultante das operações de cruzamento e mutação.

A função *fitness* F avaliada pelo AG deve ser estritamente positiva e ter maior valor quanto mais apto estiver o indivíduo em termos da solução do problema. Para isto, faz-se em cada geração, o mapeamento dado por (3.22).

$$F = A - C_{tot}(\chi) \quad (3.22)$$

Em que A é a magnitude do maior valor de função objetivo encontrado em todos os indivíduos para uma dada geração. Para avaliar a função objetivo de cada indivíduo, executa-se primeiramente o modelo de planejamento da operação por dias típicos para se obter o valor esperado do custo operacional diário, com o qual se pode calcular o custo total a partir de (3.7). No modelo de otimização operacional, são considerados 4 cenários, que levam em conta as médias horárias das incertezas de carga e geração solar nos respectivos dias típicos: dia de semana de estação chuvosa, dia de final de semana em estação chuvosa, dia de semana da estação seca e dia de final de semana da estação seca. Caso o modelo operacional não possua solução factível para a alocação sendo considerada, o indivíduo correspondente a esta alocação deve receber uma pena de morte. Ou seja, assinala-se ao indivíduo um *flag* que indica que ele não deve participar dos operadores de elitismo e de seleção, não se reproduzindo para a geração posterior.

Em relação ao critério de parada do AG, realizou-se um teste de convergência baseado na variabilidade da população. De acordo com Linden (2012), a avaliação da variabilidade da população de um AG deve ser realizada a partir do genótipo e não da *fitness*, dado que indivíduos com características muito distintas podem ter funções de avaliação muito próximas entre si. Sendo assim, para avaliar a convergência do AG utilizou-se uma estratégia baseada em agrupamentos de dados proposta por Linden (2012). Em síntese, os indivíduos da população são agrupados em k grupos utilizando-se o algoritmo *k-means* (Billinton & Li, 1994). Em seguida, as distâncias euclidianas entre os centroides de todos os agrupamentos são calculadas e, se a maior distância encontrada for menor do que uma tolerância especificada δ , então pode-se considerar que a convergência foi obtida. Uma adaptação desta técnica deve ser realizada para a codificação utilizada, pois os genes referentes a energia nominal de SAEB que não estão sendo alocados não têm efeito sobre a *fitness*, de tal forma que não influem no processo de seleção. Desta forma, por mais que a população convirja para uma solução, os genes de energia nominal associados a SAEB que não estão sendo alocados podem ter valores aleatórios na população. Por este motivo, no AG proposto, os agrupamentos não são realizados diretamente na população, mas sim em uma versão modificada em que todos os genes de energia nominal de SAEB não alocados são zerados. Na implementação, utilizou-se um número de agrupamentos igual a 5.

3.3 Projeto ótimo da RTCOM

3.3.1 Formulação do problema

O método proposto assume que todos os *links* de comunicação estão baseados em uma tecnologia com utilização de fios, tais como cabos coaxiais ou fibra ótica, e que compartilham a infraestrutura de postes da rede elétrica. Por conseguinte, todos os *links* no grafo da rede devem ter caminhos compatíveis com o grafo da rede elétrica. Deve-se notar que, embora a rede de distribuição tenda a ser operada radialmente, i.e., em uma topologia de árvore, há normalmente chaves abertas usadas para reconfigurar a rede com o propósito de reduzir perdas durante a operação normal, ou de restabelecer cargas após interrupções. Essas chaves formam laços no grafo do sistema de distribuição que permitem caminhos alternativos para os *links* de comunicação.

O modelo tem por objetivo minimizar o comprimento total dos *links* de comunicação (o que indiretamente minimiza os custos de investimento na rede) e, ao mesmo tempo, satisfazer restrições associadas com a disponibilidade de comunicação entre cada SAEB e o centro de controle. Para formular este problema, sejam $G_c = (N_c, R_c)$ o grafo da rede de comunicação e $G_e = (N_e, R_e)$ o grafo da rede elétrica, nos quais N_c , R_c , N_e e R_e são, respectivamente, o conjunto de nós e o conjunto de ramos no grafo da rede de comunicação e os mesmos conjuntos para o grafo da rede elétrica. Então, o modelo proposto é sintetizado por (3.23).

$$\min \sum_{r \in R_c} l_r + PF(G_c) \quad (3.23)$$

No qual l_r é o comprimento do ramo r e $PF(G_c)$ é uma função de penalidade dada por (3.24)-(3.26).

$$PF(G_c) = W_1 \sum_{o \in \mathbb{O}} t_o(G_c) + W_2 \sum_{r_e \in B_e} t_{r_e}(G_c, G_e) \quad (3.24)$$

$$t_o = \begin{cases} \frac{U_o}{\varepsilon}, & \text{se } U_o(G_c) \geq U^{max} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.25)$$

$$t_{r_e} = \begin{cases} NL_{r_e}(G_c, G_e), & \text{se } NL_{r_e}(G_c, G_e) \geq 2 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.26)$$

No qual W_1 e W_2 são pesos positivos; $U_o(G_c)$ é a indisponibilidade de comunicação do nó de saída o para a topologia da rede de comunicação associada com G_c ; $\mathbb{O}$ é o conjunto de nós de saída que estão associados a equipamentos de campo que devem ter comunicação com o centro de controle; U^{max} é uma tolerância especificada para indisponibilidade; e NL_{r_e} o número de *links* de G_c que passam através do ramo r_e no grafo da rede elétrica G_e .

A função de penalidade em (3.24) tem duas partes. A primeira diz respeito à violação da tolerância especificada para a indisponibilidade para cada um dos nós de saída. A

divisão $\frac{U_o}{U_{max}}$ na função t_o é feita para assegurar que soluções com violações maiores da medida de indisponibilidade são mais penalizadas do que aquelas com menores violações. Esta estratégia serve como procedimento de desempate para indivíduos que não podem satisfazer a restrição de confiabilidade para o mesmo número de nós. A segunda parte da função de penalidade foi incluída para evitar o uso, por múltiplos *links*, do mesmo caminho na rede elétrica se isto não for estritamente necessário para evitar problemas de confiabilidade.

3.3.2 Avaliação das disponibilidades pelo método de enumeração de estados

Qualquer solução candidata para a rede de comunicação será dada por uma lista de nós e uma lista de ramos. A lista de nós contém os números de nós e seus tipos (entrada, saída ou roteamento), ao passo que a lista de ramos contém os *links* entre os nós no sistema físico. O nó de entrada, correspondente ao sistema de gerenciamento da distribuição, e os nós de saída, relacionados aos equipamentos de campo com os quais o referido sistema deve comunicar-se, são considerados totalmente confiáveis. Portanto, os nós de roteamento e os *links* de comunicação formam a lista de componentes sujeitos a falhas que devem ser armazenados.

O método de avaliação de confiabilidade usado na metodologia proposta considera todos os componentes da rede como elementos de dois estados, com distribuições de Bernoulli conhecidas:

$$K_j = \begin{cases} 1, & \text{componente } j \text{ está no estado operante} \\ 0, & \text{componente } j \text{ está no estado inoperante} \end{cases} \quad (3.27)$$

$$f_{K_j}[k_j] = \begin{cases} p_j, & k_j = 1 \\ q_j, & k_j = 0 \end{cases} \quad (3.28)$$

Em que os parâmetros p_j e q_j representam, respectivamente, a disponibilidade e a indisponibilidade do componente j , e podem ser obtidos por (3.29) e (3.30).

$$p_j = \frac{MTTF_j}{MTTF_j + MTTR_j} \quad (3.29)$$

$$q_j = \frac{MTTR_j}{MTTF_j + MTTR_j} \quad (3.30)$$

Em que $MTTF_j$ e $MTTR_j$ são, respectivamente, o tempo médio de falha e o tempo médio de reparo do componente j .

Tendo-se obtido as disponibilidades dos componentes da RTCOM, pode-se então realizar o cálculo das indisponibilidades dos seus nós a partir de métodos analíticos como, por exemplo, o Método dos Mínimos Conjuntos de Corte (MMCC) ou o Método de Enumeração de Estados (MEE) (Billinton & Allan, 1992). No primeiro, a indisponibilidade de um nó de saída é obtida a partir de seu conjunto de cortes mínimos, i.e., o conjunto dos estados para os quais todas as contingências observadas são estritamente necessárias para gerar a perda de comunicação do nó em questão. No entanto, este método possui a desvantagem de exigir algoritmos de busca em grafo exaustivos para determinação dos mínimos conjuntos de corte, o que torna seu custo computacional muito alto em redes complexas, para as quais há muitos possíveis caminhos entre o nó de entrada e os nós de saída. Já no MEE, a indisponibilidade de um nó de saída é obtida verificando-se a sua conectividade em relação ao nó de entrada para todos os possíveis estados de contingência da rede. Tal verificação pode ser realizada por métodos eficientes de busca em grafo, tornando a avaliação de cada estado de contingência uma tarefa de baixo custo computacional, embora exija a avaliação de uma quantidade de estados usualmente impraticável para sistemas com número de componentes muito elevado. No entanto, muitos dos possíveis estados de contingência de um sistema possuem baixa probabilidade de ocorrência podendo ser ignorados sem grandes prejuízos à precisão do índice a ser estimado pelo MEE. Sendo assim, a utilização de um esquema de seleção de estados eficiente permite ao MEE obter a indisponibilidade dos nós de saída da RTCOM com alta precisão e baixo custo computacional, motivo pelo qual foi este o método analítico de cálculo de indisponibilidade utilizado nesta tese.

A indisponibilidade U_o de um dado nó de saída o pode ser obtida pelo analiticamente pelo MEE a partir da verificação da conectividade entre entrada e saída para cada possível estado do sistema e pela definição de valor esperado em (3.31).

$$U_o = \sum_{s=1}^{NS} F(s)P(s) \quad (3.31)$$

Em que NS é o número de possíveis estados do sistema e $F(s)$ é uma função de teste binária dada por (3.32).

$$F(s) = \begin{cases} 1, & \text{estado } s \text{ é um conjunto de corte para saída o} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.32)$$

Na qual um conjunto de corte é definido como um conjunto de componentes que, quando falhos, resultam em desconexão entre a entrada e a saída (Billinton & Allan, 1992), i.e., ocasionam a falha de comunicação com a saída sendo considerada.

Para verificar, em cada estado avaliado, se uma dada saída tem comunicação com o centro de controle, é necessário verificar se existe pelo menos um caminho entre dois nós que passa exclusivamente através de componentes ativos. Isto pode ser feito de modo eficiente usando o algoritmo de busca em profundidade (Kruse & Ryba, 2000) no grafo da rede, rejeitando os *links* inoperantes com *flags*. Os *links* sinalizados são obtidos do estado atual, de maneira que representam, precisamente, os componentes com falhas, usando-se a seguinte regra: se um *link* de comunicação falha, o sinal (*flag*) representa sua própria inoperância; por outro lado, se um roteador falha, sua falha é representada pela sinalização de todos os *links* de comunicação conectados àquele nó específico.

Como já explicado anteriormente, uma desvantagem significativa do MEE é a sua complexidade, uma vez que o número de possíveis estados para um sistema com n componentes é $NS = 2^n$, tornando esta abordagem intratável para sistemas com grande número de componentes. Devido a isto, é comum em estudos de confiabilidade avaliarem-se os estados apenas até as falhas de terceira ordem. Isto geralmente é suficiente para abarcar a maior parte da massa de probabilidades do problema quando são considerados componentes com alta disponibilidade, resultando em erros de aproximação

negligenciáveis. O número de possíveis estados para uma falha de ordem k em um sistema com n componentes é dado pela combinação $C(n, k)$ que obedece a fórmula em (3.33).

$$C(n, k) = \frac{n!}{k!(n - k)!} \quad (3.33)$$

Uma vez que pode ser provado que $C(n, k)$ tem complexidade $O(n^k)$, o MEE tem a sua complexidade reduzida de tempo exponencial ($O(2^n)$) para tempo polinomial ($O(n^3)$) quando estados com falhas superiores à terceira ordem são negligenciadas. Essa melhoria na eficiência pode ser suficiente para cálculos de confiabilidade isolados, mas como o método deve processar múltiplas vezes uma busca de otimização, devem ser feitos melhoramentos posteriores. Com esse propósito, para reduzir o esforço de CPU do MEE, um método de seleção de estados baseado em ordenamento de estados é implementado, reduzindo o número de estados avaliados pelo privilegiamento daqueles com probabilidade mais altas. Ao fazer isto, (3.31) é aproximada por (3.34) e (3.35), em que $\mathbb{V}_o$ é o conjunto de estados verificados para a saída o . Deve-se observar que a soma das probabilidades condicionais em (3.35) é unitária, de forma que no cálculo do valor esperado em (3.34) toda massa de probabilidade dos estados não visitados seja distribuída nos estados efetivamente visitados de maneira proporcional às suas probabilidades. Também é importante notar que se $\mathbb{V}_o$ tende ao conjunto universo, então (3.34) tende ao valor exato de U_o .

$$U_o \approx \sum_{s \in \mathbb{V}_o} F(s)P(s|s \in \mathbb{V}_o) \quad (3.34)$$

$$P(s|s \in \mathbb{V}_o) = \frac{P(s)}{\sum_{s' \in \mathbb{V}_o} P(s')} \quad (3.35)$$

A abordagem mais natural para um esquema de seleção de estados seria visitá-los em uma ordem de probabilidade estritamente decrescente como em (Liu, et al., 2008) e interromper o procedimento após o atingimento de uma dada probabilidade cumulativa. Contudo, esta abordagem requer o constante ordenamento de estados vizinhos, o que a torna difícil de implementar. Por outro lado, a técnica usada neste trabalho utiliza uma

combinação de busca em largura com um ordenamento de componentes em termos de sua disponibilidade. Isto evita a necessidade de ordenar os estados vizinhos cada vez que um novo estado é visitado e, embora não garanta que todos os estados serão visitados em uma ordem de probabilidade estritamente decrescente, resulta em uma ordem decrescente para a maioria dos estados.

O primeiro passo para a técnica de seleção de estados usada neste trabalho é ordenar todos os componentes de confiabilidade da rede em ordem crescente de disponibilidade, i.e., atribuindo índices de componentes $j = 1, 2, \dots, n$ tais que:

$$p_1 \leq p_2 \leq \dots \leq p_j \leq \dots \leq p_n \quad (3.36)$$

Em seguida, o processo de avaliação dos estados começa usando o método da busca em largura no Algoritmo 3.1 para estabelecer a ordem dos estados. A chave para entender como o Algoritmo 3.1 privilegia os estados com maiores probabilidades é o fato de que, para cada estado de falha de ordem k , os seus filhos de ordem $k + 1$ são gerados considerando falhas dos componentes operantes, dos menos disponíveis para os mais disponíveis, enfileirados nessa ordem, lembrando de não enfileirar qualquer estado duas vezes uma vez que cada estado tem múltiplos predecessores.

O algoritmo sempre inicia avaliando o estado em que todos os componentes estão operantes, i.e., o estado de falha de ordem 0. Considerando que $p_j > q_j \forall j$, então este sempre representa o estado com maior probabilidade. Os estados de falha de primeira ordem, que são filhos do estado de ordem 0, são enfileirados usando-se a lista de componentes ordenados, da falha de componentes de menor disponibilidade até aqueles com maior disponibilidade. Isto assegura que estes estados serão também avaliados na ordem certa. Durante a avaliação de cada estado de falha de primeira ordem, seus filhos referentes a falhas de segunda ordem também são enfileirados pela adição de falhas na ordem de suas probabilidades. Logo, a menos que os componentes tenham a mesma disponibilidade, os estados de falha de segunda ordem não permitirão uma ordem de probabilidade estritamente decrescente. Contudo, dois fatos asseguram que a maioria dos estados nessa ordem serão visitados em uma ordem decrescente de probabilidade.

Algoritmo 3.1 – Seleção de estados usando a busca em largura

Início

Ordene a lista de componentes em ordem crescente de disponibilidade L ;

Inicialize a fila vazia Q ;

Enfileire os estados raiz (estado com todos os componentes estão operantes) em Q ;

Sinalize o nó raiz como visitado;

Faça $C = 0$;

Enquanto Q não está vazio

 Desenfileire o estado s de Q ;

 Seja w o número de componentes operantes no nó s ;

 Seja M a lista de componentes em estado operante no nó s ;

 Para componente $i = 1$ até w na lista M

 Seja j o índice do componente i na lista ordenada L ;

 Seja r um estado com os mesmos componentes inoperantes que s mais o componente j ;

 Se r ainda não foi visitado

 Sinalize r como visitado;

 Verifique a conectividade da saída para o estado r usando a busca em profundidade;

 Se a saída está sem conexão com a entrada

 Salve o estado r como um estado de corte;

 Fim do Se

 Seja P_r a probabilidade do estado r ;

$C = C + P_r$;

 Se $C \geq (1 - \delta)$

 Retorne a lista de estados de corte;

 Se não,

 Enfileire o estado r em Q ;

 Fim do Se

 Fim do Se

Fim do Para**Fim do Enquanto****Fim do Algoritmo**

O primeiro é que esses filhos dos estados mais prováveis da primeira ordem serão avaliados primeiro (isto só é válido para os estados de falha de segunda ordem uma vez que as imprecisões de ordenamento se propagam através das camadas). O segundo é que os filhos de um dado estado são avaliados na ordem correta (também válido para estados em outras ordens). O algoritmo continua visitando os estados usando a mesma lógica até que a probabilidade total dos estados não visitados seja menor que uma tolerância especificada δ , assegurando a cobertura de $1 - \delta$ da massa total de probabilidade.

Para a discussão sobre o desempenho da técnica de seleção de estados, considere um sistema de quatro componentes cujo espaço de estados é mostrado na Figura 3.4. Seja assumida uma lista de componentes já ordenados por disponibilidade: $p_1 = 0.6$, $p_2 = 0.7$, $p_3 = 0.8$, $p_4 = 0.9$. A Figura 3.5 mostra a ordem de avaliação dos estados associados a essa lista de componentes de acordo com os critérios propostos. Com isso, as probabilidades dos estados na sua ordem de avaliação proposta e a probabilidade cumulativa coberta até então para cada estado nesta mesma sequência são dados pela Tabela 3.2.

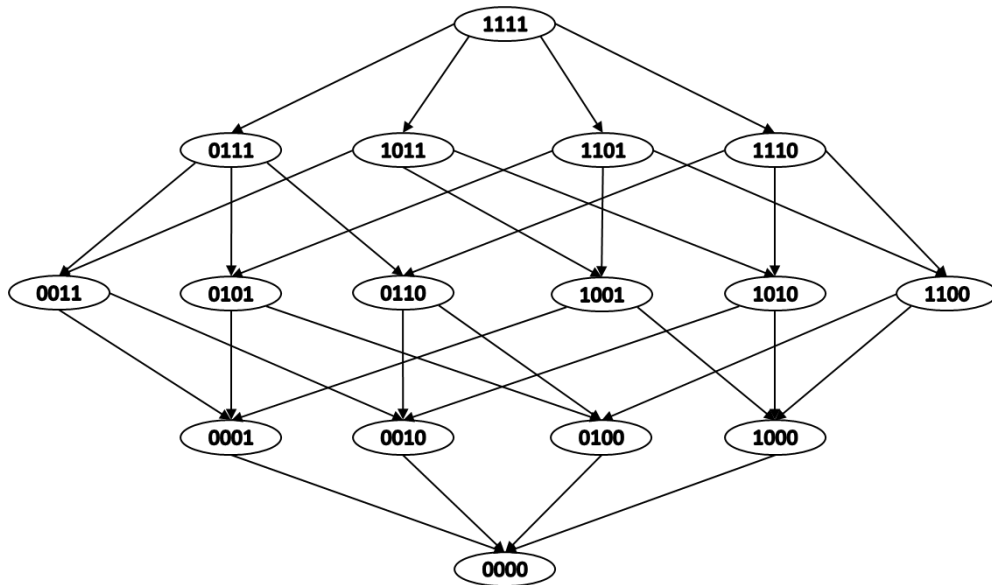


Figura 3.4 - Espaço de estados para um sistema com 4 componentes.

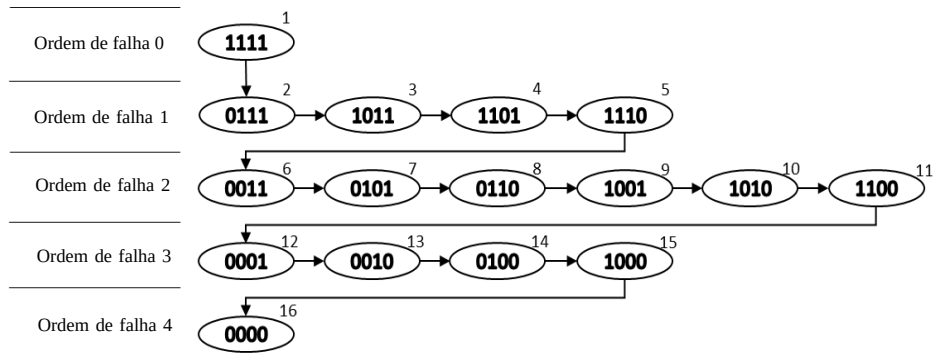


Figura 3.5 - Ordem de avaliação de estados para o sistema exemplo de 4 componentes cujo espaço de estados é dado na Figura 3.4.

Tabela 3.2 – Probabilidades individuais e cumulativas dos estados do sistema exemplo por ordem de avaliação.

Ordem do estado	Probabilidade do estado	Probabilidade cumulativa
1	0.3024	0.3024
2	0.2016	0.5040
3	0.1296	0.6336
4	0.0756	0.7092
5	0.0336	0.7428
6	0.0864	0.8292
7	0.0504	0.8796
8	0.0224	0.9020
9	0.0324	0.9344
10	0.0144	0.9488
11	0.0084	0.9572
12	0.0216	0.9788
13	0.0096	0.9884
14	0.0056	0.9940
15	0.0036	0.9976
16	0.0024	1.0000

Como pode ser visto, de um total de 15 transições de estados, 12 foram executados em uma ordem de probabilidade decrescente, i.e., 80 % do total de transições. Consequentemente, a técnica de seleção de estados proposta tem um desempenho suficientemente bom quando comparada com a abordagem de ordenamento completo dos estados. Por exemplo, se uma tolerância $\delta = 0.05$ é admitida, o método de seleção de

estados usado neste trabalho alcançaria a cobertura desejada da massa de probabilidade no 11º estado, enquanto, se uma ordenação estrita fosse adotada, a cobertura ocorreria no 10º estado, o que não representa uma melhoria substancial.

Por fim, deve-se notar que a eficiência da técnica de seleção de estados proposta, no que diz respeito à redução do esforço computacional, é diretamente proporcional à disponibilidade dos componentes do sistema, já que menos estados são necessários para obter a cobertura desejada do espaço amostral quando os componentes têm altas disponibilidades. Este fato não afeta a metodologia uma vez que tanto roteadores quanto links de comunicação de curta extensão, usados para comunicação em redes de distribuição urbanas típicas, têm grandes disponibilidades.

3.3.3 Algoritmo de solução

Ao usar o MEE como caixa preta para obter os índices de disponibilidade de uma dada topologia de rede de comunicação, a meta-heurística pode ser usada para solucionar o problema do desenho ótimo da referida rede. Deve-se observar que os únicos nós com localização conhecida na rede elétrica são os nós de alocação dos SAEB e o nó do Sistema de Gerenciamento da Distribuição. Por outro lado, não há presunção prévia sobre os posicionamentos dos nós de roteamento, os quais o método deve ser capaz de especificar de modo a reduzir o comprimento total da rede de comunicação, ao eliminar a necessidade de passar mais de um *link* pelo mesmo roteador na rede física, exceto quando há motivos relacionados à confiabilidade. Portanto, o desenho do grafo da rede de comunicação, embora restrito à rede física, não tem uma estrutura pré-definida, a qual deve ser completamente determinada pela solução do algoritmo.

Dada a característica única do problema de desenho da RTCOM, de não ter nós fixos, a solução proposta neste trabalho é um algoritmo genético inspirado no algoritmo NEAT (*NeuroEvolution of Augmenting Topologies*) (Stanley, 2004), originalmente desenvolvido para expandir a topologia de redes neurais através da complexificação. O algoritmo inicia com uma topologia simplificada mínima, a qual é gradualmente aumentada na sua complexidade pela adição de novos nós e ramos por meio de operadores de mutação especialmente desenhados. Contudo, no contexto original para o qual o NEAT foi formulado, os grafos a serem expandidos não estavam restritos a outra rede, como no

problema deste trabalho, razão pela qual algumas adaptações foram feitas no que concerne às informações adicionais codificadas e a operadores genéticos.

Inicialmente, deve-se descrever a codificação genética utilizada. Cada genoma é descrito por um *struct* que contém os dados do nó e do ramo de seu indivíduo correspondente. O campo referente aos dados dos nós contém o número dos nós, seus tipos e localização na rede elétrica. Por outro lado, os campos associados aos dados de ramos armazenam o número de ramos e para cada um deles, seu nó inicial e final, situação (“ativo” ou “inativo”), caminhos na rede elétrica e o seu número de inovação. Este número, que é atribuído sequencialmente aos *links* à medida que são gerados por mutação, identifica suas ordens de aparecimento no processo evolutivo e desempenha papel importante no operador de cruzamentos, como será mostrado. A Figura 3.6 apresenta um exemplo de genoma que codifica uma possível RTCOM para uma REI de distribuição arbitrária, enquanto a Figura 3.7 apresenta o correspondente fenótipo para o mesmo indivíduo.

Genótipo:

Dados de nós:						
Nº de nós: 6						
Localização na rede elétrica:						
1	2	3	4	5	6	
1	6	8	10	2	7	
Dados dos ramos:						
Nº de ramos: 10						
Dados:						
1	2	3	4	5	6	7
De: 1 Para: 2 Estado: “Inativo” Inovação: 1 Caminho físico: 1->2->3->4->5->6	De: 1 Para: 3 Estado: “Inativo” Inovação: 2 Caminho físico: 1->2->7->8	De: 1 Para: 4 Estado: “Inativo” Inovação: 3 Caminho físico: 1->2->7->9->10	De: 1 Para: 5 Estado: “Ativo” Inovação: 4 Caminho físico: 1->2	De: 5 Para: 2 Estado: “Ativo” Inovação: 5 Caminho físico: 2->3->4->5->6	De: 2 Para: 4 Estado: “Ativo” Inovação: 6 Caminho físico: 6->10	De: 5 Para: 4 Estado: “Inativo” Inovação: 7 Caminho físico: 2->7->9->10
8	9	10				
De: 5 Para: 6 Estado: “Ativo” Inovação: 8 Caminho físico: 2->7	De: 6 Para: 4 Estado: “Ativo” Inovação: 9 Caminho físico: 7->9->10	De: 6 Para: 5 Estado: “Ativo” Inovação: 10 Caminho físico: 7->8				

Figura 3.6 - Exemplo da codificação genética para uma solução candidata para o problema de projeto de ótimo de RTCOM.

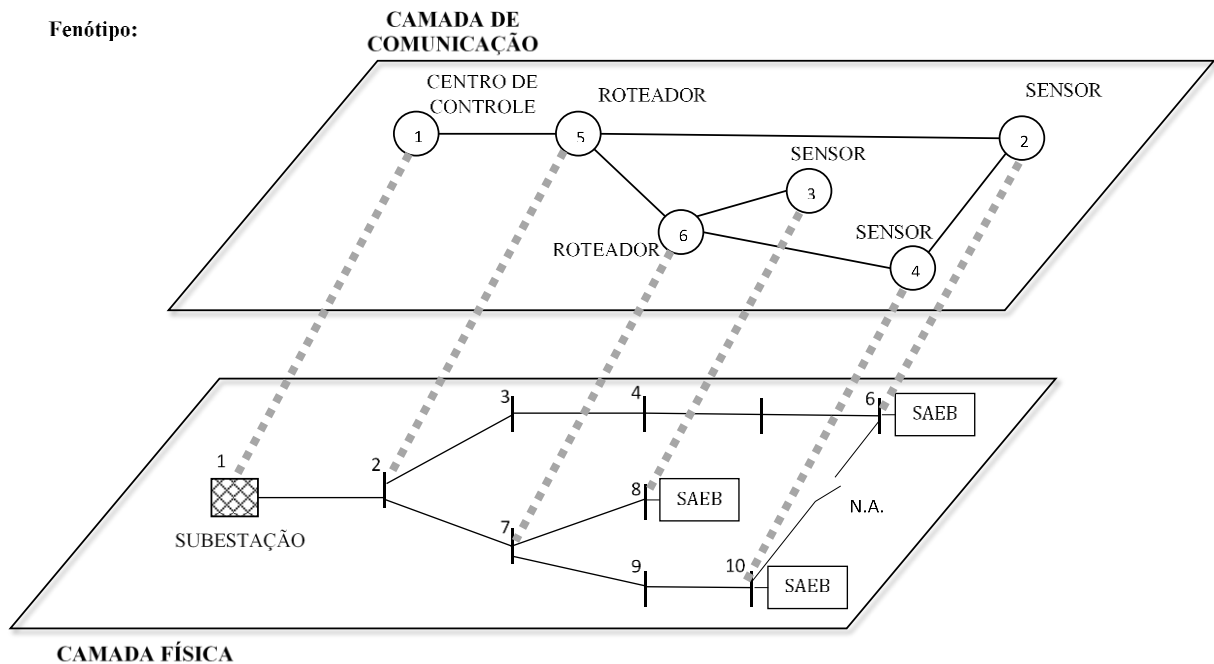


Figura 3.7 - Fenótipo correspondente ao exemplo de cruzamento mostrado na Figura 3.7 para uma rede elétrica arbitrária.

Três diferentes operadores de mutação são usados no algoritmo proposto: adição de nó, adição de *link* e inversão da situação do *link*. Os dois primeiros são versões modificadas dos operadores de mutação já presentes no algoritmo NEAT. O último foi introduzido para permitir que o algoritmo também desative *links* desnecessários durante a evolução da rede.

Na mutação por adição de nó, um *link* atualmente ativo é escolhido, e a sua situação é alterada para “inativo”. Em seguida, um nó de roteamento é adicionado a um dos nós no caminho entre os terminais do *link*. Por fim, dois novos *links* são adicionados ao indivíduo mutado. O primeiro começa no nó inicial do *link* original e termina no novo nó e o segundo inicia no novo nó e termina no nó final do *link* original. Dado que o nó adicionado objetiva o roteamento, nem todos os nós no caminho de *links* do sistema físico são elegíveis, uma vez que só faz sentido alocar roteadores em nós com mais de duas conexões. Se houver mais de um nó elegível no caminho de *links*, então a localização do nó de roteamento será escolhida aleatoriamente. Se, por outro lado, não há nó elegível no caminho do *link*, a operação de mutação simplesmente não é realizada no *link* selecionado. A mutação por adição de nó é exemplificada para um *link* arbitrário na Figura 3.8.

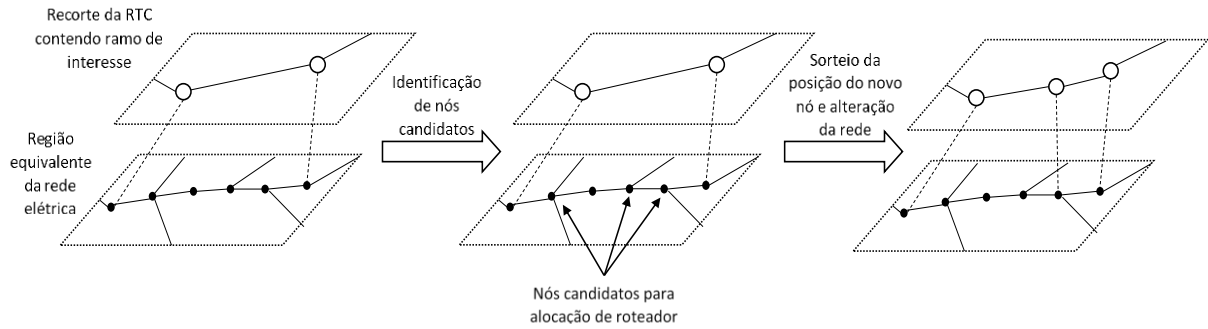


Figura 3.8 - Operador de mutação por adição de nó.

No algoritmo NEAT original a mutação por adição de *links* só estabelece conexões entre nós ainda não conectados diretamente. Contudo, no problema de desenho ótimo da rede de comunicação, novas conexões entre nós já interligados também fazem sentido, já que isto aumenta a confiabilidade da rede. Também deve-se notar que, embora isto crie *links* paralelos na RTCOM, as novas conexões podem ser feitas através de diferentes caminhos no grafo da rede elétrica. Portanto, no método proposto, a mutação por adição de *links* permite a geração de novas conexões entre quaisquer pares de nós escolhidos aleatoriamente em um indivíduo.

Outra especificidade do operador de mutação por adição de *links* proposto que não ocorre nos problemas no âmbito do algoritmo NEAT original é a necessidade de definir a rota do *link* adicionado no grafo da rede elétrica. Com a finalidade de gerar novos *links* com rotas eficientes, algumas regras foram definidas. Para os pares de nós ainda não conectados, o novo *link* deve seguir o caminho com a menor distância, o que é identificado pelo algoritmo de Dijkstra (Dijkstra, 1959). Por outro lado, novos *links* para nós que já são conectados seguem um caminho diferente das conexões já existentes. Nesse sentido, se dois nós já são conectados por $k - 1$ *links*, então a adição de um novo *link* deve seguir a k -ésima rota mais curta entre eles, a qual deve ser obtida pelo algoritmo de Yen (Yen, 1971). Se não existem mais caminhos possíveis entre os nós, nenhum *link* é adicionado entre os nós selecionados. O procedimento de mutação por adição de *links* é exemplificado na Figura 3.9, onde se estabelece a primeira e a segunda conexão entre dois nós de uma rede arbitrária.

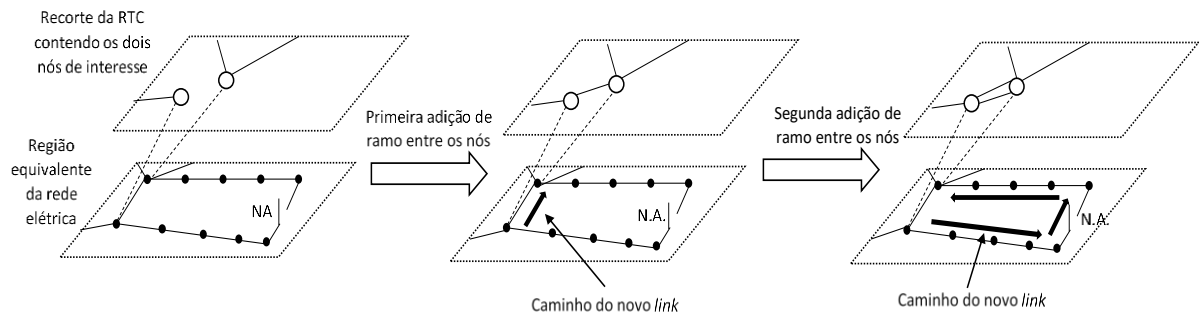


Figura 3.9 - operador de mutação por adição de *link*.

A mutação de inversão de estado do *link* simplesmente altera o estado de um *link* escolhido aleatoriamente, de “ativo” para “inativo” e vice-versa. A desativação de *links* por esse operador pode resultar no aparecimento de ilhas, i.e., de subgrafos desconectados. Se isto ocorrer de tal forma que o centro de controle fique isolado de qualquer nó que deva ter comunicação, o MEE identificará uma disponibilidade nula para aquele nó. Por conseguinte, situações deste tipo sempre serão penalizadas na função *fitness*, uma vez que ela certamente viola a restrição de disponibilidade e tenderá a desaparecer da população ao longo das gerações. Por outro lado, as situações de ilhamento que não resultam em perda de comunicação de qualquer dispositivo não será penalizada, mas representam soluções subótimas que tenderão a ser eliminadas ao longo do processo evolutivo. Em ambos os casos, as soluções não são imediatamente descartadas, uma vez que podem conter bons genes possivelmente capazes de gerar grafos conexos e bem adaptados como descendentes.

Um esquema dinâmico de proporção de tipo de mutação é usado de tal forma que os operadores de mutação que geram novas informações (adição de nó e adição de *link*) são mais frequentes nas primeiras gerações e menos frequentes nas últimas. Nesse sentido, a maior parte das inovações topológicas são geradas no começo do método para melhor exploração, enquanto ao final, o método foca na obtenção das melhores soluções dentre aquelas já existentes no reservatório genético, por meio do privilegiamento do operador de mutação por inversão de estado. Uma boa solução para isto foi encontrada pela utilização do esquema de decaimento sigmoidal em (3.37).

$$P_{ngm}(g) = 1 - \frac{1}{1 + e^{-\frac{100}{MG}(g - \frac{MG}{4})}} \quad (3.37)$$

Em que P_{ngm} é a probabilidade dos operadores de mutação de gerações de novidades genéticas; MG é o número máximo de geração; e g é a geração atual. Usando este esquema, cada vez que uma mutação ocorre na geração g , ela tem uma probabilidade $\frac{P_{ngm}(g)}{2}$ de ser uma mutação aditiva de nó e a mesma probabilidade de ser uma mutação aditiva de *link*, enquanto resta uma probabilidade $1 - P_{ngm}(g)$ dessa mutação em questão ser do tipo inversão de status do *link*. Um esquema dinâmico para a taxa de mutação é também adotado para aumentar a exploração no começo da busca e para favorecer a convergência na sua etapa final. Portanto, a taxa de mutação $P_m(g)$ para uma dada geração é atualizada pela expressão em (3.38).

$$P_m(g) = P_m^{max} - g \frac{P_m^{max} - P_m^{min}}{MG} \quad (3.38)$$

Em que P_m^{max} é a taxa máxima de mutação e P_m^{min} é a taxa mínima de mutação.

O método de inicialização da população consiste em gerar cópias idênticas da mesma solução inicial, que é obtida pela conexão de cada equipamento de campo com o centro de controle por meio da rota de menor extensão, obtida pelo algoritmo de Dijkstra. Então, para gerar diversidade genética na primeira população, operadores de mutação por adição de nós e de *links* são aplicados em uma alta percentagem de indivíduos.

A operação de cruzamentos foi implementada usando os marcadores históricos tal como proposto pelo algoritmo NEAT original. Isto é feito pareando os *links* dos pais de acordo com seus marcadores de inovação, e o status desses *links* podem ser herdados aleatoriamente pelos descendentes, de qualquer um dos pais. Por outro lado, genes que estão presentes em apenas um dos pais são todos herdados pelo descendente. O marcador de inovação de cada *link* é também apropriadamente herdado pelo descendente, de tal forma que em todo o processo de evolução, o número da inovação que gerou cada *link* é identificável. Por fim, devido à possibilidade de o mesmo *link* aparecer em momentos

distintos do processo evolutivo, recebendo, portanto, distintos marcadores de inovação, uma lista de novas inovações é verificada sempre que uma mutação por adição de nó ou de *link* ocorre, de modo a verificar se as estruturas geradas são novidades ou não. O operador de cruzamentos está exemplificado na Figura 3.10.

Progenitor 1:	Inovação: 1 Estado: "Ativo" Dados do ramo	Inovação: 2 Estado: "Inativo" Dados do ramo	Inovação: 3 Estado: "Inativo" Dados do ramo	Inovação: 4 Estado: "Inativo" Dados do ramo		Inovação: 6 Estado: "Inativo" Dados do ramo	Inovação: 7 Estado: "Ativo" Dados do ramo
Progenitor 2:	Inovação: 1 Estado: "Ativo" Dados do ramo	Inovação: 2 Estado: "Ativo" Dados do ramo	Inovação: 3 Estado: "Inativo" Dados do ramo		Inovação: 5 Estado: "Ativo" Dados do ramo	Inovação: 6 Estado: "Ativo" Dados do ramo	
Cria:	Inovação: 1 Estado: "Ativo" Dados do ramo	Inovação: 2 Estado: "Inativo" Dados do ramo	Inovação: 3 Estado: "Inativo" Dados do ramo	Inovação: 4 Estado: "Inativo" Dados do ramo	Inovação: 5 Estado: "Ativo" Dados do ramo	Inovação: 6 Estado: "Ativo" Dados do ramo	Inovação: 7 Estado: "Ativo" Dados do ramo

Figura 3.10 - Exemplo de operação de cruzamento usando marcadores históricos de inovação.

O algoritmo genético proposto para a solução do problema de desenho da RTCOM é mostrado na Figura 3.11. O operador de elitismo usado consiste unicamente da substituição de um indivíduo aleatório da nova geração pelo indivíduo mais bem adaptado da geração precedente. Finalmente, a solução obtida por esse algoritmo pode conter nós de roteamento desnecessários, i.e., nós com roteadores alocados que não resultam na economia de material do *link*. Estes nós podem aparecer de forma aleatória por mutação e, como não são considerados os custos para a adição desses componentes, se seu impacto na confiabilidade da RTCOM não é suficientemente grande para violar as restrições, eles não serão eliminados pelo algoritmo. Contudo, uma simples verificação na solução obtida do número de *links* adjacentes no nó de roteamento, é suficiente para eliminar estes componentes dispensáveis, já que qualquer roteador com menos de três *links* adjacentes pode ser considerado desnecessário. Neste processo de remoção de nós, os dois nós adjacentes àquele que está sendo deletado são desativados e um novo *link* é gerado, conectando os nós terminais do *link* original. O caminho desse novo *link* deve estar em concordância com os caminhos dos *links* originais que estão sendo desativados, exceto se houver ramos repetidos nesses caminhos, caso em que estes devem ser excluídos.

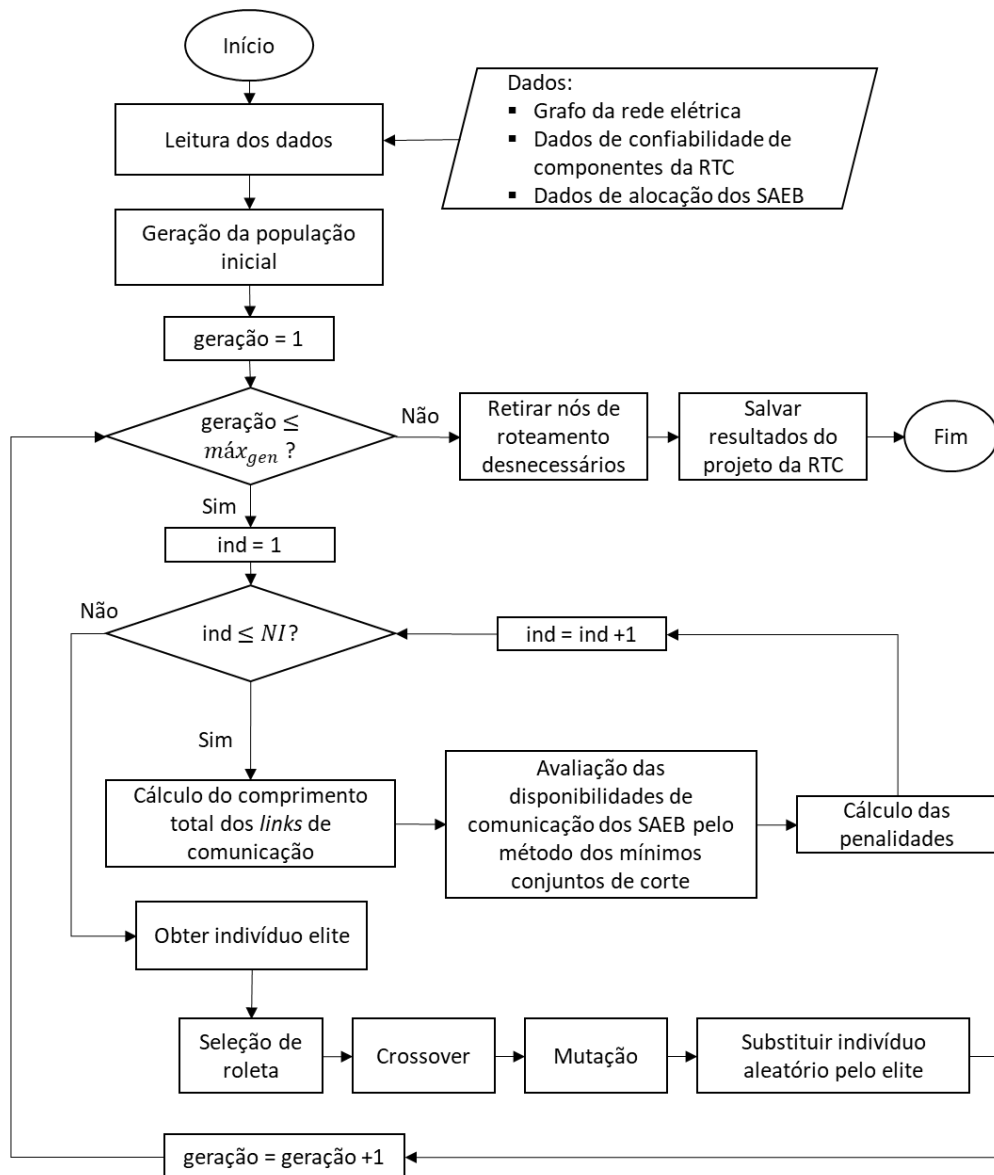


Figura 3.11 Fluxograma do algoritmo genético proposto para o projeto ótimo da RTCOM.

4 MODELOS DE OTIMIZAÇÃO OPERACIONAL DOS SAEB

De forma a extrair os melhores benefícios possíveis do investimento em SAEB, a operação destes dispositivos é definida no presente trabalho a partir de modelos de otimização. Estes modelos são responsáveis pela solução dos seguintes problemas:

- i. FPO #1 - Planejamento da operação por dias típicos: modelo utilizado no problema de alocação para representar a operação dos SAEB e na SMC como forma de redução do seu esforço computacional. Define curvas ótimas de referência para as injeções de potências ativa e reativa e para o estado de carga (em inglês *State of Charge - SoC*) dos SAEB, considerando perfis típicos de demanda e GDFV para dias do ano agrupados por similaridade. Este modelo também é capaz de definir posições ótimas dos tapes dos OLTC para todo o período de otimização. Tal decisão é utilizada na SMC, mas não no problema de alocação, quando os tapes, se houverem, são mantidos na posição nominal para reduzir esforço computacional.
- ii. FPO #2 - Redespacho: utilizado na SMC para redefinir a programação dos SAEB para as próximas 24 horas, quando necessário. Esta otimização utiliza valores fixos para os tapes dos OLTC nos valores obtidos pelo FPO #1.
- iii. FPO #3 - Controle corretivo de tensão via OVV: modelo utilizado na SMC para mitigar situações de transgressão de tensão a partir do controle de reativos dos SAEB e de ajustes dos OLTC no sistema.

Neste trabalho, os três problemas são formulados a partir de um modelo linearizado de FPO que utiliza estimativas das variáveis de estado obtidas previamente por um estudo de fluxo de potência.

4.1 Fluxo de potência ótimo linearizado para redes radiais

Nesta seção aborda-se o modelo matemático utilizado para a formulação dos problemas de FPO propostos e que serve de base para todas as otimizações operacionais dos SAEB descritas neste capítulo. Tal o modelo faz uso de uma linearização das equações de fluxo de potência formuladas a partir do modelo de fluxos de ramos, utilizando para isto estimativas das

suas variáveis de estado. Tais estimativas são obtidas previamente por meio de estudos de fluxo de potência para os estados de carga e geração previstos no horizonte de otimização. O uso destas estimativas permite obter uma excelente aproximação linearizada do modelo da rede elétrica.

As equações não lineares exatas do modelo de fluxos de ramos são dadas por (4.1)-(4.4) (Baran & Wu, 1989), em que se incluem os tapes de OLTC em (4.7).

$$P_k^{eq} + \sum_{I \in \Omega_{I_k}} P_I + \sum_{m \in \Omega_k} \left[P_m^{eq} + R_{km} \frac{(P_m^{eq})^2 + (Q_m^{eq})^2}{(V_m)^2} \right] = P_k, \quad \forall k \in \Omega_N \quad (4.1)$$

$$Q_k^{eq} + \sum_{I \in \Omega_{I_k}} Q_I - \sum_{m \in \Omega_k} \left[Q_m^{eq} + X_{km} \frac{(P_m^{eq})^2 + (Q_m^{eq})^2}{V_m^2} \right] = Q_k, \quad \forall k \in \Omega_N \quad (4.2)$$

$$V_k^2 - 2(R_{km}P_m^{eq} + X_{km}Q_m^{eq}) - Z_{km}^2 \frac{(P_m^{eq})^2 + (Q_m^{eq})^2}{V_m^2} - \frac{V_m^2}{t_{km}^2} = 0, \quad \forall km \in \Omega_L \quad (4.3)$$

$$V_s = V_s^{esp} \quad (4.4)$$

Em que:

V_k é a magnitude da tensão nodal no nó k .

Ω_N é o conjunto de nós e Ω_L o conjunto de linhas do SD.

P_k^{eq} e Q_k^{eq} são, respectivamente, as potências ativa e reativa equivalentes do sistema à jusante do nó k , incluindo perdas.

P_k e Q_k são, nessa ordem, as potências ativa e reativa da demanda no nó k .

P_I e Q_I são, respectivamente, as potências ativa e reativa injetadas pela fonte I .

Ω_{I_k} é o conjunto de fontes de potência conectadas ao nó k .

V_s^{esp} é a tensão especificada da subestação.

t_{km} é o tape do OLTC no ramo km .

R_{km} , X_{km} e Z_{km} são, respectivamente, a resistência, a reatância e o módulo da impedância do ramo km .

Ω_k é o conjunto de todos os nós imediatamente a jusante do nó k , i.e., os nós filhos do nó k .

Para obtenção da linearização modelo de fluxos de ramo, deve-se primeiro definir a variável em (4.5).

$$V_k^{qdr} := (V_k)^2, \quad k \in \Omega_N \quad (4.5)$$

Então, o estado da rede elétrica pode ser aproximado pelas restrições (4.6)-(4.7) $\forall k \in \Omega_N$, (4.8) $\forall km \in \Omega_L$ e (4.9).

$$P_k^{eq} + \sum_{l \in \Omega_{lk}} P_l + \sum_{m \in \Omega_k} \left[P_m^{eq} + R_{km} \frac{\widetilde{P}_m^{eq} P_m^{eq} + \widetilde{Q}_m^{eq} Q_m^{eq}}{(\widetilde{V}_m)^2} \right] = P_k \quad (4.6)$$

$$Q_k^{eq} + \sum_{l \in \Omega_{lk}} Q_l - \sum_{m \in \Omega_k} \left[Q_m^{eq} + X_{km} \frac{\widetilde{P}_m^{eq} P_m^{eq} + \widetilde{Q}_m^{eq} Q_m^{eq}}{(\widetilde{V}_m)^2} \right] = Q_k \quad (4.7)$$

$$V_k^{qdr} - 2(R_{km} P_m^{eq} + X_{km} Q_m^{eq}) - Z_{km}^2 \frac{\widetilde{P}_m^{eq} P_m^{eq} + \widetilde{Q}_m^{eq} Q_m^{eq}}{(\widetilde{V}_m)^2} - \frac{V_m^{qdr}}{t_{km}^2} = 0 \quad (4.8)$$

$$V_s^{qdr} = (V_s^{esp})^2 \quad (4.9)$$

Em que:

$\widetilde{P}_k^{eq}$ e $\widetilde{Q}_m^{eq}$ são, respectivamente, as estimativas obtidas via fluxo de carga para as potências ativa e reativa equivalentes do sistema à jusante do nó k , incluindo perdas.

$\widetilde{V}_k$ é a estimativa obtida via fluxo de potência para a tensão do nó k .

Se os tapes dos OLTC forem considerados fixos, então (4.6)-(4.9) formam um conjunto de restrições lineares que definem uma estimativa do estado da rede com precisão suficiente para estudos de FPO, tal como discutido em (Franco, et al., 2018). A próxima seção discutirá como modelar os tapes se eles forem também considerados variáveis do problema.

4.2 Modelagem eficiente de OLTC

Se for permitido que os tapes de OLTC sejam alterados no problema a ser modelado, então (4.8) torna-se uma restrição não linear de igualdade, que é sempre não convexa. Dado que as posições de tape são discretas, estas restrições podem ser linearizadas de maneira exata por meio de programação inteira mista, utilizando-se o método do M grande, como mostrado em (Nazir, et al., 2019). Para isto, sejam definidos os conjuntos $\Omega_{L,Tr} \subseteq \Omega_L$ e $\Omega_{L,\overline{Tr}} \subseteq \Omega_L$, satisfazendo $\Omega_{L,Tr} \cup \Omega_{L,\overline{Tr}} = \Omega_L$ e $\Omega_{L,Tr} \cap \Omega_{L,\overline{Tr}} = \emptyset$, como sendo o conjunto dos ramos que contém OLTC e o conjunto daqueles que não contém estes dispositivos, respectivamente. Então (4.8) pode ser rescrita como (4.10) $\forall km \in \Omega_{L,\overline{Tr}}$ e (4.11) $\forall km \in \Omega_{L,Tr}$.

$$V_k^{qdr} - 2(R_{km}P_m^{eq} + X_{km}Q_m^{eq}) - Z_{km}^2 \frac{\widetilde{P}_m^{eq}P_m^{eq} + \widetilde{Q}_m^{eq}Q_m^{eq}}{(\widetilde{V}_m)^2} - V_m^{qdr} = 0 \quad (4.10)$$

$$V_k^{qdr} - 2(R_{km}P_m^{eq} + X_{km}Q_m^{eq}) - Z_{km}^2 \frac{\widetilde{P}_m^{eq}P_m^{eq} + \widetilde{Q}_m^{eq}Q_m^{eq}}{(\widetilde{V}_m)^2} - \sum_{tp=1}^{Ntp_{km}} \frac{w_m^{tp}}{(t_{km}^{tp})^2} = 0 \quad (4.11)$$

Em que w_m^{tp} é uma variável que representa o valor de V_m^{qdr} para a posição tp do OLTC no ramo km com relação de transformação t_{km}^{tp} , e Ntp_{km} é o número de posições possíveis para este OLTC.

Para estabelecer equivalência entre (4.11) e (4.8), adicionam-se as restrições (4.12)-(4.15) $\forall km \in \Omega_{L,Tr}$, em que M é um número grande e z_{km}^{tp} é uma variável de decisão binária com valor 1 se o tape do OLTC no ramo km está na posição tp e 0 caso contrário. As restrições (4.12) e (4.13) garantem que $w_m^{tp} = V_m^{qdr}$ se $z_{km}^{tp} = 1$ e $w_m^{tp} = 0$ se $z_{km}^{tp} = 0$, enquanto (4.14) e (4.15) garantem que somente uma posição de tape esteja ativa para cada OLTC no sistema.

$$V_m^{qdr} - M(1 - z_{km}^{tp}) \leq w_m^{tp} \leq V_m^{qdr} + M(1 - z_{km}^{tp}), \quad 1, \dots, Ntp_{km} \quad (4.12)$$

$$-Mz_{km}^{tp} \leq w_m^{tp} \leq Mz_{km}^{tp}, \quad 1, \dots, Ntp_{km} \quad (4.13)$$

$$\sum_{tp=1}^{Ntp_{km}} z_{km}^{tp} = 1 \quad (4.14)$$

$$z_{km}^{tp} \in \{0,1\}, \quad 1, \dots, Ntp_{km} \quad (4.15)$$

Duas considerações importantes devem ser feitas em relação ao desempenho numérico de modelos que utilizem a técnica do M grande mostrada nesta seção para linearização das restrições contendo tapes de *OLTC* fora de seus valores nominais. A primeira, diz respeito a problemas que podem ocorrer com a escolha indevida do valor M , enquanto a segunda diz respeito ao impacto da inserção de restrições de integralidade na complexidade computacional dos modelos.

As restrições (4.12) e (4.13) pressupõem a escolha de um valor M tal que $M \geq \bar{c}$ e $-M \leq \underline{c}$, em que $\bar{c}$ e $\underline{c}$ são os limites superior e inferior para variável contínua c , nessa ordem. Dado que neste trabalho a variável contínua representada V_m^{qdr} é o quadrado da magnitude da tensão no nó m , o seu limite inferior será sempre garantido para qualquer M escolhido, pois trata-se de uma variável não negativa por definição. Um limite superior físico para estas variáveis, no entanto, não é tão claro de se determinar quanto o inferior. Dessa forma, uma abordagem intuitiva para a escolha de M seria um número de ordem muitas vezes superior ao seu valor nominal, como por exemplo, $M = 10^6$. O problema com isto é que os solucionadores numéricos comerciais, por questões de desempenho, usualmente admitem soluções com pequenas violações de restrições de integralidade, dentro de certa tolerância, como sendo factíveis. Desta forma, se uma certa variável z_j identificada como 0 pelo solucionador possuir na prática algum valor residual, a restrição (4.13) permitirá uma faixa de valores de medida não nula para a variável w_j que pode resultar em erros não desprezíveis em (4.11) se M for demasiadamente grande. De forma análoga, problemas semelhantes podem ocorrer com a restrição (4.12) se z_j não for exatamente unitário. Por estes motivos, assumiu-se neste trabalho um valor de $M = 4$, o que por efeito de (4.12) e (4.13) arbitra um limite superior de 2 p.u. para as magnitudes das tensões nodais, um valor de sobretensão bastante improvável para regime permanente em condições normais de operação.

A preocupação relativa ao aumento do esforço computacional para solucionar o modelo com relação a adição das restrições de integralidade deve-se ao fato da complexidade de um problema de otimização inteiro misto ter comportamento exponencial em relação ao número de variáveis inteiras no problema. Este fato tem potencial para tornar os modelos de otimização propostos proibitivos se o número de variáveis binárias utilizado para modelagem das decisões das posições dos tapes de OLTC for muito alto. Isto justifica algumas escolhas de modelagem realizadas neste trabalho:

- i. Escolha de tapes fixos para todo horizonte do FPO #1: Sendo o problema do despacho por dias típicos um modelo estocástico e multiperíodo com 4 cenários e 144 intervalos de tempo de 10 minutos por cenário ($24\text{ h} \times 6\text{ intervalos/h}$), torna-se completamente impraticável permitir o ajuste dos tapes para cada intervalo de tempo, o que resultaria em um número de variáveis binárias, para cada OLTC no sistema, igual a 576 vezes o seu número de posições de tape. Desta forma, no FPO #1, permite-se somente a escolha de uma única posição de tape para cada OLTC que é compartilhada por todos os instantes e cenários do problema. Por fim, deve-se observar também, que a modelagem escolhida não somente reduz drasticamente o custo computacional, como também conserva a vida útil dos OLTC, já que esta tende a ser reduzida por uma atuação muito frequente de ajustes de tape (Nazir, et al., 2019).
- ii. Modelagem dos OLTC no FPO #1 durante alocação: o problema de alocação ótima de SAEB descrito no Capítulo 3 faz inúmeras chamadas ao despacho por dia típico durante o processo evolutivo da solução ótima via algoritmo genético. Sendo assim, para tornar o custo computacional da alocação factível, travam-se os tapes dos OLTC em seus valores nominais, fazendo com que o FPO #1 deixe de ser um problema inteiro misto e se torne um problema de programação contínua passível de ser solucionado em tempo polinomial.
- iii. Modelagem dos OLTC no FPO #1 durante SMC: os estudos operacionais de conformidade de tensão realizados por SMC consideram os despachos típicos fornecidos pelo FPO #1 durante todo o horizonte de tempo de simulação. Por questões relacionadas à modelagem eficiente dos SAEB, como será mostrado nas seções que se seguem, a geração destes despachos ótimos exigem duas soluções do FPO #1. Na primeira rodada, permite-se ao modelo a liberdade de escolha dos tapes ótimos dos OLTC, enquanto na segunda os tapes são travados

- fixos nos seus valores ótimos obtidos na primeira execução. Desta forma o modelo inteiro misto completo é solucionado somente uma única vez, enquanto na segunda execução é reduzido a um problema contínuo de mais fácil solução.
- iv. Modelagem dos OLTC no FPO #2: o problema de redespacho de SAEB é chamado na SMC sempre que os despachos típicos não possam ser seguidos, como por exemplo, quando há indisponibilidade de algum SAEB. Para evitar que o modelo afete demasiadamente o tempo de execução da SMC, o problema de redespacho foi modelado conservando os tapes dos OLTC fixos nos seus valores ótimos obtidos pelo FPO #1. Desta forma, qualquer problema de tensão que não possa ser evitado apenas com os recursos de potência ativa e reativa dos SAEB durante o redespacho são deixados para serem tratados com ajuste de tape pela função de OVV em tempo real. Isto é feito porque o redespacho é um modelo multiperíodo muito mais complexo que a OVV, que é realizada para um único intervalo de tempo e não atua nas variáveis de potência ativa e estado de carga dos SAEB. Por este motivo, o custo computacional do uso das restrições de integralidade associadas aos OLTC é consideravelmente menor na OVV do que no redespacho.
- v. Modelagem dos OLTC no FPO #3: o problema de OVV é chamado na SMC sempre que a tensão em qualquer nó do sistema saia da sua faixa adequada. Para solucionar o problema de transgressão de tensão, tem-se à disposição a capacidade de despacho de potência reativa dos conversores dos SAEB e os tapes dos OLTC. Considerando-se que em muitos casos a transgressão pode ser eliminada somente com a utilização dos despachos de reativos sem necessidade de ajustes de tapes, a OVV proposta é realizada em duas etapas. Primeiro, o modelo é solucionado considerando os tapes fixos nas posições obtidas pelo FPO #1, verificando-se em seguida se as tensões violadas são restabelecidas para a faixa adequada. Se, e somente se, a transgressão de tensão ocorrida não puder ser solucionada com a primeira execução da OVV, então libera-se a possibilidade de ajuste de novas posições de tapes no modelo e realiza-se mais uma execução da OVV.

É importante observar que, de acordo com as modelagens propostas, o FPO #1 e o FPO #3 podem ser executados com ou sem possibilidade de ajuste de tapes. Para obter esta flexibilidade, estes modelos incluem todas as restrições em (4.10)-(4.15) e, quando se deseja

fixar o tape do OLTC no ramo km a uma posição especificada $\widetilde{tp}_{km}$, isto é feito a partir da alteração dos limites das variáveis z_{km}^{tp} , usando-se (4.16)-(4.17). O FPO #2, por outro lado, por sempre considerar um valor de tape fixo, utiliza simplesmente a versão da equação de queda de tensão com tape de OLTC fixo em (4.8).

$$1 \leq z_{km}^{tp} \leq 1, \quad se \ tp = \widetilde{tp}_{km}, \quad \forall \ km \in \Omega_{L,Tr} \quad (4.16)$$

$$0 \leq z_{km}^{tp} \leq 0, \quad se \ tp \neq \widetilde{tp}_{km}, \quad \forall \ km \in \Omega_{L,Tr} \quad (4.17)$$

4.3 Modelagem de SAEB

Assuma, sem perda de generalidade, um único intervalo de tempo t com comprimento Δt , e seja $SoC_{b,St}$ o estado de carga do SAEB b no instante St correspondente à transição entre os intervalos de tempo $t - 1$ e t . Seja também $St + 1$ o instante entre t e $t + 1$. Então, o conjunto básico de restrições que representam o comportamento físico de um SAEB b em cada instante t , sobre o qual modelos de otimização para um horizonte de operação diário T podem ser formulados, é dado por (4.18)-(4.23). Nestas restrições, $P_{b,t}^{car}$ e $P_{b,t}^{des}$ são as potências ativa de carga e descarga, $Q_{b,t}$ é a potência reativa, S_b^{max} e E_b^{max} são os valores nominais de potência aparente e de energia do SAEB, $P_b^{car,max}$ e $P_b^{des,max}$ são as máximas potências ativas de carga e descarga, $\underline{SoC}_b$ e $\overline{SoC}_b$ são os limites mínimo e máximo toleráveis para o estado de carga, η_i e η_o são as eficiências de carga e descarga e k_d^{AD} é taxa de autodescarga diária, todos nesta exata ordem.

$$\left(\frac{P_{b,t}^{des}}{\eta_o}\right)^2 + (P_{b,t}^{car})^2 + Q_{b,t}^2 \leq S_b^{max} \quad (4.18)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{car} \leq P_b^{car,max} \quad (4.19)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{des} \leq \eta_o P_b^{des,max} \quad (4.20)$$

$$SoC_{b,St+1} = SoC_{b,St} \left(1 - k_d^{AD} \frac{\Delta t}{T}\right) + \frac{\eta_i P_{b,t}^{car} \Delta t}{E_b^{max}} - \frac{P_{b,t}^{des} \Delta t}{E_b^{max} \eta_o} \quad (4.21)$$

$$\underline{SoC_b} \leq SoC_{b,St+1} \leq \overline{SoC_b} \quad (4.22)$$

$$P_{b,t}^{des} \times P_{b,t}^{car} = 0 \quad (4.23)$$

A interpretação destas restrições é a seguinte: (4.18) representa a curva de capacidade do conversor bidirecional do SAEB; (4.19) e (4.20) representam os limites para as potências de carga e descarga das baterias no SAEB, respectivamente; (4.21) é a atualização do *SoC* após o despacho no instante de tempo t , incluindo a taxa de autodescarga tal como proposto por (Sayfutdinov, et al., 2018); (4.22) estabelece limites operacionais mínimo e máximo para o estado de carga no instante $St + 1$; e, por fim, (4.23) é a chamada restrição de complementariedade do SAEB, que estabelece a impossibilidade do sistema se carregar e descarregar simultaneamente, situação fisicamente impossível mas matematicamente factível caso esta restrição não esteja presente.

A utilização das canalizações para (4.19) e (4.20) pode parecer à primeira vista redundante com a restrição de capacidade em (4.18), dado que neste trabalho considera-se a potência aparente do conversor igual à potência nominal do banco de baterias em todos os problemas de otimização propostos. No entanto, há duas razões para sua inclusão explícita. A primeira é que tais restrições permitem estabelecer limites diferentes para potência de carga e descarga, situação que pode ser recomendada pelo fabricante para certas tecnologias de baterias, o que torna esta abordagem mais geral do que simplesmente considerar a curva de capacidade dos conversores. Neste caso, para não permitir que o SAEB tenha um ponto de operação fora da curva de capacidade de seu conversor, faz-se $S_b^{max} = \max(P_b^{car,max}, P_b^{des,max})$. Além disso, mesmo nos casos em que se consideram baterias com mesma capacidade de carga e descarga, foi observado empiricamente que a não inclusão explícita desses limites pode acarretar em situações de não convergência do FPO #2 para alguns cenários da SMC em que o

modelo possa ser chamado, o que não ocorreu quando os limites são explicitados. Nestes cenários de não convergência, verificou-se a partir do *flag* de saída da otimização fornecida pelo pacote utilizado, que a não convergência se deu por problemas numéricos, o que parece sugerir que a inclusão explícita dos limites destas variáveis melhora a estabilidade do algoritmo utilizado pelo *solver*, que de acordo com sua documentação, utiliza o algoritmo de Ponto Interior para problemas com restrições quadráticas (Gurobi Optimization, s.d.).

De acordo com (Oliveira, et al., 2018), os estados de carga dos SAEB devem estar sempre limitados entre 0,2 p.u. e 0,9 p.u. para evitar danos por sub ou sobrecarregamento e para manter as baterias operando em sua região de maior eficiência. O limite superior de 0,9 é de fato fixado nesta tese, mas o limite inferior é definido a partir do valor de máxima profundidade de descarga DoD_b^{max} otimizado pelo problema de alocação descrito no Capítulo 3. Ou seja, o valor mínimo de SoC é estabelecido como $\underline{SoC} = 1 - DoD_b^{max}$. No problema de alocação, a variável DoD_b^{max} é delimitada entre 0,2 p.u. e 0,8 p.u., de forma que o limite inferior de 0,2 p.u. para o SoC será sempre observado nos problemas de despacho por dia típico e redespacho, embora possa ser ainda mais elevado para obter maior estimativa de vida útil para as baterias no problema de alocação.

A restrição de complementariedade é uma restrição não linear de igualdade, portanto não convexa, que torna o problema de difícil solução, especialmente quando se leva em conta a quantidade de instantes de tempo considerados nos modelos multiperíodo propostos. Alternativamente, pode-se linearizar (4.23) por meio de programação inteira mista, porém isto demandaria uma variável binária por intervalo de tempo, o que tornaria o custo computacional do FPO #1 e do FPO #2 impraticáveis, especialmente considerando as múltiplas chamadas ao primeiro durante o processo de alocação e ao segundo durante a SMC.

Uma terceira alternativa presente na literatura consiste em simplesmente se relaxar a restrição (4.23), desde que o problema proposto possa satisfazer condições suficientes de exatidão para garantir que a restrição esteja ativa no ponto ótimo, mesmo não sendo explicitamente incorporada ao modelo. Por exemplo, o trabalho em (Gill, et al., 2014) argumenta que, no problema de FPO multiperíodo para despacho econômico em um sistema de distribuição ativo, é suficiente que a eficiência de ciclo do sistema de armazenamento seja menor que 1 e que todas as gerações possuam custo positivo de despacho, para que a complementariedade seja satisfeita no ponto ótimo. Infelizmente, tais condições deixam de ser satisfeitas quando há presença de geração distribuída renovável com custo de despacho nulo no

sistema, tais como plantas fotovoltaicas por exemplo. Os trabalhos em (Li, et al., 2018) e (Garifi, et al., 2020) investigam condições suficientes para a exatidão de problemas de FPO para despacho econômico com relaxação da restrição de complementaridade de SAE, fornecendo as devidas provas matemáticas. Porém, estes estudos restringem a discussão ao modelo de rede de fluxo de potência CC. Por fim, o trabalho em (Shen, et al., 2021) reformula o modelo de armazenamento de forma que um despacho fisicamente viável possa ser recuperado a partir da solução ótima com complementariedade relaxada. Isto é realizado subdividindo cada intervalo de tempo discreto em dois períodos disjuntos de carga e descarga e adicionando uma restrição linear que permite que, quaisquer que sejam as potências de carga e descarga ótimas obtidas para o período completo (mesmo que violando a complementariedade), sempre se possam determinar valores factíveis de carga e descarga para os subintervalos, de tal forma que seu efeito combinado sob o estado de carga seja equivalente. Infelizmente, as realizações das potências do armazenamento, embora fisicamente possíveis, não são conhecidas pelo modelo, de forma que não se pode garantir que o efeito delas no sistema não gerem alguma violação operacional da rede.

A estratégia utilizada neste trabalho para lidar com o problema da complementaridade dos SAEB consiste em se relaxar (4.23), tornando os modelos todos contínuos e convexos, mas sem realizar qualquer suposição sobre sua exatidão, exigindo medidas posteriores para satisfazer esta restrição. Desta forma, quando utilizados pela SMC, os modelos do FPO #1 e do FPO #2 são sempre rodados duas vezes, adicionando-se à segunda execução a canalização em (4.24)-(4.25), em que $\widehat{P}_{b,t}^{des}$ e $\widehat{P}_{b,t}^{car}$ são os valores ótimos obtidos para as variáveis $P_{b,t}^{des}$ e $P_{b,t}^{car}$ na primeira execução do modelo, nessa ordem. Neste sentido, a primeira execução identifica os melhores momentos para carga e descarga dos SAEB, enquanto a segunda execução obtém os valores ótimos destas potências enquanto garante a complementariedade destas variáveis em todos os instantes de tempo. Isto permite obter uma solução ótima fisicamente realizável e que satisfaça todas as restrições do modelo ao custo de duas execuções consecutivas, o que ainda possui um custo computacional muito menor do que a solução do problema não convexo original. Já para o problema de alocação, no qual o custo computacional de rodar duplamente todas as otimizações se tornaria proibitivo, optou-se simplesmente por testar a qualidade das soluções em relação a satisfação da complementariedade a partir de um índice específico e penalizar as soluções consideradas insatisfatórias, tal como mostrado no Capítulo 3.

$$0 \leq P_{b,t}^{car} \leq 0, \quad se \ \widetilde{P_{b,t}^{des}} - \widetilde{P_{b,t}^{car}} \geq 0 \quad (4.24)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{des} \leq 0, \quad se \ \widetilde{P_{b,t}^{des}} - \widetilde{P_{b,t}^{car}} < 0 \quad (4.25)$$

Finalmente, para completar o modelo de SAEB utilizado neste trabalho, adicionam-se (4.26)-(4.29), tal que as variáveis $\Delta P_{b,dt}^{car}$ e $\Delta P_{b,dt}^{des}$, representando os valores absolutos das diferenças das potências de carga e descarga para a variação de tempo dt associada aos intervalos consecutivos de tempo t e $t + 1$, sejam penalizadas na função objetivo, tal como em (Tenfen, et al., 2016). Estas restrições são incluídas para reduzir a operação pulsada dos SAEB que pode reduzir suas vidas úteis.

$$P_{b,t+1}^{des} - P_{b,t}^{des} - \Delta P_{b,dt}^{des} \leq 0 \quad (4.26)$$

$$-P_{b,t+1}^{des} + P_{b,t}^{des} - \Delta P_{b,dt}^{des} \leq 0 \quad (4.27)$$

$$P_{b,t+1}^{car} - P_{b,t}^{car} - \Delta P_{b,dt}^{car} \leq 0 \quad (4.28)$$

$$-P_{b,t+1}^{car} + P_{b,t}^{car} - \Delta P_{b,dt}^{car} \leq 0 \quad (4.29)$$

4.4 Modelo de planejamento da operação dos SAEB em SD por dias típicos

O modelo de FPO proposto para este despacho considera tanto a possibilidade de controle de potência ativa quanto de reativa dos SAEB, perdas na conversão de energia, perdas por autodescarga, limites mínimos e máximos para tensões nodais, curva de capacidade dos SAEB e limites mínimos e máximos para as posições dos OLTC. O modelo é utilizado para minimizar, para um conjunto de dias típicos, o valor esperado dos custos de perdas e do custo de operação diário (via arbitragem) além de custos virtuais associados com a variação horária das potências de carga e descarga dos SAEB e com as violações dos limites das tensões nodais. De fato, no modelo proposto, tais limites são modelados exclusivamente a partir de restrições *soft*, i.e., a partir de uma função de penalidade. O uso das restrições *soft* neste problema tem três objetivos. O primeiro é de reduzir seu custo computacional, que já é elevado pelo grande número instantes de tempo considerados, pois tais restrições são mais facilmente tratadas pelo

algoritmo de solução. O segundo objetivo, é o de reduzir os casos de infactibilidade quando este modelo é utilizado pelo programa de alocação na sua etapa de avaliação de soluções candidatas, mantendo mais indivíduos vivos dentro da população, o que permite maior exploração. Por fim, o terceiro objetivo é fornecer uma sensibilidade das variáveis do problema de alocação às violações de tensão ocorridas no problema operacional, visto que a função objetivo é compartilhada entre os dois, permitindo que ambos os estágios atuem na minimização das transgressões.

O despacho de potência ativa de SAEB em um dado momento afeta a energia disponível em instantes futuros. Este acoplamento temporal faz com que o problema não possa ser solucionado a partir de sucessivos FPO independentes, mas sim a partir de um único modelo que se estende para todo horizonte de estudo, i.e., uma formulação multiperíodo. Além disso, para evitar problemas causados por descontinuidades do *SoC* dos SAEB durante transições entre dias, montou-se um modelo em que todos os cenários de dias típicos são solucionados de uma única vez ao invés de separadamente. Por estes motivos, para se adaptar o modelo apresentado na seção anterior para o problema em questão, deve-se adicionar a cada variável os índices $t \in \Omega_T$ e $\zeta \in \Omega_Z$, em que $\Omega_T := \{1, \dots, NT\}$ é conjunto dos NT intervalos de tempo utilizados na formulação do problema e $\Omega_Z := \{1, \dots, NZ\}$ é o conjunto de NZ cenários diários considerados. Sejam definidos ainda $\Omega_{sT} := \{1, \dots, NST\}$ como o conjunto das transições entre intervalos de tempo e $\Omega_{dT} := \{1, \dots, NdT\}$ o conjunto de pares de intervalo de tempo consecutivos com $NST = NT + 1$ e $NdT = NT - 1$. Com isso, pode-se então definir a função objetivo do problema a partir de (4.30).

$$\begin{aligned}
f_1 = & \sum_{\zeta \in \Omega_Z} \sum_{t=1}^{NT} \pi_{\zeta} C_{e,t} \left(P_{s,t,\zeta}^{eq} + \Delta P_{s,t,\zeta}^{eq,-} \right) \Delta t \\
& + \sum_{\zeta \in \Omega_Z} \sum_{t=1}^{NT} \sum_{km \in \Omega_L} \pi_{\zeta} C_p \frac{\left(P_{m,t,\zeta}^{eq} \right)^2 + \left(Q_{m,t,\zeta}^{eq} \right)^2}{\left(\widetilde{V}_{m,t,\zeta} \right)^2} R_{km} \Delta t \\
& + \sum_{\zeta \in \Omega_Z} \sum_{t=1}^{NT} \sum_{k \in \Omega_N} C_{\Delta V} \left(\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,+} + \Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,-} \right) \\
& + \sum_{\zeta \in \Omega_Z} \sum_{dt=1}^{NdT} \sum_{b \in \Omega_b} \left(C_{\Delta P} \Delta P_{b,dt,\zeta}^{des} + C_{\Delta P} \Delta P_{b,dt,\zeta}^{car} \right)
\end{aligned} \tag{4.30}$$

Em que π_ζ é a probabilidade do cenário ζ ; $C_{e,t}$ é o custo de compra de energia no instante t , C_p é o custo das perdas ativas de energia, $C_{\Delta V}$ é o custo associado às transgressões de tensão e $C_{\Delta P}$ é o custo das variações de potência entre intervalos de tempo consecutivos; $P_{s,t,\zeta}^{eq}$ é a potência demandada equivalente na subestação no instante t e no cenário ζ ; $\Delta P_{s,t,\zeta}^{eq,-}$ é uma variável que mede a reversão de fluxo de potência na subestação no instante t e no cenário ζ ; $\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,+}$ e $\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,-}$ são variáveis que medem as magnitudes das transgressões do limite superior e do limite inferior, nessa ordem, para as variáveis $V_{k,t,\zeta}^{qdr}$ associadas ao quadrado da magnitude de tensão no nó k no instante t e no cenário ζ ; e, por fim, $\Delta P_{b,dt,\zeta}^{car}$ e $\Delta P_{b,dt,\zeta}^{des}$ são os valores absolutos das variações de potência de carga e descarga do SAEB b no par de instantes consecutivos dt no cenário ζ , respectivamente. As probabilidades de ocorrência dos dias típicos foram devidamente mostradas no Capítulo 2.

O primeiro termo na função objetivo corresponde ao valor esperado dos custos de importação de energia a partir da rede externa. Deve-se observar que quando a demanda na subestação $P_{s,t,\zeta}^{eq}$ é positiva, a reversão de fluxo medida por $\Delta P_{s,t,\zeta}^{eq,-}$ será nula de forma a não contribuir com os custos, que dependerão somente de $P_{s,t,\zeta}^{eq}$ e da tarifa no instante t . Por outro lado, se ocorrer reversão de fluxo de potência na subestação, então $P_{s,t,\zeta}^{eq}$ será negativa e $\Delta P_{s,t,\zeta}^{eq,-}$ terá o mesmo valor absoluto de $P_{s,t,\zeta}^{eq}$, fazendo com o custo neste instante seja nulo. Esta interação entre variáveis modela um mercado de comercialização de energia em que não se permite ao SD vender energia excedente para rede externa, mas em que ele também não será penalizado se por acaso ocorrer reversão de fluxo de potência. O segundo termo da função calcula o valor esperado dos custos associados às perdas ativas no sistema, em que se assumiu que o coeficiente C_p é um múltiplo do valor médio de tarifa de compra de energia no sistema. O terceiro termo da expressão consiste em um custo virtual associado a penalização das transgressões de tensão e o custo $C_{\Delta V}$ é escolhido com um valor muito alto, tal que a transgressão de tensão em qualquer nó domine a função objetivo, tornando com isto prioritário o objetivo de manter as tensões na faixa adequada em relação aos demais objetivos. Por fim, o último termo da função associa um custo incremental $C_{\Delta P}$ (da ordem de 10^{-4}) às diferenças nas potências de carga e descarga entre intervalos consecutivos de tempo, o que introduz um impacto desprezível no valor total da função, mas é suficiente para reduzir a operação pulsada dos SAEB.

A modelagem da rede elétrica a partir da aproximação linear apresentada na Seção 4.1, já incluindo a modelagem dos OLTC, tal como mostrada na Seção 4.2, é realizada pelas restrições (4.31)-(4.32) $\forall k \in \Omega_N$, (4.33), (4.34) $\forall km \in \Omega_{L,Tr}$, (4.35)-(4.39) $\forall km \in \Omega_{L,Tr}$. Sendo o FPO #1 um modelo estocástico e multiperíodo, as restrições (4.31)-(4.37) devem ser consideradas $\forall t \in \Omega_T$ e $\forall \zeta \in \Omega_Z$. Deve-se observar, no entanto, que isso não se aplica para (4.38) e (4.39), pois a modelagem proposta de OLTC assume que as decisões de posições de tapes são mantidas constantes para todo o horizonte de otimização.

$$P_{k,t,\zeta}^{eq} - \sum_{m \in \Omega_k} \left(P_{m,t,\zeta}^{eq} + R_{km} \frac{\overline{P_{m,t,\zeta}^{eq}} P_{m,t,\zeta}^{eq} + \overline{Q_{m,t,\zeta}^{eq}} Q_{m,t,\zeta}^{eq}}{(\overline{V_{m,t,\zeta}})^2} \right) + \sum_{b \in \Omega_{b_k}} P_{b,t,\zeta}^{des} - \sum_{b \in \Omega_{b_k}} P_{b,t,\zeta}^{car} =$$

$$P_{k,t,\zeta} - \sum_{fv \in \Omega_{fv_k}} P_{fv,t,\zeta}$$

$$Q_{k,t,\zeta}^{eq} - \sum_{m \in \Omega_k} \left(Q_{m,t,\zeta}^{eq} + X_{km} \frac{\overline{P_{m,t,\zeta}^{eq}} P_{m,t,\zeta}^{eq} + \overline{Q_{m,t,\zeta}^{eq}} Q_{m,t,\zeta}^{eq}}{(\overline{V_{m,t,\zeta}})^2} \right) + \sum_{b \in \Omega_{b_k}} Q_{b,t,\zeta} = Q_{k,t,\zeta}$$

$$V_{s,t,\zeta}^{qdr} = (V_s^{esp})^2$$

$$V_{k,t,\zeta}^{qdr} - 2 \left(R_{km} P_{m,t,\zeta}^{eq} + X_{km} Q_{m,t,\zeta}^{eq} \right) - Z_{km}^2 \frac{\overline{P_{m,t,\zeta}^{eq}} P_{m,t,\zeta}^{eq} + \overline{Q_{m,t,\zeta}^{eq}} Q_{m,t,\zeta}^{eq}}{(\overline{V_{m,t,\zeta}})^2} - V_{m,t,\zeta}^{qdr} = 0$$

$$V_{k,t,\zeta}^{qdr} - 2 \left(R_{km} P_{m,t,\zeta}^{eq} + X_{km} Q_{m,t,\zeta}^{eq} \right) - Z_{km}^2 \frac{\overline{P_{m,t,\zeta}^{eq}} P_{m,t,\zeta}^{eq} + \overline{Q_{m,t,\zeta}^{eq}} Q_{m,t,\zeta}^{eq}}{(\overline{V_{m,t,\zeta}})^2} - \sum_{pt=1}^{Npt_{km}} \frac{w_{m,t,\zeta}^{pt}}{(t_{km}^{pt})^2} = 0$$

$$V_{k,t,\zeta}^{qdr} - M(1 - z_{km}^{tp}) \leq w_{k,t,\zeta}^{tp} \leq V_{k,t,\zeta}^{qdr} + M(1 - z_{km}^{tp}) \quad tp = 1, \dots, Ntp_{km}$$

$$-Mz_{km}^{tp} \leq w_{k,t,\zeta}^{tp} \leq Mz_{km}^{tp} \quad tp = 1, \dots, Ntp_{km}$$

$$\sum_{tp=1}^{Ntp_{km}} z_{km}^{tp} = 1$$

$$z_{km}^{tp} \in \{0,1\} \quad tp = 1, \dots, Ntp_{km}$$

Em que:

$P_{fv,t,\zeta}$ é a potência ativa injetada pela GDFV fv no instante t no cenário diário ζ .

Ω_{fv_k} é o conjunto de GDFV conectadas ao nó k .

Ω_{b_k} é o conjunto de SAEB conectados ao nó k .

A Figura 4.1 ilustra a obtenção das potências equivalentes geradas por (4.31) e (4.32). A Figura 4.2, por sua vez, mostra o modelo de ramo utilizado por (4.35) e de forma análoga por (4.34) se $tp = 1$.

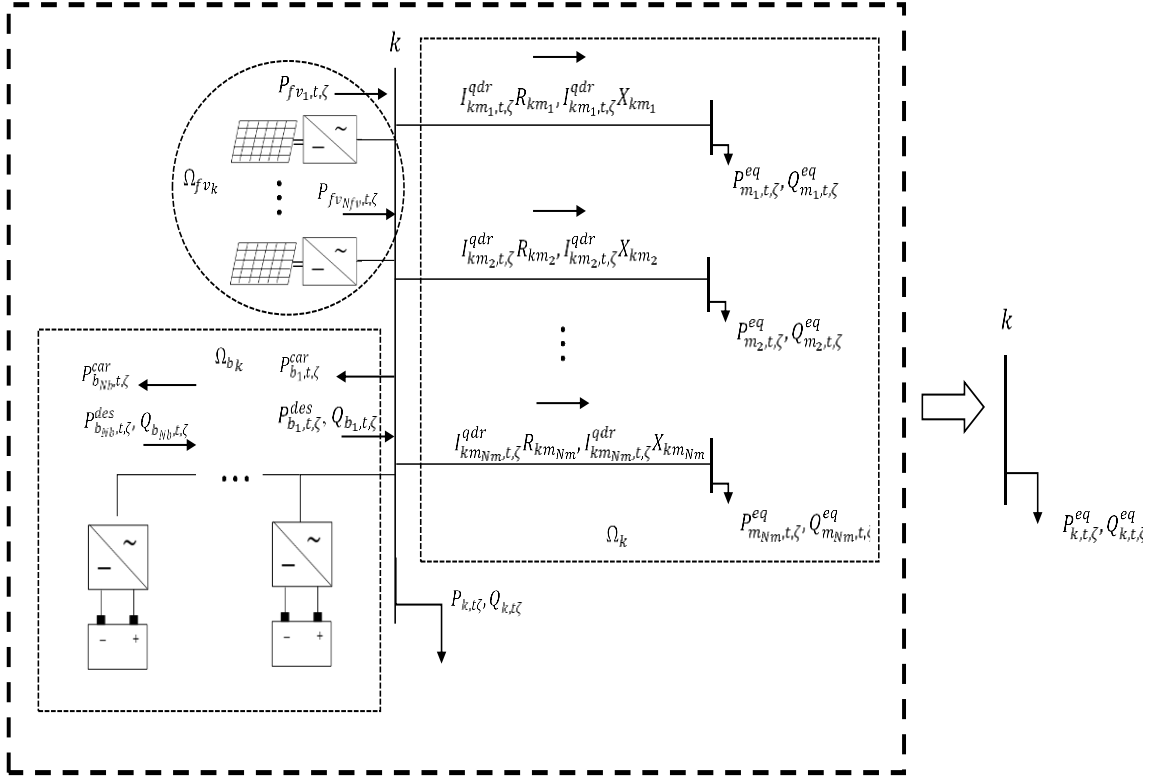


Figura 4.1 – Obtenção das potências equivalentes na barra k .

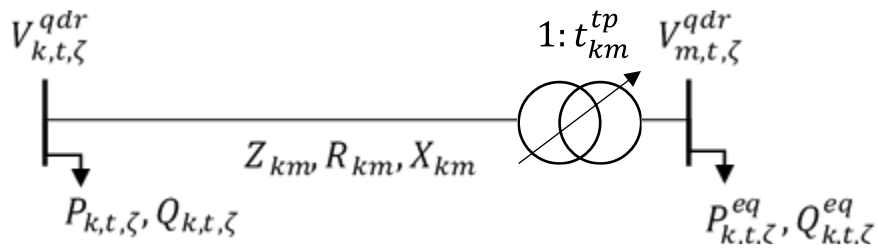


Figura 4.2 - Modelo de ramo utilizado pelo FPO.

Como já comentado, as restrições associadas a manutenção das tensões nodais dentro da faixa adequada são modeladas no FPO #1 a partir de funções de penalidade. Para isto, introduzem-se as variáveis $\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,-}$ e $\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,+}$ $\forall k \in \Omega_N, t \in \Omega_T$ e $\zeta \in \Omega_Z$, que medem os valores absolutos de violação de $V_{k,t,\zeta}^{qdr}$ em relação ao seu limite inferior e ao superior, respectivamente. A adição das restrições (4.40)-(4.43) $\forall k \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_T$ e $\forall \zeta \in \Omega_Z$, em conjunto com as penalizações destas através de um custo positivo na função objetivo permite calcular estas variáveis. Para verificar isto, pode-se observar que, devido a penalização, obtém-se no ponto ótimo $\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,+} = 0$ se $V_{k,t,\zeta}^{qdr} \leq (\overline{V}_k)^2$ e, se do contrário $V_{k,t,\zeta}^{qdr} > (\overline{V}_k)^2$, então obtém-se $\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,+} = V_{k,t,\zeta}^{qdr} - (\overline{V}_k)^2$. A mesma lógica pode ser aplicada para entender o cálculo de $\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,-}$.

$$V_{k,t,\zeta}^{qdr} - \Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,+} \leq (\overline{V}_k)^2 \quad (4.40)$$

$$\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,+} \geq 0 \quad (4.41)$$

$$-V_{k,t,\zeta}^{qdr} - \Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,-} \leq -(\underline{V}_k)^2 \quad (4.42)$$

$$\Delta V_{k,t,\zeta}^{qdr,-} \geq 0 \quad (4.43)$$

Em que $\underline{V}_k$ e $\overline{V}_k$ são, respectivamente, os limites mínimos e máximos para a tensão do nó k .

Uma questão importante a ser considerada quanto à utilização das restrições (4.40)-(4.43) diz respeito à escolha dos valores dos limites $\underline{V}_k$ e $\overline{V}_k$. Como o modelo de rede elétrica utilizado é aproximado, o estado real do sistema para o despacho ótimo encontrado pelo modelo possui valores de tensão ligeiramente diferentes daqueles estimados e que, consequentemente, podem na realidade violar os limites estabelecidos. No entanto, uma escolha adequada de limites de tensão conservadores permite contornar este problema. Tendo-se observado experimentalmente que os erros introduzidos pelo modelo linear de FPO utilizado tendem a ser de superestimação das tensões nodais, deve-se assumir um limite inferior ligeiramente maior do que o realmente desejado para evitar subtensões, enquanto se mantém o limite superior no máximo permitido para evitar reduções desnecessárias dos tapes dos OLTC.

Seguindo-se esta filosofia e aplicando a heurística de tentativa e erro, observou-se que a utilização dos limites 0,95 p.u. e 1,05 p.u. produzem bons resultados em relação aos limites de 0,93 p.u. e 1,05 p.u. estabelecidos no PRODIST para uma rede de média de tensão.

Uma outra restrição *soft* considerada no modelo se refere a minimização da reversão de fluxo de potência ativa na subestação. Para isto, introduz-se as variáveis $\Delta P_{s,t,\zeta}^{eq,-}$ que medem a potência ativa reversa na subestação em todo instante t e todo cenário ζ e, de forma análoga ao que foi feito para as restrições de tensão, adicionam-se (4.44)-(4.45) $\forall t \in \Omega_T$ e $\forall \zeta \in \Omega_Z$. Tais restrições, em conjunto com a penalização de $\Delta P_{k,t,\zeta}^{eq,-}$ na função objetivo, garantem que $\Delta P_{k,t,\zeta}^{eq,-} = 0$ se $P_{s,t,\zeta}^{eq} \geq 0$ e que $\Delta P_{k,t,\zeta}^{eq,-} = P_{s,t,\zeta}^{eq}$ se $P_{s,t,\zeta}^{eq} < 0$, tal como se supôs na explicação do termo de custos de importação de energia da função objetivo.

$$-P_{s,t,\zeta}^{eq} - \Delta P_{k,t,\zeta}^{eq,-} \leq 0 \quad (4.44)$$

$$\Delta P_{k,t,\zeta}^{eq} \geq 0 \quad (4.45)$$

Em seguida, adicionam-se as restrições dos SAEB tal como descritas na Seção 4.3, que tornam-se (4.46)-(4.54) $\forall b \in \Omega_b$ ao se incorporar os NZ cenários em Ω_Z . Adicionalmente, para garantir, para cada SAEB, uma curva de *SoC* contínua entre cenários distintos e em ciclos diários de operação, tal como na Figura 4.3 - Exemplo de solução de **SoC** que satisfaz as restrições de continuidade impostas. Figura 4.3, adicionam-se as restrições (4.55) e (4.56).

$$\left(\frac{P_{b,t,\zeta}^{des}}{\eta_o}\right)^2 + (P_{b,t,\zeta}^{car})^2 + Q_{b,t,\zeta}^2 \leq S_b^{max}, \quad \forall t \in \Omega_T, \forall \zeta \in \Omega_Z \quad (4.46)$$

$$0 \leq P_{b,t,\zeta}^{car} \leq P_b^{car,max}, \quad \forall t \in \Omega_T, \zeta \in \Omega_Z \quad (4.47)$$

$$0 \leq P_{b,t,\zeta}^{des} \leq \eta_o P_b^{des,max}, \quad \forall t \in \Omega_T, \forall \zeta \in \Omega_Z \quad (4.48)$$

$$SoC_{b,St+1,\zeta} = SoC_{b,St,\zeta} \left(1 - k^{AD} \frac{1}{NT}\right) + \frac{\eta_i P_{b,t,\zeta}^{car} \Delta t}{E_b^{max}} - \frac{P_{b,t,\zeta}^{des} \Delta t}{E_b^{max} \eta_o}, \quad (4.49)$$

$$\forall t \in \Omega_T, St = t, \forall \zeta \in \Omega_Z$$

$$\underline{SoC_b} \leq SoC_{b,St,\zeta} \leq \overline{SoC_b}, \quad \forall t \in \Omega_T, \zeta \in \Omega_Z \quad (4.50)$$

$$P_{b,t+1,\zeta}^{des} - P_{b,t,\zeta}^{des} - \Delta P_{b,dt,\zeta}^{des} \leq 0, \quad \forall dt \in \Omega_{dT}, t = dt, \forall \zeta \in \Omega_Z \quad (4.51)$$

$$-P_{b,t+1,\zeta}^{des} + P_{b,t,\zeta}^{des} - \Delta P_{b,dt,\zeta}^{des} \leq 0, \quad \forall dt \in \Omega_{dT}, t = dt, \forall \zeta \in \Omega_Z \quad (4.52)$$

$$P_{b,t+1,\zeta}^{car} - P_{b,t,\zeta}^{car} - \Delta P_{b,dt,\zeta}^{car} \leq 0, \quad \forall dt \in \Omega_{dT}, t = dt, \forall \zeta \in \Omega_Z \quad (4.53)$$

$$-P_{b,t+1,\zeta}^{car} + P_{b,t,\zeta}^{car} - \Delta P_{b,dt,\zeta}^{car} \leq 0, \quad \forall dt \in \Omega_{dT}, t = dt, \forall \zeta \in \Omega_Z \quad (4.54)$$

$$SoC_{b,1,\zeta} = SoC_{b,NST,\zeta}, \quad \zeta \in \Omega_Z \quad (4.55)$$

$$SoC_{b,NST,\zeta} = SoC_{b,1,\zeta+1}, \quad \forall \zeta \neq NZ \quad (4.56)$$

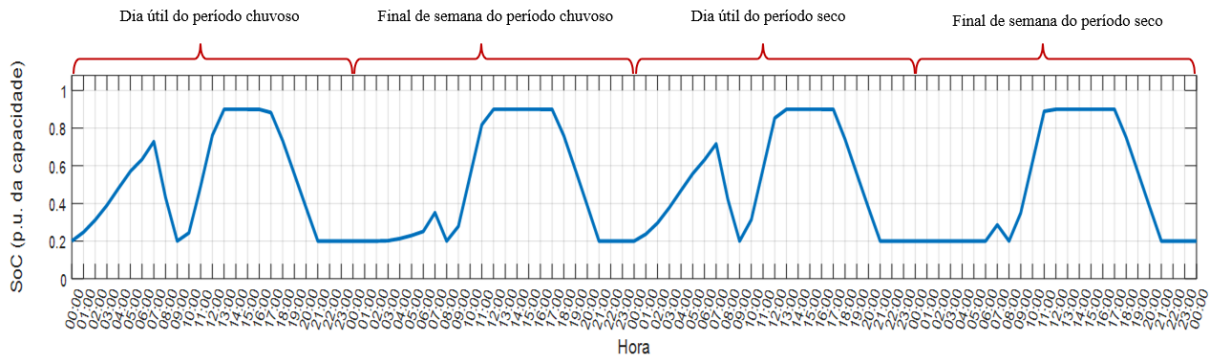


Figura 4.3 - Exemplo de solução de SoC que satisfaz as restrições de continuidade impostas.

Finalmente, juntando-se todos os modelos propostos nesta seção, pode-se formular o FPO #1 como o problema dado por (4.57), que é um programa quadrático com restrições quadráticas inteiro misto.

$$\begin{aligned} & \min f_1 \\ & s. a. (4.31) - (4.56) \end{aligned} \tag{4.57}$$

O procedimento completo de obtenção dos despachos típicos de SAEB utilizando o FPO #1 depende de em qual problema ele está sendo utilizado: se no problema de alocação ou se na SMC. Em ambos os casos se realiza primeiro um estudo de fluxo de potência para cada instante de tempo em cada cenário. Isto é feito para se obter as estimativas das variáveis de estado utilizadas no modelo linearizado de equações da rede elétrica ($\widetilde{V}_{k,t,\zeta}$, $\widetilde{P}_{k,t,\zeta}^{eq}$, $\widetilde{Q}_{k,t,\zeta}^{eq}$). Em seguida, se o despacho está sendo chamado pelo problema de alocação, soluciona-se o FPO #1 com os tapes dos OLTC travados na posição nominal utilizando (4.16)-(4.17) e com os SAEB liberados para carregar e descarregar a qualquer tempo, já que qualquer perda de complementariedade será penalizada externamente pelo algoritmo genético. Se por outro lado o despacho estiver sendo utilizado como etapa inicial da SMC, então faz-se uma primeira solução do FPO #1, liberando-se tanto as decisões de ajuste de tapes dos OLTC quanto as potências de carga e descarga dos SAEB. Em seguida, se executa mais uma vez o FPO #1, porém desta vez travando os tapes dos OLTC nas posições encontradas na primeira execução, o que também é feito por (4.16) e (4.17), e fixando as decisões dos instantes de carga e descarga de acordo com a solução da primeira rodada utilizando (4.24) e (4.25). As estimativas das variáveis $\widetilde{V}_{k,t,\zeta}$, $\widetilde{P}_{k,t,\zeta}^{eq}$ e $\widetilde{Q}_{k,t,\zeta}^{eq}$ utilizadas na segunda execução são mantidas as mesmas das da primeira execução, pois verificou-se experimentalmente que os erros introduzidos pelo modelo linear de FPO em relação ao fluxo de potência exato são menores nesta estratégia do que quando se tenta fornecer uma nova estimativa baseada nos valores de despacho da primeira execução.

4.5 Modelo de redespacho de SAEB em tempo real

Durante a operação em tempo real do sistema elétrico, é possível que ocorram situações em que é necessário abandonar uma programação operacional anteriormente obtida para os SAEB e obter um novo despacho. Um exemplo de situação em que isto ocorre é quando surge uma indisponibilidade de um destes dispositivos devido a uma falha. Neste caso, é preciso alterar a programação dos despachos dos SAEB disponíveis para compensar o efeito da ausência do equipamento indisponível no suporte ao perfil de tensão da rede e na arbitragem tarifária. Desta forma, esta seção propõe um modelo que permite realizar estes redespachos durante a SMC que retrata a operação em tempo real do SD.

O problema de redespacho apresentado nesta seção se diferencia do problema de planejamento da operação por dia típico por alguns fatores. O primeiro deles é que não se consideram mais um conjunto de cenários diários possíveis e sim um único cenário de realizações de incertezas previstas para as próximas 24 horas (incluindo o intervalo de tempo atual). Para isto, consideram-se as variáveis aleatórias de irradiância e demanda nos seus valores esperados em cada instante de tempo futuro, enquanto, para o instante atual, consideram-se os valores já realizados no instante da otimização. Uma segunda diferença encontra-se no fato de que é possível que um certo número de SAEB esteja indisponível durante o redespacho, o que deve ser levado em consideração. Por fim, os tapes dos OLTC são fixados nos valores ótimos obtidos pelo FPO #1 e mantidos constantes. Adicionalmente, é importante se observar que, por ser um problema de tempo real, o redespacho está sujeito a ser chamado em situações operacionais para as quais não é possível obter uma solução que satisfaça todas as restrições técnicas da rede. Sendo assim, enquanto o uso das restrições *soft* no problema de despacho por dias típicos tem uma intenção de redução de custo computacional, no problema de redespacho este tipo de modelagem de restrições é absolutamente indispensável para que sempre seja possível obter uma solução factível em todas as situações operacionais possíveis de serem encontradas durante a SMC. Além disso, o uso das restrições *soft* faz com que, mesmo em situações em que não seja possível impedir que haja violação de restrições, haja pelo menos uma tentativa de minimização do nível de violação destas restrições.

Um comentário que precisa ser feito em relação ao FPO de redespacho diz respeito à não inclusão de modelos relacionados a estratégias de cortes de carga e de geração para eliminação de violações nas restrições de tensão, já que isto é possível em uma REI e expandiria a quantidade de cenários em que os limites de tensão são satisfeitos, embora introduzissem

custos de interrupção e de energia desperdiçada. Alguns motivos são levados em consideração para a escolha deste trabalho em se focar somente no controle dos SAEB para obter a factibilidade das restrições técnicas:

- i. O controle de alguns poucos SAEB estrategicamente localizados exige uma infraestrutura de telecomunicações significativamente menor do que a necessária para se controlar cada um dos pontos da conexão de GDFV.
- ii. O controle por parte da concessionária de recursos energéticos distribuídos, de propriedade do consumidor/produtor, exige a necessidade de uma infraestrutura legal que o autorize. Isto é particularmente problemático quando se leva em consideração que os proprietários das GD poderiam encarar a interferência com desconfiança e como uma atitude invasiva;
- iii. Estratégias de corte de carga nas unidades consumidoras podem ser estabelecidas em comum acordo entre a concessionária e os consumidores proprietários das cargas, no escopo do gerenciamento pelo lado da demanda. Neste caso, os consumidores recebem uma compensação financeira para reduzir as suas demandas via corte de carga em condições de emergência causadas pela infactibilidade das restrições técnicas, por exemplo, violações de tensão. Todavia, a implantação de programas de corte de carga exige uma infraestrutura de telecomunicações de custo superior àquela associada com os SAEB. Este problema é análogo àquele associado com a implantação do controle da GDFV como alternativa aos SAEB descrito no item (i).

Tendo-se apresentado as características do problema, pode-se iniciar a proposição do modelo de redespacho apresentando sua função objetivo em (4.58). Esta função é análoga à função objetivo do despacho por dias típicos, diferenciando-se desta apenas por considerar um único cenário de realização para as variáveis aleatórias do problema nos 144 intervalos de tempo de 10 minutos contidos no horizonte das próximas 24 horas (incluindo o instante atual). Sendo assim, a função objetivo busca minimizar, no horizonte de tempo citado: os custos de compra de energia (incluindo a consideração de impossibilidade de venda de energia para a rede externa); mais os custos das perdas ativas; mais termos de penalização das transgressões de tensão tal que seja prioritária a manutenção dos níveis de tensão da rede; e mais os custos incrementais associados às variações de potência de carga e descarga visando redução de operação pulsada.

$$\begin{aligned}
f_2 = & \sum_{t=1}^{NT} C_{e,t} (P_{s,t}^{eq} + \Delta P_{s,t}^{eq,-}) \Delta t + \sum_{t=1}^{NT} \sum_{km \in \Omega_L} C_p \frac{(P_{m,t}^{eq})^2 + (Q_{m,t}^{eq})^2}{(\widetilde{V}_{m,t})^2} R_{km} \Delta t \\
& + \sum_{t=1}^{NT} \sum_{k \in \Omega} C_{\Delta V} (\Delta V_{k,t}^{qdr,+} + \Delta V_{k,t}^{qdr,-}) \\
& + \sum_{dt=1}^{NdT} \sum_{b \in \Omega_b} (C_{\Delta P} \Delta P_{b,dt}^{des} + C_{\Delta P} \Delta P_{b,dt}^{car})
\end{aligned} \tag{4.58}$$

As restrições (4.59)-(4.62) representam o modelo linearizado da rede elétrica $\forall t \in \Omega_T$. Deve-se observar que os tapes dos OLTC aparecem como parâmetro em (4.61) mantendo a linearidade da restrição. Os valores considerados para os tapes em ramos contendo OLTC são os obtidos pelo FPO #1 enquanto para os demais ramos faz-se $t_{km} = 1$.

$$\begin{aligned}
P_{k,t}^{eq} - \sum_{m \in \Omega_k} \left(P_{m,t}^{eq} + R_{km} \frac{\widetilde{P}_{m,t}^{eq} P_{m,t}^{eq} + \widetilde{Q}_{m,t}^{eq} Q_{m,t}^{eq}}{(\widetilde{V}_{m,t})^2} \right) + \sum_{b \in \Omega_{b_k}} P_{b,t}^{des} - \sum_{b \in \Omega_{b_k}} P_{b,t}^{car} = P_{k,t} - \\
\sum_{fv \in \Omega_{fv_k}} P_{fv,t}, \quad \forall k \in \Omega_N
\end{aligned} \tag{4.59}$$

$$Q_{k,t}^{eq} - \sum_{m \in \Omega_k} \left(Q_{m,t}^{eq} + X_{km} \frac{\widetilde{P}_{m,t}^{eq} P_{m,t}^{eq} + \widetilde{Q}_{m,t}^{eq} Q_{m,t}^{eq}}{(\widetilde{V}_{m,t})^2} \right) + \sum_{b \in \Omega_{b_k}} Q_{b,t} = Q_{k,t}, \quad \forall k \in \Omega_N \tag{4.60}$$

$$V_{k,t}^{qdr} - 2(R_{km} P_{m,t}^{eq} + X_{km} Q_{m,t}^{eq}) - Z_{km}^2 \frac{\widetilde{P}_{m,t}^{eq} P_{m,t}^{eq} + \widetilde{Q}_{m,t}^{eq} Q_{m,t}^{eq}}{(\widetilde{V}_{m,t})^2} - \frac{V_{m,t}^{qdr}}{t_{km}^2} = 0, \quad \forall k \in \Omega_L \tag{4.61}$$

$$V_{s,t}^{qdr} = (V_s^{esp})^2 \tag{4.62}$$

Em seguida, tal como no problema de despacho por dia típico, faz-se a inclusão das restrições (4.63)-(4.68) $\forall t \in \Omega_T$ com o objetivo de calcular as variáveis de transgressão dos limites de tensão $\Delta V_{k,t}^{qdr,-}$ e $\Delta V_{k,t}^{qdr,+}$ e das variáveis de reversão de fluxo de potência na subestação $\Delta P_{s,t}^{eq,-}$, para que estas sejam devidamente penalizadas na função objetivo.

$$V_{k,t}^{qdr} - \Delta V_{k,t}^{qdr,+} \leq (\overline{V_k})^2, \quad k \in \Omega_N \quad (4.63)$$

$$\Delta V_{k,t}^{qdr,+} \geq 0, \quad k \in \Omega_N \quad (4.64)$$

$$-V_{k,t}^{qdr} - \Delta V_{k,t}^{qdr,-} \leq -(\underline{V_k})^2, \quad k \in \Omega_N \quad (4.65)$$

$$\Delta V_{k,t}^{qdr,-} \geq 0, \quad k \in \Omega_N \quad (4.66)$$

$$-P_{s,t}^{eq} - \Delta P_{k,t}^{eq,-} \leq 0 \quad (4.67)$$

$$\Delta P_{k,t}^{eq} \geq 0 \quad (4.68)$$

A modelagem dos SAEB no problema do redespacho deve considerar as situações de indisponibilidade de despacho de potência ativa e/ou reativa que podem ocorrer devido a falhas físicas ou de comunicação. Para isto, definam-se os conjuntos Ω_{b_p} e Ω_{b_q} , que contêm, respectivamente, os SAEB disponíveis para despacho de potência ativa e de potência reativa no momento da solução do problema de redespacho. Sendo assim, sejam os seus respectivos complementos definidos por $\overline{\Omega_{b_p}} := \{b \in \Omega_b | b \notin \Omega_{b_p}\}$ e $\overline{\Omega_{b_q}} := \{b \in \Omega_b | b \notin \Omega_{b_q}\}$. Com isto, podem-se estabelecer as canalizações em (4.69)-(4.71) $\forall t \in \Omega_T$ para modelar as indisponibilidades.

$$P_{b,t}^{des,ref} \leq P_{b,t}^{des} \leq P_{b,t}^{des,ref}, \quad b \in \overline{\Omega_{b_p}} \quad (4.69)$$

$$P_{b,t}^{car,ref} \leq P_{b,t}^{car} \leq P_{b,t}^{car,ref}, \quad b \in \overline{\Omega_{b_p}} \quad (4.70)$$

$$Q_{b,t}^{ref} \leq Q_{b,t} \leq Q_{b,t}^{ref}, \quad b \in \overline{\Omega_{b_q}} \quad (4.71)$$

Em que $P_{b,t}^{des,ref}$, $P_{b,t}^{car,ref}$ e $Q_{b,t}^{ref}$ são, respectivamente, os valores de referência pré-especificados para a potências ativa de carga, a potência ativa de descarga e para a potência reativa do SAEB b no instante t .

As restrições (4.69)-(4.71) estabelecem que o modelo de redespacho irá considerar as injeções dos SAEB que estão atualmente indisponíveis para serem controlados como valores fixos conhecidos. Isto permite tanto a representação de indisponibilidades físicas,

estabelecendo valores nulos como referência, quanto a representação da operação de um SAEB que está sem comunicação para ser redespachado no momento, e que, portanto, permanecerá seguindo o despacho obtido no ciclo de controle anterior. Neste segundo caso, como os dados de referência são obtidos do despacho anterior, espera-se que eles satisfaçam as demais restrições do modelo. Na prática observou-se que pequenos erros numéricos advindos da otimização anterior podem gerar curvas de referência que violam a restrição de capacidade dos SAEB. Para contornar este problema, podem-se relaxar as restrições (4.69)-(4.71) utilizando-se um número positivo muito pequeno δ que é simultaneamente somado ao limite superior e subtraído do limite inferior.

Uma última especificidade do modelo de redespacho em relação ao de despacho por dia típico é a canalização do *SoC* dos SAEB. Sendo o redespacho executado em tempo real, o *SoC* inicial não pode ser determinado pelo modelo, mas sim estabelecido como parâmetro de entrada, pois corresponde ao *SoC* do dispositivo no momento do redespacho. Além disso, o *SoC* final dos SAEB disponíveis também é especificado como um parâmetro de entrada. Isto pode ser utilizado tanto para estabelecer uma operação cíclica, especificando-se um *SoC* final igual ao inicial, quanto para obter, ao final do ciclo de controle, um *SoC* compatível com a curva de referência ótima obtida pelo modelo de planejamento por dia típico (ambas as possibilidades podem ocorrer na SMC). Nos demais instantes, espera-se que os *SoC* dos dispositivos fiquem restritos entre limites mínimos e máximos de $\underline{SoC}_b = (1 - DoD_b^{max})$ e $\overline{SoC}_b = 0,9$ p.u., tal como já explicado anteriormente. No entanto, foi observado experimentalmente que a representação de SAEB sem comunicação a partir de injeções fixas, tais como em (4.69) e (4.70), pode resultar em um *SoC* fora desta faixa, mesmo sendo os dados de injeções provenientes de uma otimização anterior que a satisfaz, devido aos pequenos erros numéricos na solução. Nestes casos, pode-se simplesmente relaxar os limites inferior e superior de *SoC* destes SAEB para 0 p.u. e 1 p.u., respectivamente, evitando infactibilidade. Deve-se observar que estes limites extremos jamais serão atingidos, pois em todos os instantes os *SoC* destes dispositivos serão determinados diretamente pelas injeções. Este conjunto de considerações resulta nas canalizações em (4.72)-(4.75).

$$SoC_{b,1}^{ref} \leq SoC_{b,1} \leq SoC_{b,1}^{ref}, \quad b \in \Omega_b \quad (4.72)$$

$$SoC_{b,NST}^{ref} \leq SoC_{b,NST} \leq SoC_{b,NST}^{ref}, \quad b \in \Omega_{b_p} \quad (4.73)$$

$$\underline{SoC}_b \leq SoC_{b,st} \leq \overline{SoC}_b, \quad b \in \Omega_{b_p}, \quad St \in \{2, \dots, NST - 1\} \quad (4.74)$$

$$0 \leq SoC_{b,st} \leq 1, \quad b \in \overline{\Omega_{b_p}}, \quad St \in \{2, \dots, NST\} \quad (4.75)$$

Em que $SoC_{b,st}^{ref}$ indica um valor pré-especificado para o SoC do SAEB b no instante de cálculo St .

As demais restrições do modelo de redespacho em tempo real são muito semelhantes às do modelo de planejamento da operação por dias típicos, exceto pela desconsideração de múltiplos cenários. Desta forma, completam o modelo as restrições de cálculo de SoC (4.76), de limites de potências de carga e descarga (4.77)-(4.78), de capacidade dos conversores dos SAEB (4.79) e de cálculo dos valores absolutos das variações de potência de carga e descarga (4.80)-(4.83).

$$SoC_{b,st+1} = SoC_{b,st} \left(1 - k^{AD} \frac{\Delta t}{NT} \right) + \frac{\eta_i P_{b,t}^{car} \Delta t}{E_b^{max}} - \frac{P_{b,t}^{des} \Delta t}{E_b^{max} \eta_o}, \quad (4.76)$$

$$b \in \Omega_b, t \in \Omega_T, St = t$$

$$0 \leq P_{b,t}^{car} \leq P_b^{car,max}, \quad b \in \Omega_b, t \in \Omega_T \quad (4.77)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{des} \leq \eta_o P_b^{des,max}, \quad b \in \Omega_b, t \in \Omega_T \quad (4.78)$$

$$\left(\frac{P_{b,t}^{des}}{\eta_o} \right)^2 + (P_{b,t}^{car})^2 + Q_{b,t}^2 \leq S_b^{max}, \quad b \in \Omega_b, \quad t \in \Omega_T \quad (4.79)$$

$$P_{b,t+1}^{des} - P_{b,t}^{des} - \Delta P_{b,dt}^{des} \leq 0, \quad b \in \Omega_b, \quad dt \in \Omega_{dT}, \quad t = dt \quad (4.80)$$

$$-P_{b,t+1}^{des} + P_{b,t}^{des} - \Delta P_{b,dt}^{des} \leq 0, \quad b \in \Omega_b, \quad dt \in \Omega_{dT}, \quad t = dt \quad (4.81)$$

$$P_{b,t+1}^{car} - P_{b,t}^{car} - \Delta P_{b,dt}^{car} \leq 0, \quad b \in \Omega_b, \quad dt \in \Omega_{dT}, \quad t = dt \quad (4.82)$$

$$-P_{b,t+1}^{car} + P_{b,t}^{car} - \Delta P_{b,dt}^{car} \leq 0, \quad b \in \Omega_b, \quad dt \in \Omega_{dT}, \quad t = dt \quad (4.83)$$

Juntando-se os modelos apresentados nesta seção, o problema de redespacho de SAEB em tempo real pode ser descrito pelo modelo de FPO em (4.84).

$$\begin{aligned} & \min f_2 \\ & s. a. (4.58) - (4.83) \end{aligned} \quad (4.84)$$

O procedimento de solução do problema de redespacho de SAEB, sempre que necessário, baseia-se na mesma filosofia de solução a partir de duas execuções tal como utilizado para o problema de despacho por dia típico, quando este é chamado pela SMC. A única diferença é que no problema de redespacho os tapes de OLTC são fixos nas duas execuções. Este procedimento em dois estágios possui, mais uma vez, o objetivo de garantir a complementariedade dos SAEB, fixando na segunda rodada os instantes em que lhe são permitidos carregar e descarregar de acordo com os resultados da primeira rodada.

4.6 Controle corretivo de tensão via otimização var-volt

Durante a operação do sistema, diferenças entre valores previstos e realizados das injeções de demanda e GDFV podem resultar em situações de transgressão de tensão em um ou mais nós do sistema. De forma a permitir que os SAEB possam ser utilizados também para tentar corrigir estas violações em tempo real, desenvolveu-se um modelo de controle corretivo de tensão a partir de ajustes nos despachos de potência reativa dos SAEB e ajustes de tapes de OLTC, i.e., um modelo de OVV. A utilização somente da potência reativa dos SAEB traz algumas consequências que reduzem o esforço computacional da SMC. Primeiramente, pode-se atuar na correção de transgressões de tensão sem afetar os *SoC* destes dispositivos. Isto retira o acoplamento temporal do problema, permitindo que se modele somente o instante atual, ao invés de um ciclo completo de 24 h. Além disso, as potências ativas tornam-se parâmetros de entrada conhecidos, reduzindo o número de variáveis do problema. Em relação à possibilidade de ajustes nos tapes dos OLTC, isto fornece uma maior flexibilidade ao sistema para a mitigação de problemas de tensão, mas introduz preocupações adicionais com a redução do número de ações de comutação (mudanças de tapes) destes dispositivos, já que um excesso dessas ações pode vir a degradar suas vidas úteis (Nazir, et al., 2019). Por fim, a não utilização de estratégias de corte de carga e geração no modelo de controle corretivo de tensão possui justificativas idênticas àsquelas apresentadas na seção anterior.

A obtenção do modelo de OVV se inicia com a definição da sua função objetivo em (4.85). Nesta função, tem-se um termo de minimização de perdas ativas, um termo de penalização de transgressões de tensão e um termo de minimização das variáveis T_{km} associadas ao OLTC no ramo km que indicam o desvio absoluto do tape em relação a um valor pré-especificado tal como proposto em (Nazir, et al., 2019). Nesta tese, os valores de referência considerados são aqueles obtidos como ótimos pelo FPO #1. Os parâmetros $C_{\Delta V}$ e C_T são escolhidos de forma que a ordem de prioridade dos objetivos, da maior para a menor, seja: a minimização das transgressões de tensão, a redução das mudanças de tape e a minimização de perdas.

$$f_3 = \sum_{km \in \Omega_L} R_{km} \frac{(P_m^{eq})^2 + (Q_m^{eq})^2}{(\bar{V}_m)^2} + \sum_{k \in \Omega_N} C_{\Delta V} (\Delta V_k^{qdr,+} + \Delta V_k^{qdr,-}) + C_T \sum_{km \in \Omega_{L,Tr}} T_{km} \quad (4.85)$$

A obtenção da região factível do modelo de OVV se inicia com a definição de um novo parâmetro de entrada $P_b \forall b \in \Omega_b$, que representa a potência ativa injetada pelos SAEB (positiva se o dispositivo estiver se descarregando e negativa caso contrário). Com isto, a aplicação do modelo linearizado de FPO da Seção 4.1, incluindo a modelagem dos OLTC como descrito na Seção 4.2, resulta nas restrições (4.86)-(4.94).

$$P_k^{eq} + \sum_{m \in \Omega_k} \left[P_m^{eq} + R_{km} \frac{\widetilde{P}_m^{eq} P_m^{eq} + \widetilde{Q}_m^{eq} Q_m^{eq}}{(\widetilde{V}_m)^2} \right] = P_k - \sum_{fv \in \Omega_{fv_k}} P_{fv} - \sum_{b \in \Omega_{b_k}} P_b, \quad \forall k \in \Omega_N \quad (4.86)$$

$$Q_k^{eq} + \sum_{b \in \Omega_{b_k}} Q_b - \sum_{m \in \Omega_k} \left[Q_m^{eq} + X_{km} \frac{\widetilde{P}_m^{eq} P_m^{eq} + \widetilde{Q}_m^{eq} Q_m^{eq}}{(\widetilde{V}_m)^2} \right] = Q_k, \quad \forall k \in \Omega_N \quad (4.87)$$

$$V_k^{qdr} - 2(R_{km} P_m^{eq} + X_{km} Q_m^{eq}) - Z_{km}^2 Q_m^{eq} + X_{km} \frac{\widetilde{P}_m^{eq} P_m^{eq} + \widetilde{Q}_m^{eq} Q_m^{eq}}{(\widetilde{V}_m)^2} - \sum_{tp=1}^{Ntp_{km}} \frac{w_m^{tp}}{(t_{km}^{tp})^2} = 0, \quad \forall km \in \Omega_{L,Tr} \quad (4.88)$$

$$V_k^{qdr} - 2(R_{km} P_m^{eq} + X_{km} Q_m^{eq}) - Z_{km}^2 Q_m^{eq} + X_{km} \frac{\widetilde{P}_m^{eq} P_m^{eq} + \widetilde{Q}_m^{eq} Q_m^{eq}}{(\widetilde{V}_m)^2} - V_m^{qdr} = 0, \quad \forall km \in \Omega_{L,\overline{Tr}} \quad (4.89)$$

$$V_s^{qdr} = (V_s^{esp})^2 \quad (4.90)$$

$$V_m^{qdr} - M(1 - z_{km}^{tp}) \leq w_m^{tp} \leq V_m^{qdr} + M(1 - z_{km}^{tp}), \quad tp = 1, \dots, Ntp_{km} \quad (4.91)$$

$$\forall km \in \Omega_{L,Tr}$$

$$-Mz_{km}^{tp} \leq w_m^{tp} \leq Mz_{km}^{tp}, \quad \forall km \in \Omega_{L,Tr} \quad tp = 1, \dots, Ntp_{km} \quad (4.92)$$

$$\sum_{tp=1}^{Ntp_{km}} z_{km}^{tp} = 1, \quad \forall km \in \Omega_{L,Tr} \quad (4.93)$$

$$z_{km}^{tp} \in \{0,1\}, \quad \forall km \in \Omega_{L,Tr} \quad tp = 1, \dots, Ntp_{km} \quad (4.94)$$

Para se encontrar as variáveis $T_{km} \forall km \in \Omega_{L,Tr}$ devem-se adicionar as restrições (4.95)-(4.97) em que $\widetilde{t}_{km}$ é o valor de referência para o tape no ramo km . Deve-se observar que, como as variáveis z_{km}^{tp} são binárias, o somatório em (4.95) e (4.96) resulta em um único valor de tape, cuja diferença absoluta em relação ao valor de referência $\widetilde{t}_{km}$ é medido por T_{km} . Isso pode ser entendido percebendo-se que, se T_{km} for positiva, então (4.95) se torna ativa no ponto ótimo e (4.96) se torna redundante, enquanto se a diferença encontrada for negativa, então (4.95) se torna redundante e (4.96) passa a ficar ativa no ponto ótimo. Por fim, se não houver mudança de tape, então a diferença será nula e ambas as restrições ficarão ativas no ponto ótimo resultando em T_{km} com valor zero.

$$\sum_{tp=1}^{Ntp_{km}} z_{km}^{tp} t_{km}^{tp} - \widetilde{t_{km}} \leq T_{km}, \quad \forall km \in \Omega_{L,Tr} \quad (4.95)$$

$$-T_{km} \leq \sum_{tp=1}^{Ntp_{km}} z_{km}^{tp} t_{km}^{tp} - \widetilde{t_{km}}, \quad \forall km \in \Omega_{L,Tr} \quad (4.96)$$

$$T_{km} \geq 0, \quad \forall km \in \Omega_{L,Tr} \quad (4.97)$$

O passo seguinte para a definição factível do problema corresponde à inclusão das restrições *soft* para modelagem de limites de tensão, tal como utilizado também nas demais otimizações. Desta forma, introduzem-se as restrições (4.98)-(4.101), de forma a calcular as variáveis $\Delta V_k^{qdr,-}$ e $\Delta V_k^{qdr,+}$ que medem, respectivamente, as transgressões dos limites inferior e superior para a variável V_k^{qdr} no nó k . A penalização destas variáveis na função objetivo é o que faz com que o modelo busque eliminar as violações de tensão que estejam ocorrendo, sempre que possível.

$$V_k^{qdr} - \Delta V_k^{qdr,+} \leq (\overline{V_k})^2 \quad (4.98)$$

$$\Delta V_k^{qdr,+} \geq 0 \quad (4.99)$$

$$-V_k^{qdr} - \Delta V_k^{qdr,-} \leq -(\underline{V_k})^2 \quad (4.100)$$

$$\Delta V_k^{qdr,-} \geq 0 \quad (4.101)$$

A canalização das variáveis Q_b é realizada por (4.102) e (4.103). Deve-se observar que este par de restrições garante que o modelo ajuste apenas os despachos de reativos dos SAEB cujos controles estão atualmente disponíveis. Dispositivos incontroláveis, por sua vez, são representados por um valor fixo. Para indisponibilidades causadas por perda de comunicação, estes valores correspondem aos pré-programados para o instante atual pelo último ciclo de controle. Já para indisponibilidades por falha física, correspondem a 0 p.u..

$$-\sqrt{(S_b^{max})^2 - (P_b)^2} \leq Q_b \leq \sqrt{(S_b^{max})^2 - (P_b)^2}, \quad b \in \Omega_{b_q} \quad (4.102)$$

$$Q_b^{ref} \leq Q_b \leq Q_b^{ref}, \quad b \in \overline{\Omega_{b_q}} \quad (4.103)$$

Juntando-se tudo, o modelo do FPO #3 utilizado para controle corretivo de tensão via OVV pode ser definido por (4.104).

$$\begin{aligned} & \min f_3 \\ & s. a. (4.86) - (4.103) \end{aligned} \quad (4.104)$$

O procedimento utilizado neste trabalho para realizar o controle de tensão via OVV se inicia com a solução de um fluxo de potência para obtenção do estado atual da rede a partir do qual se obtém os parâmetros utilizados no modelo linearizado da rede elétrica. Em seguida, faz-se uma primeira execução do FPO #3 com os tapes de OLTC travados nas posições ótimas obtidas pelo FPO #1. Isto é feito a partir da mesma técnica de travamento de posições de tape utilizada na segunda execução do modelo de despacho por dia típico, quando utilizado pela SMC, e discutido na Seção 4.2. Desta forma, na sua primeira execução, o FPO #3 depende somente das potências reativas dos SAEB, tornando-se um modelo de otimização contínua ao invés de modelo inteiro misto, o que é muito mais fácil de se solucionar. Em seguida, realiza-se um estudo de fluxo de potência para verificar se ainda há alguma tensão violada no sistema. Se isto ocorrer, então liberam-se os limites das variáveis de decisão de ajustes de tapes e realiza-se uma segunda execução do FPO #3 na sua versão completa como um modelo inteiro misto. Este procedimento não somente economiza tempo de execução da SMC, já que em muitos casos apenas o uso das potências reativas dos SAEB é suficiente para corrigir os problemas de tensão, como também é uma estratégia coerente com o fato de que ações desnecessárias de chaveamento dos OLTC devem ser evitadas para preservar suas vidas úteis.

5 AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA CONFORMIDADE DE TENSÃO DA REI VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO

Tal como exposto no Capítulo 3, o modelo de planeamento de SAEB proposto neste trabalho avalia a qualidade das soluções obtidas a partir de um estudo da conformidade da tensão da rede, quando submetida a incertezas de demanda, irradiância e falhas do sistema de comunicação e dos SAEB. Para realizar este estudo, utilizou-se a técnica da SMC, cuja flexibilidade em avaliar sistemas probabilísticos complexos permite representar a operação estocástica da REI em detalhes.

O acoplamento temporal imposto à operação da rede pela utilização dos SAEB e a necessidade de cálculo de índices de conformidade de tensão baseados na duração acumulada de eventos de violação de tensão tornam natural a simulação dos estados em ordem cronológica. Ou seja, a utilização de uma SMC sequencial (SMCS). Este tipo de simulação pode representar a passagem do tempo a partir de duas abordagens (Singh & Billinton, 1977):

- i. Método do intervalo de tempo fixo: como sugere o próprio nome, neste método a simulação avalia o estado do sistema em intervalos de tempo discretos com duração fixa pré-determinada Δt . Também é conhecido como método de tempo síncrono, pois o tempo não é sorteado (aleatório) e as transições de estado ocorrem de acordo com a duração especificada Δt .
- ii. Método do próximo evento: neste caso, considera-se um evento de interesse, e.g., uma transição entre estados de sucesso e de falha de um componente do sistema, e sorteia-se o tempo até a ocorrência do próximo evento. Desta forma, o tempo decorrente entre avaliações de estado do sistema passa a ser variável, motivo pelo qual este método também é conhecido como método de tempo assíncrono.

No problema abordado neste capítulo, os eventos de interesse são transgressões de tensão em regime permanente. No entanto, o perfil de tensões da rede é uma função de suas injeções nodais, que por sua vez variam continuamente ao longo do tempo de acordo com variações de demanda, geração e injeções dos SAEB. Estas variações contínuas exigem que a avaliação do perfil de tensões da rede seja realizada a partir da estratégia do método de tempo síncrono. Sendo assim, torna-se natural que os estados de falha dos SAEB e dos *links* de comunicação também sejam sorteados a partir deste método, o que foi realizado neste trabalho.

O intervalo de tempo de 10 minutos, já utilizado para modelagem de demanda e GDFV nos modelos de despacho, mostrou-se suficiente para aproximar os processos estocásticos de transição de estados de disponibilidade com boa precisão, tendo sido escolhido como tempo de passo da SMCS.

5.1 Critério de parada

A SMCS é utilizada neste trabalho para cálculo de riscos de violação associados a índices de conformidade cuja integralização é semanal. Ou seja, avaliam-se os índices para cada cenário semanal composto de 7 dias consecutivos de 144 estados de 10 minutos cada, de domingo a sábado. Os cenários semanais são então agrupados em simulações anuais de 52 semanas, das quais as 26 primeiras correspondem ao período chuvoso e as demais ao período seco. Este esquema de simulação permite capturar variações temporais ao longo do dia, das semanas e das estações do ano, já que as modelagens das incertezas são realizadas considerando distinção entre estes períodos climáticos e entre dias de semana e de finais de semana sempre que estas distinções são relevantes. Note-se que os períodos climáticos considerados na simulação devem acompanhar as especificidades climáticas de cada local. Desta forma, o modelo pode ser adaptado para regiões com estações do ano bem definidas, desde que as incertezas sejam modeladas de forma correspondente.

Tendo-se estabelecido um esquema de simulação a partir de cenários anuais, deve-se então definir um critério de parada que garanta que o número de anos simulados seja suficiente para que os índices semanais avaliados possam ser estimados com certa confiança. Esta preocupação se justifica pois os resultados da SMC estão sujeitos a variabilidade amostral e não é adequado que este tipo de incerteza degrade a qualidade da análise das soluções obtidas pelo algoritmo de planejamento dos SAEB. Para isto, faz-se necessário estabelecer uma métrica para avaliar a exatidão da estimativa obtida pela SMC. Tal métrica deve permitir estabelecer um nível de tolerância considerado razoável para os erros gerados por efeito da variabilidade amostral da SMC na estimação dos índices de risco desejados. Um indicador comumente utilizado com este intuito é o chamado *coeficiente de variação* também conhecido como *incerteza relativa*, cuja definição é dada por (5.1) (Billinton & Li, 1994).

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{Q})}}{\bar{Q}} \quad (5.1)$$

Em que $\bar{Q}$ é um estimador de risco associado a um determinado evento de interesse A e definido por (5.2) e $V(\bar{Q})$ é a variância do estimador dada por (5.3).

$$\bar{Q} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (5.2)$$

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} V(x) \quad (5.3)$$

Em que N é o número de amostras, x_i é uma variável binária definida para a i -ésima amostra tal como em (5.4) e $V(x)$ é a variância amostral dada por (5.5).

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{o evento } A \text{ ocorre} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.4)$$

$$V(x) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (5.5)$$

Neste trabalho, define-se como critério de parada principal da SMCS a obtenção de um coeficiente de variação menor ou igual a 5 % para estimação dos riscos de violação dos índices nodais em todas as barras. Ou seja, quando a maior incerteza relativa associada a estes riscos, for menor que a tolerância de 5 %, então pode-se interromper a SMCS. No entanto, são adicionados também um número mínimo e um número máximo de anos de simulação até a sua interrupção. O valor mínimo, que neste trabalho foi considerado de 100 anos (2.600 semanas para cada período climático), tem objetivo de impedir convergências prematuras que podem ocorrer se a variância das amostras iniciais for muito pequena. Por sua vez, o valor máximo tem objetivo de impedir que a simulação se estenda por um tempo impraticável caso as variâncias das amostras dos índices sejam muito altas, tendo sido estabelecida em 385 anos, o suficiente para obter mais de 10.000 amostras para os índices semanais em cada período climático.

5.2 Classificação dos estados operacionais

Para simular adequadamente a operação da rede elétrica durante cada instante, faz-se necessário identificar o estado dos SAEB para verificar suas possibilidades de operação naquele dado momento. As possibilidades destes estados, por sua vez, dependem de hipóteses sobre como estes dispositivos devem ser operados frente a situações possíveis de serem encontradas durante a operação em tempo real da rede. Desta forma, assume-se:

- i. O pré-despacho dos SAEB é realizado ao menos a cada 24 horas, definindo a programação desses dispositivos para as 24 horas seguintes.
- ii. Os SAEB tentam seguir as suas curvas de referência para injeções de potência ativa e reativa gerada pelo pré-despacho e transmitida pelo centro de controle. Esta transferência de dados é feita no primeiro momento em que a comunicação com o dispositivo está disponível e a curva de referência é armazenada na memória do controlador local do SAEB. Desta forma, na ausência de comunicação, o sistema ainda pode operar com controle local. Caso a ausência de comunicação dure período superior àquele restante na programação do SAEB, esse dispositivo ficará em espera até que se reestabeleça a comunicação, quando o centro de controle lhe enviará nova programação. Durante o estado de espera as injeções de um SAEB são nulas, já que não há mais programação para o período.
- iii. Os conversores de eletrônica de potência que fazem a conexão dos bancos de bateria com o restante do sistema possuem capacidade de controle de potência reativa independente da potência ativa. Desta maneira, se um banco de baterias é desconectado para reparo, ainda é possível utilizar o seu conversor para contribuir com o controle de tensão da rede a partir da injeção/absorção de potência reativa.
- iv. Sempre que ocorra uma alteração do conjunto de bancos de baterias disponíveis no sistema, seja por falha ou por reparo, deve-se redespachar os sistemas disponíveis para que haja compensação. Se um SAEB que volte de um reparo não possuir comunicação com o centro de controle, ele deverá permanecer ocioso.

- v. Se houver ocorrência de violações de tensão em qualquer um dos nós da rede, utiliza-se um controle corretivo de tensão baseado em OVV, utilizando a capacidade de despacho de potência reativa dos SAEB e as posições dos tapes de OLTC como variáveis de controle. Isto fornece certa flexibilidade de operação da rede para solucionar problemas de tensão sem a necessidade de realizar o redespacho dos SAEB, o que impactaria a performance da SMC devido ao maior custo computacional.
- vi. As posições dos tapes dos OLTC alteradas pela OVV no instante t para corrigir um problema de tensão são descartadas no instante $t + 1$, retornando-se os valores dos tapes para suas posições ótimas encontradas pelo problema de programação da operação por dia típico.

Com o intuito de reduzir o custo computacional da simulação, algumas premissas são adotadas com relação aos redespachos:

- i. Um modelo de programação da operação por dia típico é utilizado. Tal modelo é solucionado apenas uma vez e utilizado sempre que possível. Este modelo determina curvas de referência do despacho de potências ativa e reativa ótimas para os SAEB em cada dia típico, levando-se em consideração a disponibilidade plena de todos estes dispositivos. Além disso, este modelo também define as posições ótimas para os tapes de OLTC, embora estes sejam definidos de maneira comum para todo o período de estudo, i.e., utilizam-se os mesmos valores de tapes em todos os cenários de dias típicos, pois isto reduz a quantidade de variáveis binárias no problema.
- ii. Sempre que todos os SAEB estiverem controláveis e operando normalmente durante o instante da definição do despacho para as próximas 24 horas, e o estado de carga de todos estes dispositivos estiver compatível com o determinado pelo modelo de programação da operação por dia típico, utilizar-se-á esta programação ao invés de se chamar o modelo de redespacho. Como este estado é o de maior probabilidade, há grande redução de custo computacional, evitando-se otimizações desnecessárias.
- iii. Se o modelo de redespacho é chamado quando há indisponibilidade de ao menos um SAEB, define-se o *SoC* final dos SAEB igual ao inicial, de modo que a operação seja cíclica. Caso contrário, define-se o *SoC* final de forma que seja

idêntico ao valor de referência obtido pelo modelo de programação da operação por dia típico. Desta forma, ao final do ciclo de controle, os SAEB podem voltar a seguir o despacho ótimo para o dia típico.

- iv. O problema de redespacho não faz nenhuma alteração nas posições de tapes de OLTC, deixando para a OVV a tarefa de realizar qualquer correção necessária para mitigar possíveis transgressões de tensão.

Com base nas premissas de operação consideradas, os SAEB podem ser sempre encontrados em um dos 7 estados a seguir:

- i. Normal: o SAEB está plenamente operacional, podendo injetar tanto potência ativa quanto reativa no sistema. Além disso, pode ser redespachado em tempo real, caso solicitado pelo centro de controle, ou utilizado para realizar controle de tensão via OVV.
- ii. Plenamente operante, mas não controlável: as injeções de potência ativa e reativa são inteiramente determinadas pelo pré-despacho, não estando disponível para funções de redespacho nem de controle de tensão.
- iii. Em reparo, mas controlável para despacho de reativo: ocorre durante estados de reparo do banco de baterias em que o conversor continua operando e existe comunicação com o centro de controle. Neste caso, o sistema não está disponível para injeção de potência ativa, mas está disponível para participar do controle corretivo de tensão despachando potência reativa.
- iv. Em reparo e indisponível para despacho de reativos I: ocorre para os estados de falha do conversor, do filtro ou do transformador do SAEB. Neste estado, o SAEB fica completamente inoperante.
- v. Em reparo e indisponível para despacho de reativos II: Acontece quando há falha no banco de baterias e na comunicação simultaneamente. Neste estado, o SAEB também fica completamente inoperante. A distinção entre este estado e o anterior é importante para determinar se houve ou não reparo no banco de baterias, de forma que o *SoC* tenha que ser atualizado considerando a substituição de uma bateria defeituosa por uma nova plenamente carregada.
- vi. Ocioso: ocorre quando o SAEB volta de um reparo durante uma falha de comunicação. Neste caso, o sistema permanece totalmente inoperante até que a comunicação seja reestabelecida.

- vii. Em ajuste: acontece quando um SAEB retorna de um reparo, estabelecendo comunicação imediatamente com o controle central ou quando a comunicação é reestabelecida para um SAEB que se encontrava ocioso. Neste caso, ocorre o redespacho do SAEB.

A Tabela 5.1 apresenta um resumo dos estados de operação considerados, em que o termo “N/A” significa “não se aplica”.

Tabela 5.1 - Resumo dos estados operacionais dos SAEB.

Estado de Operação	Origem da Falha	Controles disponíveis	Potência ativa	Potência reativa
I	N/A	Redespacho, OVV e controle local de potência ativa e reativa	Disponível	Disponível
II	Comunicação	Controle local de potência ativa e reativa	Disponível	Disponível
III	Banco de baterias	OVV, controle local de potência reativa	Indisponível	Disponível
IV	Conversor, filtro ou transformador	Nenhum	Indisponível	Indisponível
V	Banco de baterias + comunicação	Nenhum	Indisponível	Indisponível
VI	Comunicação	Nenhum	Indisponível	Indisponível
VII	N/A	Redespacho	Disponível	Disponível

5.3 Algoritmo da simulação Monte Carlo sequencial para avaliação probabilística da conformidade de tensão do SD

O fluxograma da Figura 5.1 detalha o algoritmo da SMCS proposta neste trabalho para avaliação probabilística dos índices de conformidade de tensão de uma solução obtida para o problema de planejamento. O algoritmo se inicia com o recebimento dos dados de entrada que incluem: parâmetros da rede elétrica, dados de alocação e topologias dos dados da RTCOM e os devidos dados de confiabilidade. Em seguida, é realizada uma etapa de pré-processamento, que consiste na construção das matrizes de probabilidade cumulativa de transição das cadeias de Markov de cada componente modelado, seguida pela execução do modelo de planejamento da operação por dia típico. Tendo-se realizado este pré-processamento, inicializam-se todos os SAEB no estado normal de operação e inicia-se a etapa de geração de cenários e avaliação dos índices.

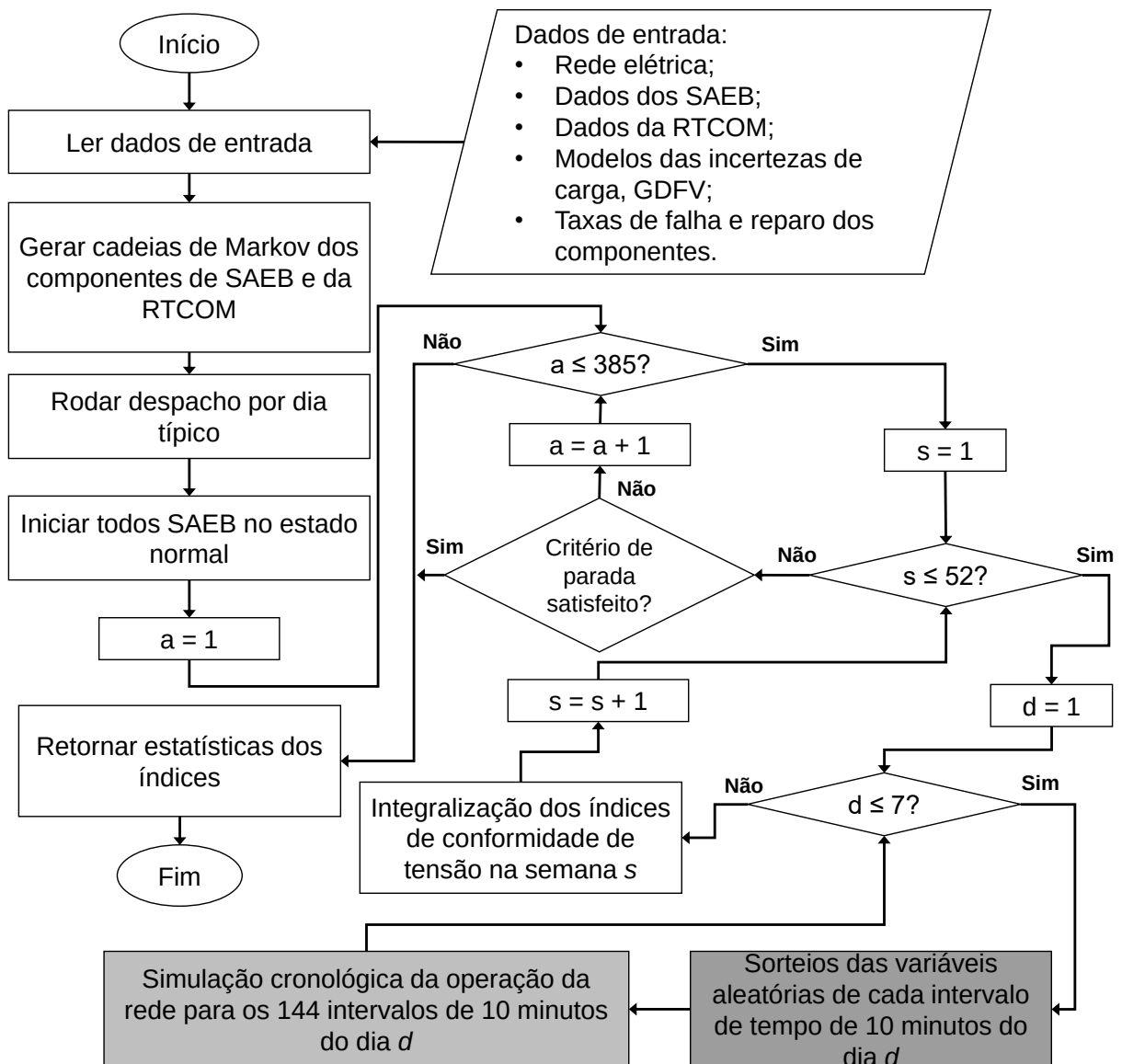


Figura 5.1 - Simulação Monte Carlo Sequencial para avaliação probabilística da conformidade de tensão.

O processo de geração de cenários semanais é realizado para cada ano de 52 semanas considerado, até a convergência ou até o final dos 385 anos máximos, e se inicia arbitrariamente num domingo da estação chuvosa. Para cada uma das semanas, gera-se um conjunto de 7 cenários diários, iniciando-se no domingo e encerrando-se no sábado, em que se sorteiam a cada 10 minutos os valores das variáveis aleatórias consideradas no modelo, utilizando-se, para isto, o procedimento apresentado no fluxograma da Figura 5.2a. Esta figura explica de forma detalhada o bloco de cor cinza escuro no fluxograma da Figura 5.1.

O procedimento de sorteio das variáveis aleatórias associadas a cada passo de 10 minutos para um determinado dia de operação se inicia verificando-se o período climático associado à semana sob consideração e se o dia considerado é um dia útil ou dia de final de semana. Isto é necessário para se determinar os dias típicos utilizados para modelagem de demanda e irradiância, de forma a obter as Funções de Distribuição de Probabilidades (FDP) associadas a estas variáveis para sorteio em cada intervalo de tempo. Além destas variáveis, sorteiam-se também, para cada período de 10 minutos, os estados de disponibilidade dos componentes dos SAEB e da RTCOM a partir de suas cadeias de Markov correspondentes. Por fim, sinalizam-se os componentes falhados da RTCOM e utiliza-se a busca em profundidade para obter as disponibilidades de comunicação dos SAEB. Deve-se observar que os estados dos componentes não são reinicializados a cada dia, de forma que o estado inicial depende sempre da realização do dia anterior. Tendo-se obtido todas as informações necessárias, passa-se à etapa da simulação de um dia de operação utilizando o procedimento mostrado no fluxograma da Figura 5.2b. Esta figura corresponde ao bloco de cor cinza claro no fluxograma da Figura 5.1.

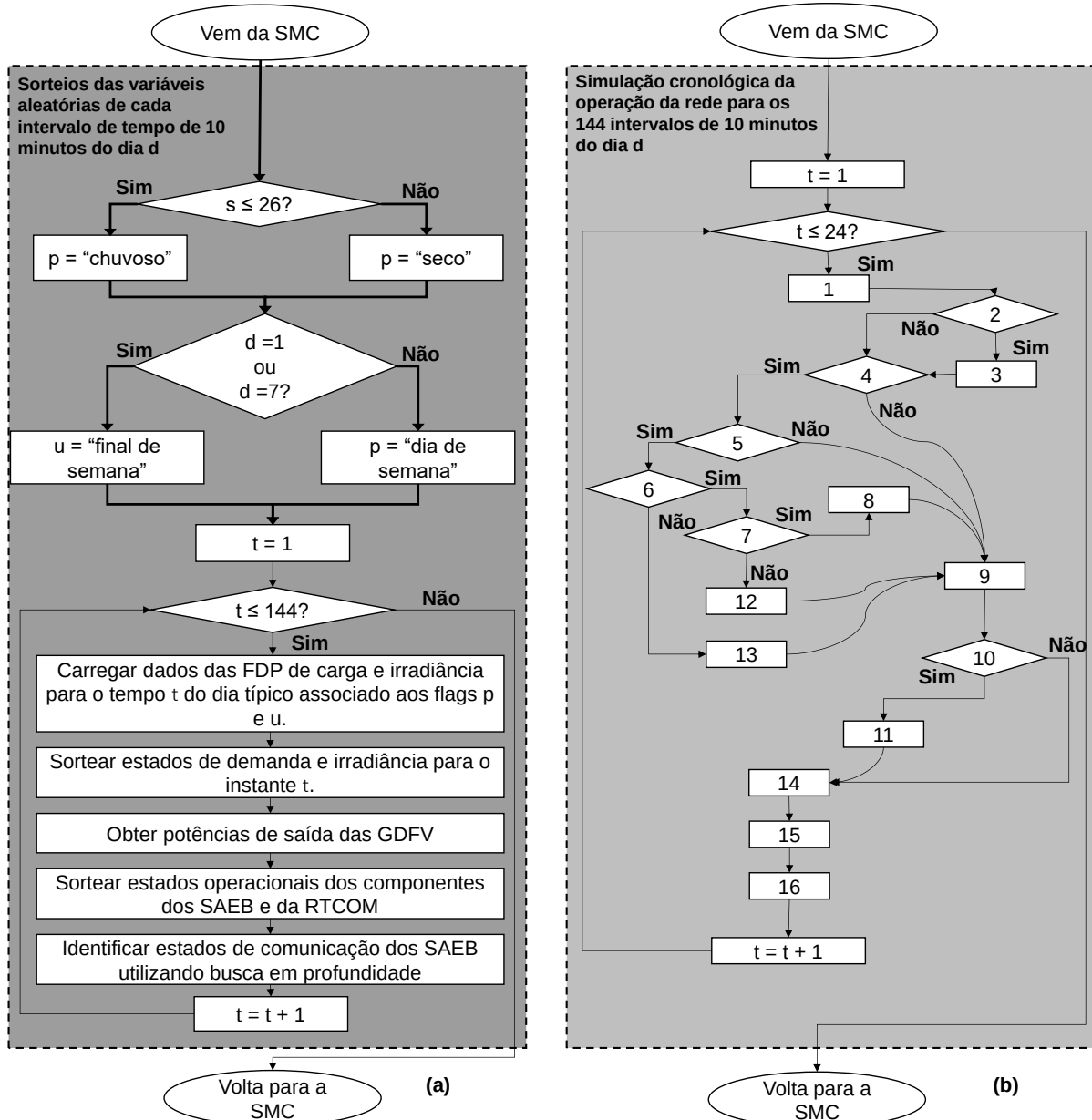


Figura 5.2 - Sub-rotinas da SMC: (a) sorteio das incertezas para um dia de simulação (b) simulação cronológica da operação diária da rede.

No fluxograma da Figura 5.2b a numeração utilizada corresponde à execução dos seguintes passos:

1. Classificação dos estados operacionais dos SAEB tal como explicado na Seção 5.2.
2. Desvio condicional que verifica a existência de algum SAEB nos estados “ocioso” ou “em ajuste” e que no intervalo de tempo anterior tenham sido

classificados em algum estado ocasionado por falha de bateria. Se sim, isto indica a ocorrência de uma substituição de bateria, e deve-se seguir o fluxo para o passo 3 tal como indicado; caso contrário, deve-se seguir para o passo 4.

3. Correção do *SoC* do banco de baterias em que ocorreu o reparo. Para isto, considera-se que o estado de carga anterior do banco estava igualmente distribuído entre todas as suas baterias, de forma que a substituição de um módulo defeituoso por um novo plenamente carregado pode ser representada fazendo-se a correção no *SoC* do banco por meio de (5.6).

$$SoC'_{b,t} = SoC_{b,t} \times \left(1 - \frac{1}{N_b}\right) + e_{bat} \quad (5.6)$$

Em que $SoC'_{b,t}$ é o valor corrigido do *SoC* SAEB b no início do tempo t , após substituição da bateria; $SoC_{b,t}$ é o valor da mesma variável antes da substituição; N_b é o número de baterias do SAEB; e e_{bat} é o valor da energia de uma bateria individual em plena carga já normalizada em p.u. na base do banco SAEB.

4. Verificação de um conjunto de critérios para a realização de um novo despacho, gerando o fluxo indicado pela seta “sim” no caso da ocorrência de pelo menos um deles. Os critérios utilizados são:
 - Se existe pelo menos um SAEB sem referência de despacho para o tempo t .
 - Se existe alteração no conjunto de SAEB disponíveis para despacho de potência ativa em relação ao intervalo de tempo anterior.
 - Se o tempo t corresponde ao primeiro intervalo de 10 minutos do primeiro ano simulado, o que representa o primeiro despacho de SAEB no sistema.
5. Verificação da existência de pelo menos um SAEB disponível para ser redespachado. Segue-se o fluxo indicado pela seta “sim” caso positivo e o indicado por “não”, caso contrário.
6. Desvio condicional que verifica a disponibilidade de despacho simultâneo de todos os SAEB. Este é um primeiro teste realizado para permitir a programação operacional dos SAEB, utilizando-se as curvas de referência de despacho obtidas

pelo modelo de planejamento da operação por dia típico. Caso haja esta disponibilidade, segue-se para um segundo teste no passo 7. Do contrário, deve-se ir para 13.

7. Verifica se os *SoC* de todos os SAEB são compatíveis com aqueles especificados para o tempo t na curva de referência de *SoC* obtida pelo modelo de planejamento da operação por dia típico. Se sim, deve-se ir para 8, se não, deve-se ir para 12.
8. Especifica-se a programação dos SAEB para as próximas 24 horas com base nas curvas de referência advindas do modelo por dia típico. Se as próximas 24 horas perpassam o dia atual e consideram parte do dia seguinte, pode ocorrer que estes dias possuam classificações diferentes (o que ocorre, por exemplo, na passagem de um dia útil para um dia de final de semana). Se este fato ocorre, deve ser devidamente levado em consideração.
9. Estudo de fluxo de potência para obtenção do estado da rede. Utilizou-se para este fim o método de soma de potências (Baran & Wu, 1989), pois é o mesmo modelo utilizado pelas otimizações, de forma que se pode considerar o mesmo modelo de tape de OLTC, o que facilita a implementação.
10. Verifica se há violação de tensão em algum nó da rede. Em caso positivo, deve-se ir para 11, e em caso negativo para 14.
11. Controle corretivo de tensão utilizando o modelo de OVV descrito no Capítulo 4.
12. Chama-se a função de redespacho também apresentada no Capítulo 4. Este passo acontece quando todos os SAEB estão disponíveis para serem despachados, mas os seu *SoC* não estão sincronizados com aqueles determinados pelas curvas ótimas de referência obtidas pelo modelo de dia típico. Este tipo de situação ocorre sempre após uma atividade de reparo, pois no momento da falha de um banco ocorre redespacho dos demais que estejam disponíveis, divergindo da programação anterior. Por isso, fixam-se os valores dos *SoC* dos bancos de bateria para o instante final da programação nos valores previstos para este instante pelas curvas ótimas de referência obtidas pelo modelo de despacho por dias típicos. Com isto, há a ressincronização do *SoC* dos dispositivos à programação anterior à falha.

13. Este passo também corresponde a uma chamada da função de redespacho. No entanto, neste caso existe indisponibilidade de pelo menos um SAEB. Sendo assim, não havendo um valor de referência para o *SoC* final dos dispositivos, opta-se por uma operação cíclica, estabelecendo os *SoC* finais iguais aos iniciais.
14. Um novo estudo de fluxo de potência é realizado para obter as tensões da rede após o controle corretivo de tensão. Este passo é necessário porque o modelo de rede elétrica utilizado pela OVV não é exato, mas sim uma aproximação. Desta forma, ainda que a aproximação utilizada seja muito boa por se basear no ponto de operação anterior, apenas um fluxo de potência não linear exato poderá determinar se as tensões estão de fato em seus níveis adequados ou não.
15. Atualização dos *SoC* dos SAEB a partir da fórmula em (5.7).

$$SoC_{b,t+1} = \begin{cases} SoC_{b,t}(1 - k^{AD,t}) - \frac{P_{b,t}}{\eta_o E_b^{max}}, & P_{b,t} > 0 \\ SoC_{b,t}(1 - k^{AD,t}) - \frac{\eta_i P_{b,t}}{E_b^{max}}, & P_{b,t} \leq 0 \end{cases} \quad (5.7)$$

Em que $k^{AD,t}$ é a taxa de autodescarga por intervalo de 10 minutos; $P_{b,t}$ é a potência ativa do SAEB b no tempo t com convenção de sinal positivo para injeção; e E_b^{max} é a energia nominal do SAEB.

16. Atualização dos índices de conformidade de tensão para a semana em que se encontra o dia simulado.

Tendo-se realizado a simulação da operação diária da rede para os 7 dias da semana, integralizam-se os devidos índices de conformidade de tensão da semana considerada. Com isto, obtém-se ao final da simulação um conjunto de amostras para os índices semanais de conformidade, a partir do qual podem-se obter seus riscos de violação em cada período climático utilizando-se (5.8) e (5.9).

$$P(Y > \bar{Y} | \text{período climático} = p) \approx \frac{1}{N_p} \sum_{s=1}^{N_p} x_{p,s} \quad (5.8)$$

$$x_{p,s} = \begin{cases} 1, & Y(p, s) > \bar{Y} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.9)$$

Em que $P(Y > \bar{Y} | \text{período climático} = p)$ é a probabilidade do índice Y violar seu valor máximo $\bar{Y}$ no período climático p ; N_p é o número de amostras obtidas para p ; e $x_{p,s}$ é uma variável binária que sinaliza uma transgressão do índice Y para a semana s do período p . Definições semelhantes podem ser feitas para obtenção dos riscos de ocorrer uma falha física de SAEB dado que tenha ocorrido uma violação de índice de conformidade e de ocorrer uma falha de comunicação de SAEB na mesma situação. Riscos estes que são utilizados como critérios de tomada de decisão na metodologia de planejamento proposta.

- i. Mudança de tensão de operação: nesta tese, utiliza-se a estratégia proposta em (Vieira, 2012) de se alterar a tensão nominal do STBW-33 do seu valor original de 12,66 kV para 11 kV para favorecer o aparecimento de transgressões de tensão. Uma forma de entender como isso afeta as tensões da rede em valores por unidade (p.u.), é observar que as magnitudes das impedâncias dos ramos no sistema p.u. são aumentadas, pois $Z_{pu} = Z_{\Omega}/Z_{base}$ e $Z_{base} = V_{base}^2/S_{base}$. Com isto a distância elétrica entre os nós de carga da rede e a fonte de tensão na subestação é incrementada, tornando-as mais propensas a variações de tensão.
- ii. Aumento de carga: para favorecer as situações de subtensão em momentos de alta demanda e baixo perfil de geração, aumentou-se a carga do sistema em 100 %. Este incremento foi realizado em cada nó de carga de maneira proporcional a sua potência nominal original e de maneira equivalente para potência ativa e reativa, preservando o fator de potência.
- iii. Adição de GDFV: de forma a favorecer as situações de sobretensão em momentos de baixa demanda e alta irradiância, fez-se uma adição ao sistema em de plantas de GDFV em cada um de seus nós de carga com um percentual de penetração de potência de 200 % em relação a potência de pico do nó. Deve-se observar que este nível de penetração de GDFV não é algo inverossímil, pois estas GD são usualmente dimensionadas de acordo com a quantidade de energia média requerida para suprir as necessidades do consumidor mensalmente e não pela potência do pico da curva de carga do consumidor. Considerando-se então o fato de que a produção das GDFV está concentrada em uma faixa de tempo diária e que há boa incidência solar, enquanto a demanda do consumidor é distribuída ao longo do dia, segue-se que uma GDFV projetada para atender toda a demanda de energia de um consumidor terá uma potência nominal maior do que o pico de demanda deste consumidor. Com isto, um alimentador em que um percentual grande de consumidores possui GDFV pode obter percentuais de penetração de potência superiores à 100 %. Por exemplo, considerando os perfis típicos de carga e irradiância utilizados neste trabalho, a energia anual produzida pelas GDFV para a penetração considerada corresponde a somente 50,8 % da energia consumida no alimentador. Ou seja, para atingir os 200 % de penetração de potência nominal considerados, bastaria que pouco mais da metade dos

consumidores do sistema tenham investido em uma GDFV com capacidade para abastecer toda sua necessidade de consumo de energia elétrica.

Todas as GDFV alocadas consideram os dados do módulo fotovoltaico Canadian Solar HiKu CS3W 450P obtidos no *datasheet* do fabricante e mostrados na Tabela 6.1 em que P_{nom} é a potência nominal do painel. O número de módulos é sempre feito de tal forma que a potência nominal das GDFV seja o mais próximo possível da potência especificada para o nó em questão.

Tabela 6.1 – Parâmetros do painel fotovoltaico Canadian Solar HiKu CS3W 450P (Canadian Solar, 2020)

Modelo	Canadian Solar HiKu CS3W 450P
P_{nom}	450 W
V_{mp}	40,7 V
I_{mp}	11,06 A
V_{oc}	49,0 V
I_{sc}	11,53 A
K_V	$-1,372 \times 10^{-1} \text{ V/}^\circ\text{C}$
K_I	$5,765 \times 10^{-3} \text{ I/}^\circ\text{C}$

Para as eficiências do modelo, consideram-se 0,9 para a eficiência do inversor η_{inv} , 0,97 para o fator de perdas por incompatibilidade entre módulos η_m e 0,96 para o fator de perdas por cobertura de sujeira η_d (Masters, 2004). Por fim, a constante empírica de ajuste γ foi avaliada com valor de 1.0633.

Os dados originais do STBW-33 não incluem o comprimento dos ramos, que devem ser considerados na metodologia de projeto ótimo da RTCOM. Desta forma, para determinar estes dados, supôs-se que todas as seções de alimentador do sistema utilizam um cabo cujo parâmetro de resistência por unidade de comprimento é de $0,303 \Omega/\text{milha}$. Com isso, pode-se estimar o comprimento dos ramos dividindo sua resistência total por este parâmetro e depois convertendo-se para km. O dado de resistência normalizada utilizado foi obtido de um condutor 4/0 de cobre cujos dados estão disponíveis em Kersting (2018).

Quatro casos de estudo foram considerados neste trabalho:

- Caso #0.1: (caso base): considera-se o sistema sem SAEB e a SMC é utilizada para obter os índices de conformidade de tensão. Não há nenhum controle disponível para mitigação de problemas de transgressão de tensão.
- Caso #0.2: (caso base modificado com adição de OLTC): idêntico ao caso base, porém com adição de dois reguladores de tensão, ambos com variação de tensão entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u. em 10 passos de 1 %, resultando em 11 posições de tape. Tais reguladores são localizados no ramo entre o nó 0 e o nó 1, e no ramo entre os nós 4 e 5. O único controle disponível para mitigação das transgressões de tensão é o ajuste dos tapes de OLTC utilizando a OVV em tempo real. O objetivo deste caso é demonstrar a incapacidade dos OLTC de solucionar sozinhos os problemas de tensão do sistema, validando a necessidade do investimento em SAEB.
- Caso #1: solução candidata inicial obtida pela aplicação da metodologia de planejamento proposta neste trabalho para investimento em um SAEB utilizando baterias de chumbo-ácido seladas.
- Caso #2: reforço da solução candidata do Caso #1 a partir da adição ao sistema de dois OLTC com mesmas características do Caso #0.2.

Para obter os parâmetros das baterias, fez-se inicialmente a escolha por um modelo comercial específico de forma a se obter as informações desejadas nas suas respectivas folhas de dados fornecidas pelo fabricante. Sendo assim, escolheu-se uma bateria de chumbo-ácido selada do modelo CPL 250-12 de fabricação da CELL POWER® (Cell Power, s.d.). As especificações desta bateria são: tensão de 12 V, corrente máxima de 75 A e carga nominal 250 Ah. Logo, a potência e a energia deste modelo são $P = 12\text{ V} \times 75\text{ A} = 0,9\text{ kW}$ e $E = 12\text{ V} \times 250\text{ Ah} = 3\text{ kWh}$, resultando em uma relação entre potência e energia $P2Er = 0.3\text{ kW/kWh}$, o que foi considerado tanto para carga quanto para descarga. Além disso, obtém-se na folha de dados a densidade energética de $3\text{ kWh} \div 78\text{ kg} \approx 38,4615\text{ Wh/kg}$.

Parte dos parâmetros restantes necessários para os modelos das SAEB foram obtidos em (Sayfudinov, et al., 2018), tais como eficiências, taxa de autodescarga e custos de investimento para cada uma das tecnologias consideradas. Para obter as eficiências de entrada η_i e saída η_o das baterias, utilizou-se as eficiências de ciclo $\eta_c = \eta_i \eta_o$. Em seguida, faz-se a consideração de eficiência iguais para carga e descarga, resultando em $\eta_i = \eta_o = \sqrt{\eta_c}$. Com isto, obtém-se $\eta_i = \eta_o \approx 0,922$. Em relação à taxa de autodescarga, utilizou-se o valor 0,2 %/dia. Por fim, os custos de instalação dos SAEB utilizados (corrigidos de libra para dólar

considerando cotação do dia 06/04/2021: 1 Libra = 1,38 dólar) foram $C_{inv,p} = 441,60 \text{ \$/kVA}$, $C_{inv,e} = 358,80 \text{ \$/kWh}$ para chumbo-ácido. Os preços de sucata das baterias de chumbo-ácido foram obtidas em (Scrap Metal Buyers, 2022) como sendo os valores, devidamente convertidos para $\text{\$/kg}$, das médias aritméticas das faixas de preço informadas no site para baterias desse tipo em $\text{\$/lb}$.

Como explicado no Capítulo 2, o número de anos esperados de vida do sistema é determinado pelo tempo de vida do filtro harmônico por este ser o componente de SAEB de menor tempo de vida excetuando-se as baterias, já que os custos de substituição destas já são consideradas na metodologia. Desta forma, tem-se $NAE = 10$ anos (EMMIS - Transformer Manufacturers & Power Supplies, s.d.). Finalmente, os limites mínimo $\underline{E}$ e máximo $\bar{E}$ para a energia nominal dos SAEB foram simplesmente arbitrados entre 100 kWh e 6MWh, respectivamente.

Em relação aos custos horários de importação de energia considerados nos modelos operacionais, utilizou-se a curva de preços mostrada na Figura 6.2. Esta curva foi obtida a partir da solução de um problema de FPO para despacho econômico utilizando o modelo de fluxo CC (Wood, et al., 2014) para cada hora de operação do sistema teste de transmissão em (Bertoldi, et al., 1988) no seu dia de pico. Tendo-se solucionado o problema, obteve-se o custo marginal local de operação de cada barra a partir dos multiplicadores de Lagrange da solução (Kirschen & Strbac, 2004). A curva da Figura 6.2 corresponde ao comportamento dos custos marginais da barra com maior custo médio para as 24 horas consideradas. Este procedimento buscou apenas gerar uma curva de custo para utilização nos modelos em que estas informações são requeridas, não sendo uma metodologia precisa de cálculo de tarifas de energia.

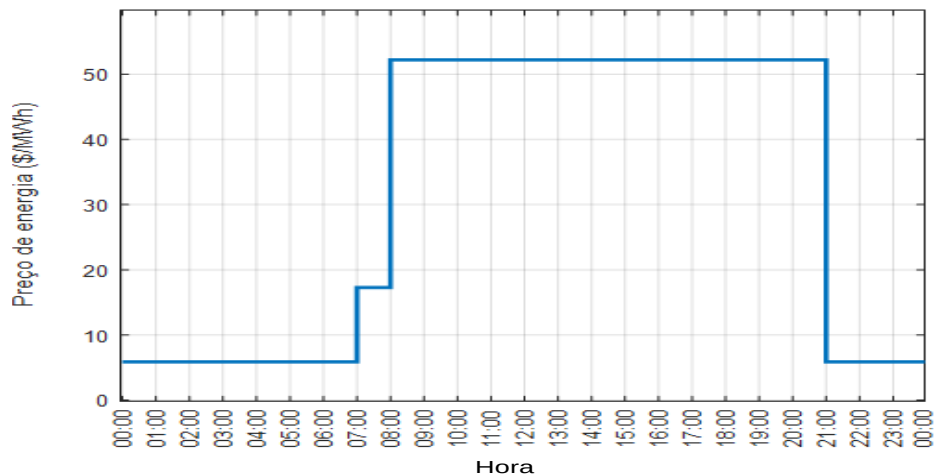


Figura 6.2 - Curva de preços horários de importação de energia da rede externa.

As mesmas FDP horárias de irradiância e demanda por dia típico são utilizadas em todos os casos de estudo. Todas as otimizações realizadas neste trabalho utilizam perfis esperados de produção de GDFV e de carga baseados nos valores médios destas FDP. Por exemplo, a Figura 6.3a apresenta estes perfis típicos para um dia de semana da estação seca, enquanto a Figura 6.3b demonstra o efeito esperado da combinação destes perfis na curva de carga líquida do alimentador antes do investimento nos SAEB.

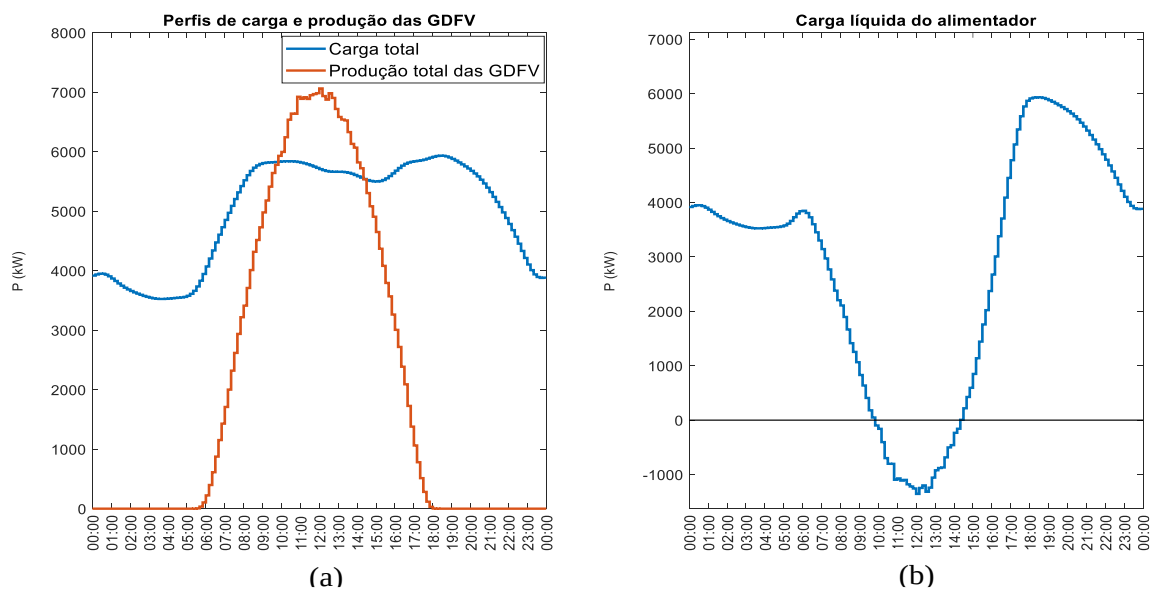


Figura 6.3 - a) Perfis típicos de carga e GDFV b) Curva de carga líquida do alimentador para dia típico de semana da estação seca antes da alocação de SAEB.

Em relação aos dados de confiabilidade dos equipamentos modelados neste trabalho (componentes de SAEB e links de comunicação), utilizam-se os valores dados pela Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Dados de confiabilidade dos equipamentos modelados.

Equipamento	Taxa de falha (falhas/ano)	Tempo médio de reparo (horas)
Conversor bidirecional	0,07299	1,4286
Filtro	$3,767 \times 10^{-3}$	2
Transformador	0,00111	5
Fibra ótica	0,004/km	24
Roteador	0,1429	4

Os dados relativos ao filtro e ao conversor bidirecional são obtidos de (Rahmat, et al., 2011), enquanto os dados do transformador são obtidos de (IEEE, 2007). Por sua vez, os dados relativos a *links* de fibra ótica e aos roteadores foram obtidos de (Celli, et al., 2013). Como explicado no Capítulo 2, as taxas de falha equivalente relativas às baterias são calculadas de forma a obter as mesmas disponibilidades obtida por uma SMC utilizando suas distribuições de tempo de falha para as condições de operação definidas pelo pré-despacho. O tempo de reparo médio dos bancos de bateria é considerado o mesmo de uma única bateria, informação que é obtida em (Rahmat, et al., 2011) como sendo 3,125 horas.

Para os parâmetros dos AG utilizados para alocação e para projeto ótimo da RTCOM, assumiu-se: 100 indivíduos, probabilidade de cruzamento de 50 %, taxa de mutação de 1 %. A escolha de uma população com 100 indivíduos se deve ao fato de que este valor é bastante usado na maioria dos trabalhos publicados (Linden, 2012). No modelo de alocação de SAEB, assume-se um número mínimo de 2 SAEB a serem alocados no sistema e um número máximo de 3. Para os nós candidatas de alocação destes sistemas, assume-se a possibilidade de alocação em todos os nós do sistema com exceção da subestação. Isto foi feito para avaliar a performance do método em um espaço de busca de tamanho razoável, mesmo que o sistema teste utilizado seja de pequeno porte. Para a tolerância utilizada para a convergência genética do AG de alocação de SAEB, utilizou-se um valor de $\delta = 0,0005$. Por fim, a tolerância de risco de violação dos índices de conformidade de tensão utilizada na metodologia de planejamento foi de 5 %.

Em termos das plataformas computacionais utilizadas para as implementações neste trabalho, todos os modelos utilizados na metodologia de planejamento proposta foram executados em um *notebook* com processador Intel® Core™ i7-8565U com 12 GB de memória RAM e *clock* de 1,99 GHz, utilizando a versão R2020a do MATLAB® e chamando a versão 9.2.1 do *solver* numérico comercial Gurobi para solução dos problemas de otimização matemática.

6.2 Resultados

6.2.1 Resultados do Caso #0.1 (caso base)

Aplicando-se a SMCS ao Caso #0.1, obteve-se a avaliação dos índices de conformidade de tensão após 100 anos de simulação (2600 semanas por período climático), dado que houve convergência de acordo com o critério da incerteza relativa abaixo de 5 % para todos os riscos de violação dos índices nodais. O tempo de CPU foi de apenas 13 m 1s, dado que neste caso de estudo não há a execução de nenhuma otimização embarcada na SMC, apenas avaliações de estado da rede por fluxo de potência. Os riscos de violação dos índices nodais em um ano de operação são dados pela Figura 6.4, de onde pode se observar que o risco de violação dos índices *DRP* e *DRC* é muito superior ao tolerável em um número considerável de barras do sistema, sendo que o risco é igual a 100 % para a maioria dos nós com violação da meta. Observando-se que os riscos de violação das metas dos índices de conformidade são inaceitáveis para o caso base, investimentos para a correção do problema fazem-se necessários.

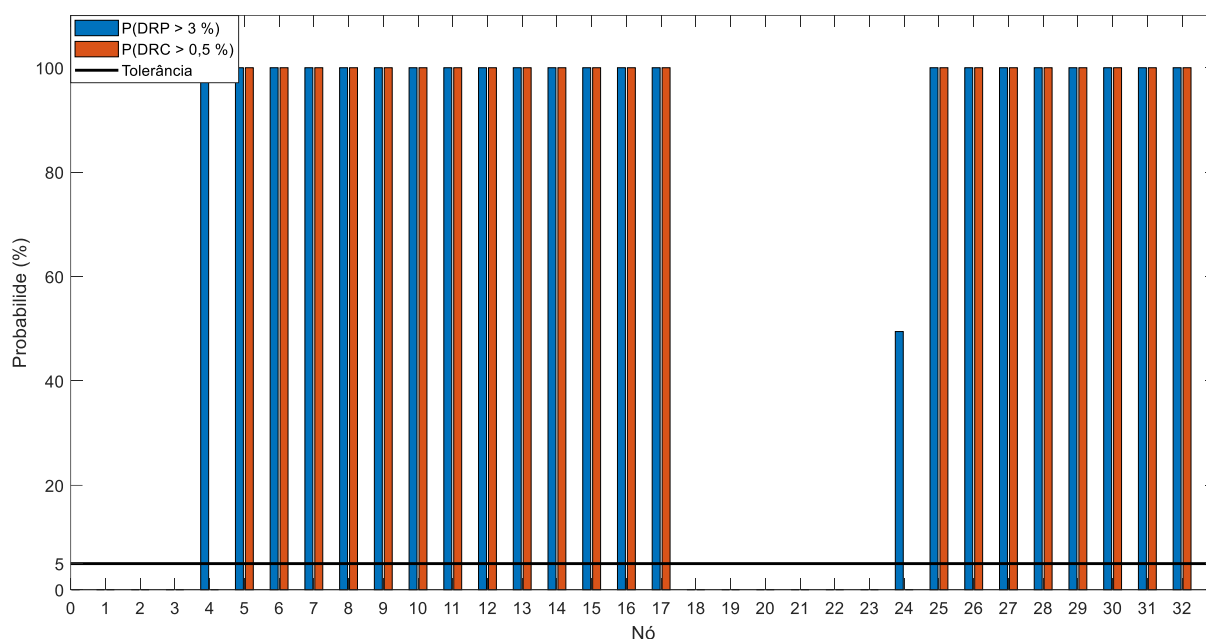


Figura 6.4 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #0.1 base em um ano de operação.

6.2.2 Resultados do Caso #0.2 (caso base modificado com adição de OLTC)

O Caso #0.2 representa uma tentativa de solução do problema do caso base recorrendo-se inicialmente somente à inclusão de OLTC no sistema, um dispositivo de controle de tensão comumente encontrado em SD convencionais. A aplicação da SMCS à rede elétrica neste caso obteve os índices desejados em 16 h 14 m 41 s de processamento, tendo convergido para uma incerteza relativa de 5 % após 100 anos de simulação. O considerável incremento de tempo computacional em relação ao Caso #0.1 se deve à presença das otimizações em tempo real para controle dos OLTC, agora presentes no sistema. Os valores de risco de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para um ano de operação são comparados à tolerância especificada de 5 % no gráfico da Figura 6.5. Pode-se observar a partir dos gráficos, que os riscos de violação dos índices nodais ainda se encontram em níveis intoleráveis, mesmo com as tentativas de mitigação dos problemas de tensão em tempo real a partir da atuação dos tapes dos OLTC via OVV. Estes resultados demonstram a necessidade dos investimentos em SAEB para controle dos níveis de tensão da rede, dado que o controle de tensão exercido pelos OLTC não foi capaz de solucionar o problema sozinho.

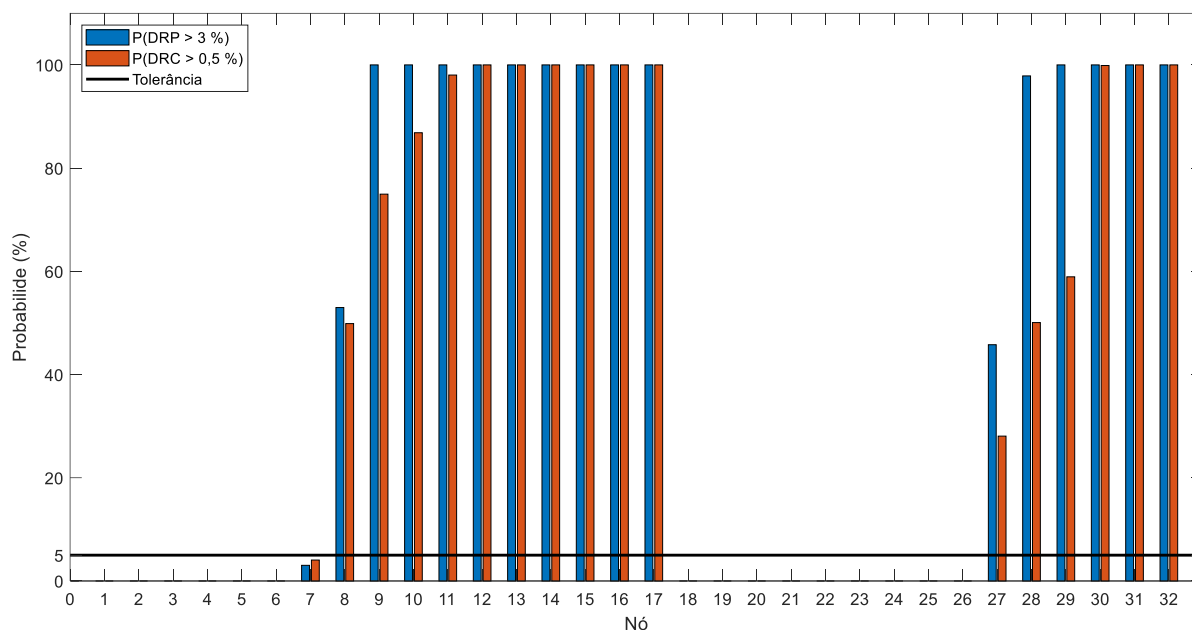


Figura 6.5 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #0.2 base em um ano de operação.

6.2.3 Resultados do Caso #1

6.2.3.1 Alocação

O modelo de alocação ótima de SAEB considerando baterias seladas de chumbo-ácido convergiu em 220 gerações, tendo executado em 7 dias 14 h 56 m 9 s. Os resultados obtidos pelo modelo para este caso são mostrados na Tabela 6.3, enquanto a Figura 6.6 indica as posições dos dispositivos no sistema. O custo capital do sistema, incluindo o investimento inicial em baterias e no sistema de conversão, bem como a depreciação dentro do período de vida útil do sistema, foi de \$ 9.836.302,71. Sob as condições operacionais previstas pelo despacho ótimo e considerando os valores de máxima profundidade de descarga obtidos, os valores esperados de vida útil das baterias foi de 6,2401 anos para o SAEB #1, 6,5258 anos para o SAEB #2 e 5,2999 anos para o SAEB #3. O erro de complementaridade total do despacho típico para a solução de planejamento obtida foi de 0,1887, acima da tolerância especificada, mas suficientemente pequeno para ser desprezado. Além disso, não houve penalizações por violações dos limites de tensão *soft* utilizados no modelo de despacho típico nesta configuração.

Tabela 6.3 - Resultados da alocação de SAEB para o Caso #1.

Equipamento	Nó	Energia nominal (kWh)	DoD_{max} (%)
SAEB #1	6	4.315,51	56,46
SAEB #2	16	5.723,20	62,24
SAEB #3	32	3.948,90	71,39

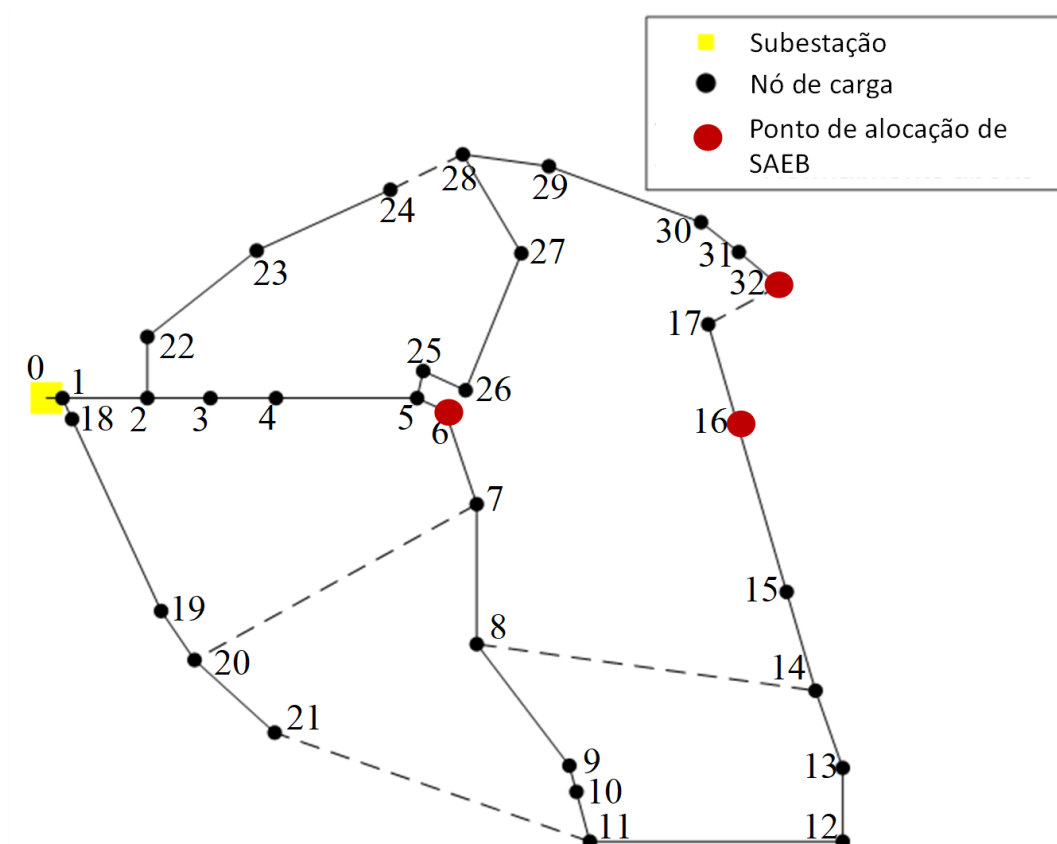


Figura 6.6 - Localização dos SAEB alocados no sistema STBW-33 para o Caso #1.

6.2.3.2 Taxas de falha equivalente das baterias

Após ter-se obtido as respostas do problema de alocação, a próxima etapa da metodologia de planejamento proposta consiste na obtenção das taxas de falha equivalentes das suas baterias para obtenção das cadeias de Markov utilizadas para representar os processos de falha e repara na SMC de teste da conformidade de tensão. Para isto, é necessário inicialmente

determinar o número de baterias em cada banco, dividindo-se a energia nominal determinada pelo modelo de alocação pela energia nominal de uma única bateria. Como a energia nominal dos SAEB é tratada como uma variável contínua no problema de alocação, mas a quantidade de baterias é um número inteiro, faz-se necessário aproximar o resultado da divisão para o inteiro de maior valor. Isto altera ligeiramente a energia e a potência nominais do SAEB que passam a ter os valores de projeto descritos pela Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Dados de projetos dos SAEB após obtenção do número de baterias.

Equipamento	N_b	E_b^{cap} (kWh)	S_b^{cap} (kVA)
SAEB #1	1439	4.317,00	1.295,12
SAEB #2	1908	5.724,00	1.717,20
SAEB #3	1317	3.951,00	1.185,30

Para obter as taxas de falha equivalentes das baterias, tal como explicado no Capítulo 3, ajustam-se inicialmente distribuições Weibull para o tempo até a falha T pelo método dos momentos, considerando-se o valor médio como tempo estimado de vida útil desses dispositivos e o desvio padrão como um percentual deste valor médio estimado na literatura. Com isso, obtiveram-se as distribuições de tempo de falha mostrados na Figura 6.7.

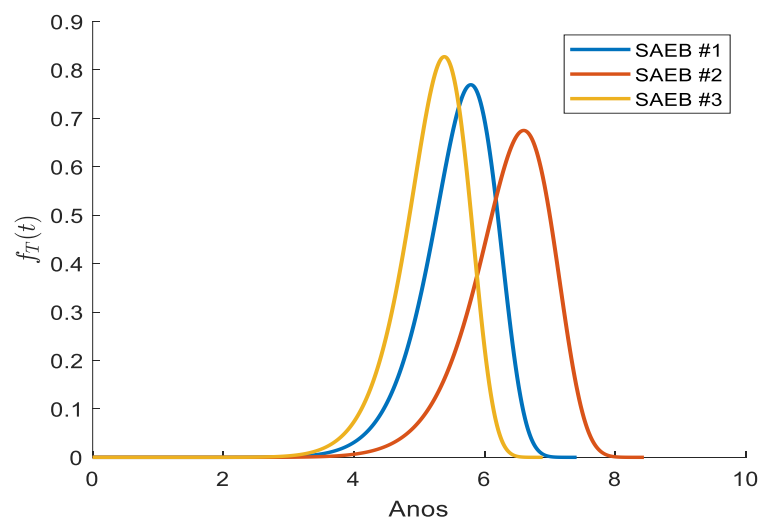


Figura 6.7 - FDP dos tempos de falha para o Caso #1.

Com base nas distribuições de tempo de falha, realizou-se o estudo de obtenção de taxas de falha equivalentes através da SMC descrita no Capítulo 3, resultando nos dados da Tabela 6.5 - Resultados da SMC para modelagem equivalente dos bancos de bateria para o Caso #1. Tabela 6.5.

Tabela 6.5 - Resultados da SMC para modelagem equivalente dos bancos de bateria para o Caso #1.

Equipamento	A_B (%)	λ_B^{eq} (falhas/ano)	λ_b^{eq} (falhas/ano)
SAEB #1	98,7752	34,7588	$2,4155 \times 10^{-2}$
SAEB #2	98,5165	42,2127	$2,2124 \times 10^{-2}$
SAEB #3	98,7041	36,8033	$2,7945 \times 10^{-2}$

6.2.3.3 Projeto ótimo da RTCOM

Dando sequência à metodologia de planejamento de SAEB proposta neste trabalho, faz-se então o processo de definição dos projetos da topologia da RTCOM, de forma a obter uma solução candidata inicial para o problema de planejamento de SAEB, para sua subsequente testagem. O tempo de execução do modelo de projeto ótimo da RTCOM para uma disponibilidade mínima estabelecida em 99 % foi de aproximadamente 26 m 58 s para obter a solução cujos dados de nós e ramos são apresentados, respectivamente, na Tabela 6.6 e na Tabela 6.7. O diagrama unifilar da rede obtida projetado sobre o STBW-33 é mostrado na Figura 6.8. Pode-se observar que uma topologia radial simples foi o suficiente para estabelecer conectividade entre todos os pontos de interesse da rede e simultaneamente satisfazer a disponibilidade desejada para os nós de alocação dos SAEB, tendo obtido uma indisponibilidade de $2,0132 \times 10^{-4}$ para o nó 6; $3,8315 \times 10^{-4}$ para o nó 32; e $4,5482 \times 10^{-4}$ para o nó 16.

Tabela 6.6 - Dados de nós da RTCOM para o Caso #1.

Tipo de nó	Posição na rede elétrica
Centro de controle	0
Roteador	2
Sensor/controlador	6
Sensor/controlador	16
Sensor/controlador	32

Tabela 6.7 - Dados de ramos da RTCOM para o Caso #1.

Nó inicial	Nó final	Caminho percorrido	Comprimento (km)	Taxa de falha (f./ano)
0	2	0 → 1 → 2	3,1083	$1,2433 \times 10^{-2}$
2	6	2 → 3 → 4 → → 5 → 6	9,3122	$3,7249 \times 10^{-2}$
2	32	5 → 22 → 23 → 24 → → 28 → 29 → 30 → → 30 → 31 → 32 →	25,9119	$10,3648 \times 10^{-2}$
32	16	32 → 17 → 16	6,5436	$2,6174 \times 10^{-2}$

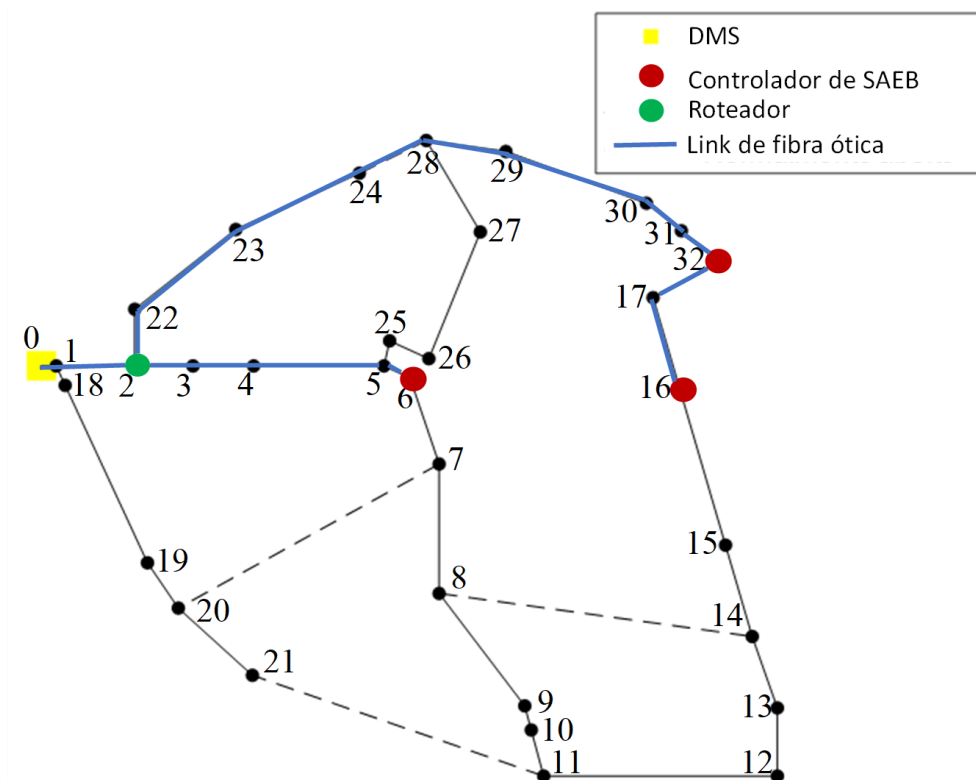


Figura 6.8 - Diagrama unifilar da RTCOM projetada no STBW-33 para o Caso #1.

6.2.3.4 Testagem da qualidade da solução quanto à conformidade de tensão

Os projetos dos SAEB especificados na Tabela 6.4 em combinação com o projeto de RTCOM definido pela Tabela 6.6 e pela Tabela 6.7 formam a primeira solução candidata para o problema do planejamento de SAEB. Faz-se então a avaliação probabilística da conformidade

de tensão via SMC para este caso com objetivo de verificar se os riscos de violação dos índices nodais são ou não aceitáveis. A SMC para este caso foi interrompida após 100 anos de simulação por ter convergido de acordo com o critério da incerteza relativa, com um tempo de execução de 22 h 28 m 2 s. Os riscos de violação dos índices nodais anuais para este caso são mostrados na Figura 6.9. Pode-se observar uma drástica redução nos riscos de violação dos valores máximos dos índices nodais em relação ao caso base. Esta redução é muito mais expressiva do que a observada para o Caso #0.2 em que se utilizam apenas OLTC para melhoria dos perfis de tensão da rede. No entanto, há ainda no Caso #1 alguns nós cuja meta de risco foi violada, sendo essa violação ainda muito expressiva para o *DRC* nos nós 16 e 17. Por exemplo, o risco de violação da meta para este índice no nó 16 é de 34,41 %. Tais resultados indicam a necessidade de se reforçar a solução de planejamento.

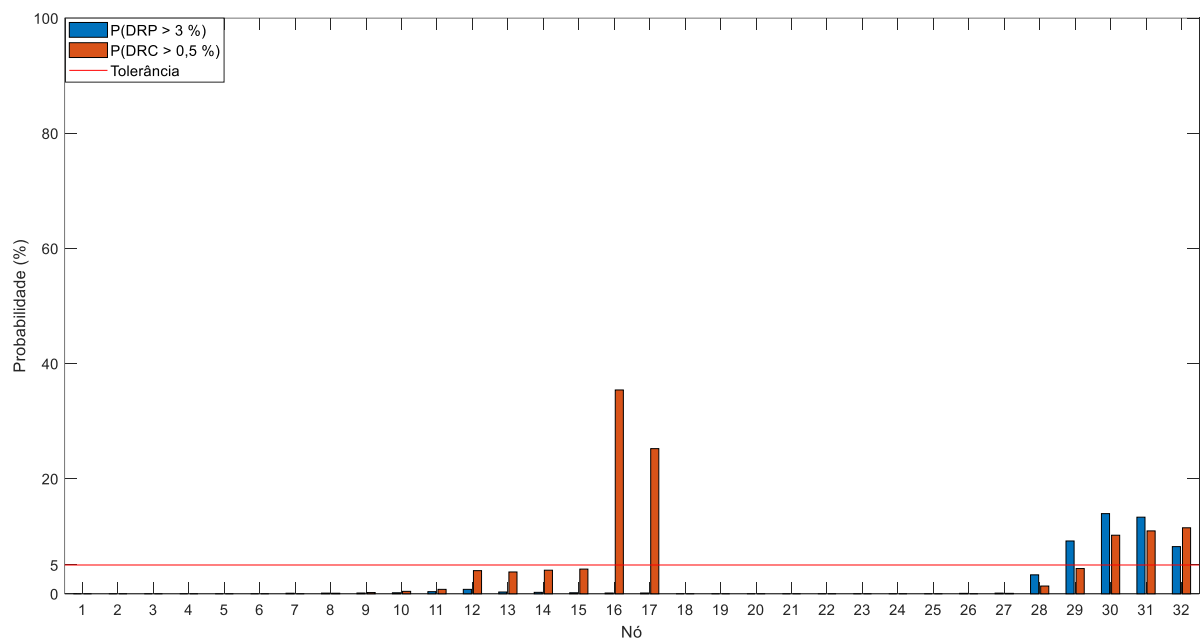


Figura 6.9 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #1 para um ano de operação.

Utilizando-se a heurística proposta no Capítulo 3 para decisão do tipo de reforço a ser realizado, se melhoria da disponibilidade de comunicação por melhoria da robustez da RTCOM ou se adição de OLTC ao sistema, fez-se a opção pela segunda alternativa, já que a probabilidade de falha física em uma semana com violação de índice obtida foi de 88,44 %, enquanto a probabilidade de falha de comunicação nas mesmas semanas foi de 0,99 %. Este

resultado indica que melhorias na RTCOM provavelmente não serão muito eficazes, já que esta já é suficientemente robusta devido à baixa probabilidade de falha de seus componentes.

6.2.4 Resultados do Caso #2

6.2.4.1 Atualização da vida útil e das taxas de falha equivalentes das baterias

Na metodologia proposta neste trabalho o tempo de vida útil das baterias é estimado a partir das curvas do despacho típico porque estas fornecem uma previsão do comportamento operacional das baterias dos SAEB no período estudado. Com a introdução dos OLTC no sistema, as curvas de despacho típico de SAEB encontradas serão diferentes, afetando a estimativa das vidas úteis. Desta forma, é importante que se atualize estas estimativas simulando-se novamente o FPO #1 sob as mesmas condições em que ele será usado pela SMC de conformidade de tensão, já que é neste problema que as taxas de falha equivalente serão utilizadas. A Figura 6.10 demonstra a diferença nas estimativas de vida útil dos SAEB entre os casos em que se consideram os tapes nominais e em que eles são ajustados pelo modelo de otimização.

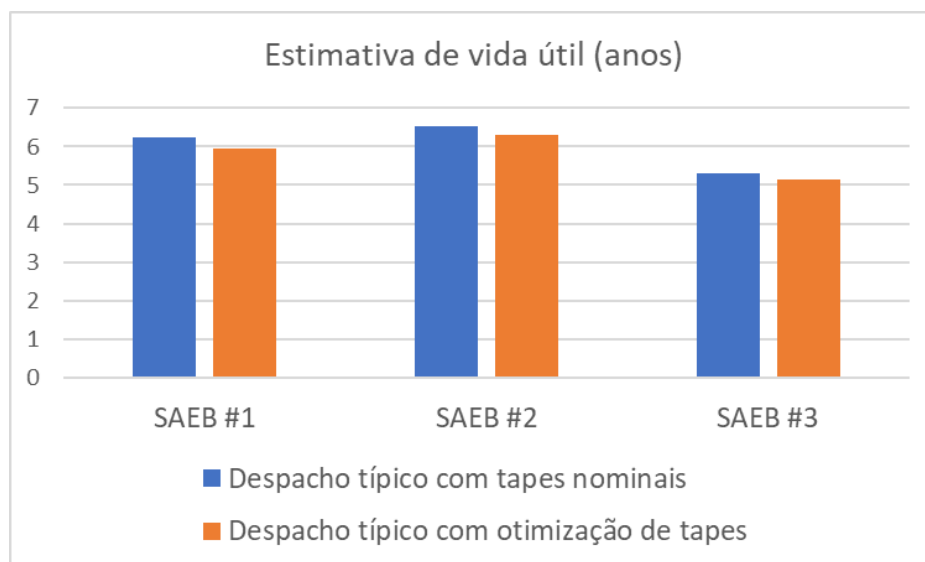


Figura 6.10 - Diferenças na estimativa de vida útil das baterias dos SAEB em termos da otimização ou não dos tapes de OLTC.

Pode-se observar a partir da Figura 6.10 que no caso com otimização dos tapes há pequena redução da vida útil das baterias dos SAEB. Isto ocorre porque a inclusão destes novos graus de liberdade ao problema de pré-despacho resulta em uma maior utilização dos SAEB para obtenção de ganhos financeiros por arbitragem tarifária sem provocar problemas de tensão na rede, devido ao ajuste dos OLTC. Com isso, há uma ligeira redução da vida útil das baterias devido a maior quantidade de energia armazenada e injetada nos seus ciclos de operação diários.

Tendo-se atualizado a estimativa e vida útil das baterias, pode-se então atualizar as funções densidade de probabilidade $f_T(t)$ do tempo de falha destes equipamentos e realizar um novo estudo de disponibilidade dos bancos de bateria. A Tabela 6.8 compara as novas taxas de falha equivalentes obtidas para o Caso #2 em relação àquelas obtidas no Caso #1.

Tabela 6.8 – Comparação das taxas de falha equivalente das baterias para o Caso #1 e para o Caso #2.

Equipamento	Caso #1	Caso #2
SAEB #1	$2,4155 \times 10^{-2}$	$2,5692 \times 10^{-2}$
SAEB #2	$2,2124 \times 10^{-2}$	$2,1879 \times 10^{-2}$
SAEB #3	$2,7945 \times 10^{-2}$	$2,7674 \times 10^{-2}$

Observa-se na Tabela 6.8 que as taxas de falha equivalente são muito próximas nos dois casos, o que era previsto já que a variação da vida útil esperada foi também pequena. De fato, os valores são tão próximos que a variabilidade amostral da SMC não permite fazer distinção qualitativa entre os valores apenas. Por exemplo, as taxas de falha do SAEB #2 e do SAEB #3 no Caso #2 foram menores do que os do Caso #1, embora a vida útil esperada tenha sido maior. Este resultado só é possível por conta da incerteza amostral introduzida pelos sorteios de estado da SMC e pela extrema proximidade dos valores.

Tendo-se atualizado os valores das taxas de falha das baterias sob as novas condições de operação, pode-se então realizar uma nova SMC para obtenção dos riscos de violação dos índices de conformidade de tensão no Caso #2. A SMC para este caso foi interrompida após 100 anos de simulação por ter convergido de acordo com o critério da incerteza relativa, executando em 29 h 13 m 37 s. Os riscos de violação dos índices nodais para este caso são

mostrados na Figura 6.11 (período chuvoso), na Figura 6.12(período seco) e na Figura 6.13 (ano todo). A análise dos resultados mostrados nas figuras indica que a solução candidata dada pelo Caso #2 torna os riscos de violação dos índices DRP e DRC desprezíveis para todas as barras e em todos os períodos estudados, demonstrando que a solução obtida é de fato robusta frente às incertezas consideradas. Sendo assim, não há necessidade de reforço e pode-se adotar a solução candidata como a resolução final do problema de planejamento de SAEB.

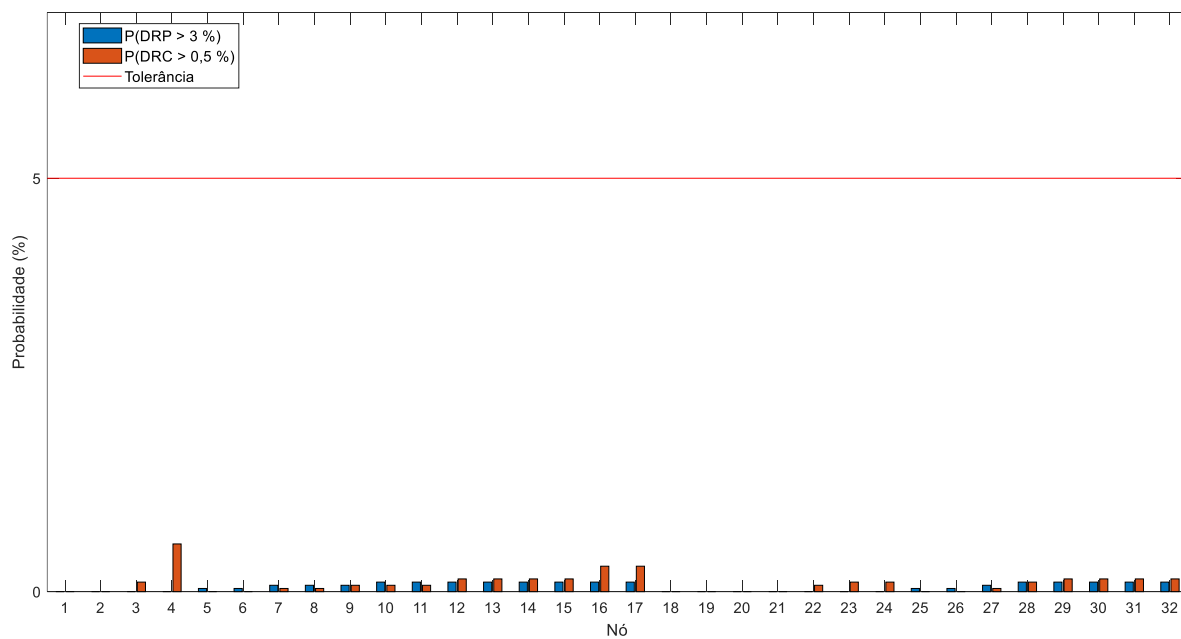


Figura 6.11 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #1.1 no período chuvoso.

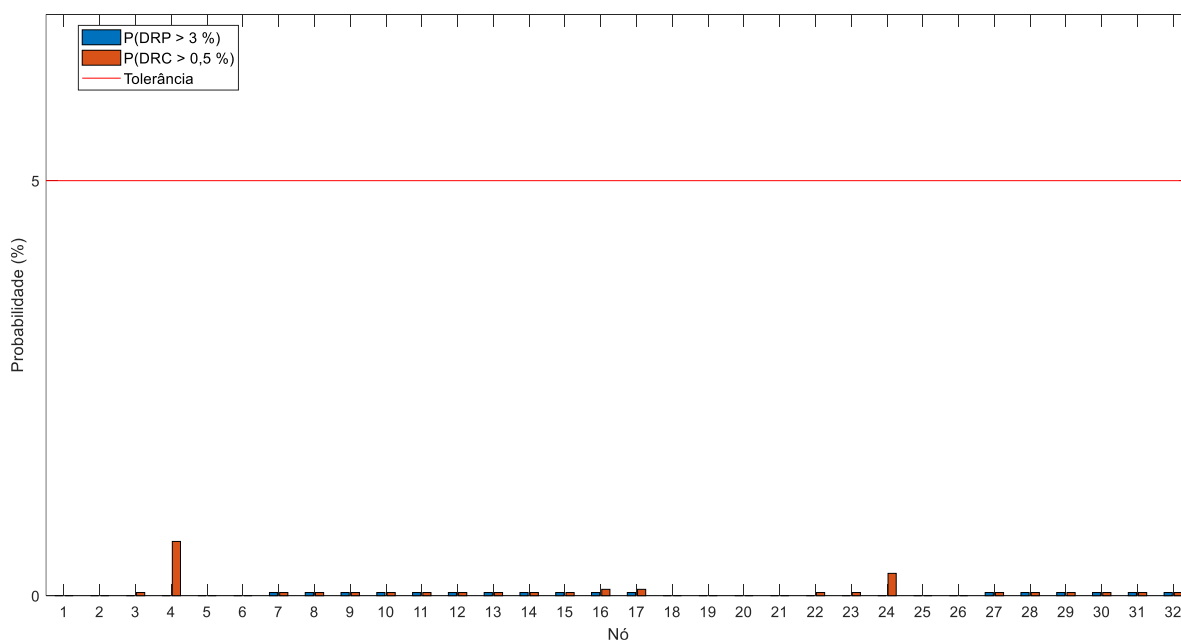


Figura 6.12 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #1.1 no período seco.

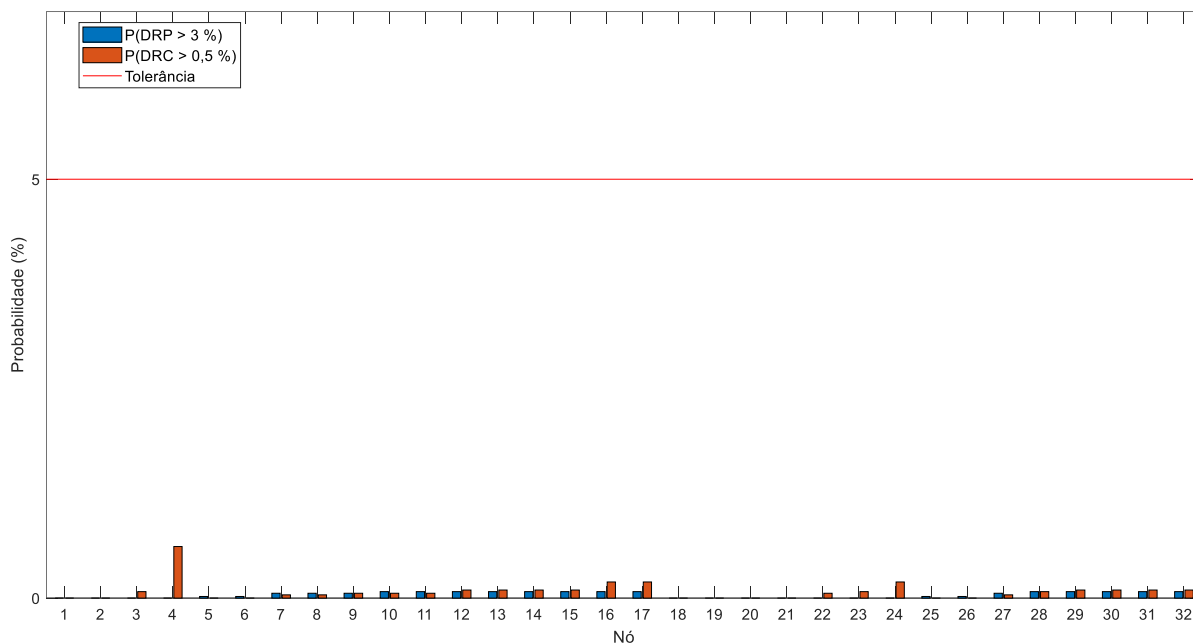


Figura 6.13 - Riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão para o Caso #1.1 e para o ano todo.

6.2.5 Comparações entre os casos de estudo

Tendo-se obtido a solução final para o problema de planejamento, pode-se então avaliar a melhoria de performance da conformidade de tensão do SD, comparando os índices obtidos no Caso #2 em relação ao caso base. A comparação dos riscos de violação dos índices nodais DRP e DRC obtidos já indica uma melhoria significativa da qualidade da tensão em regime permanente no sistema após o investimento nos SAEB. No entanto, as melhores métricas para quantificar a melhoria da performance da conformidade de tensão do sistema como um todo são os índices sistêmicos DRP_{eq} e DRC_{eq} , já que estes representam as médias dos índices nodais DRP e DRC , nessa ordem, para todos os nós de carga do sistema. Os valores esperados destes índices para o Caso #0.1 e para o Caso #2 são mostrados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 - Índices de conformidade de tensão sistêmicos por caso de estudo.

Índice	Caso #0.1	Caso #0.2	Caso #1	Caso #2
DRP_{eq} (%)	44,0573	6,7344	0,7029	0,0050
DRC_{eq} (%)	26,6872	2,4893	0,0812	0,0072

A análise dos valores esperados dos índices sistêmicos confirma o padrão encontrado pela avaliação dos riscos de violação dos índices nodais, i.e., os casos avaliados podem ser ordenados em termos da conformidade de tensão, do pior para o melhor, na seguinte sequência: Caso #0.1, Caso #0.2, Caso #1 e Caso #2. No entanto, a avaliação dos índices sistêmicos permitiu observar também que, apesar dos riscos de violação dos índices nodais não terem variado muito significativamente do Caso #0.1 para o Caso #0.2, há na verdade uma expressiva melhoria da conformidade de tensão com a introdução dos OLTC no sistema, representado, por exemplo, por uma redução do DRC_{eq} de 90,67 %. Este resultado indica que a avaliação numérica dos índices sistêmicos gera um panorama mais geral da conformidade do que a simples avaliação dos riscos de violação dos índices nodais, ainda que essa métrica seja de vital importância por definir a obrigação regulatória da distribuidora no PRODIST. Por fim, pode-se observar também a partir da Tabela 6.9 que a solução final encontrada pelo Caso #2 foi muito efetiva em reduzir os problemas de transgressão de tensão da rede como um todo, obtendo reduções percentuais em relação ao caso base maiores de que 99,9887 % para o DRP_{eq} e de 99,9730 % para ambos os índices sistêmicos. Isto demonstra uma redução significativa, tanto dos eventos associados a ocorrência de tensões precárias, quanto aqueles relativos à ocorrência de tensões críticas no sistema.

Além da comparação dos valores médios dos índices, pode-se também avaliar as suas distribuições de probabilidade obtidas empiricamente pela SMC para cada um dos casos. Assim, pode-se avaliar não somente o efeito dos investimentos nas médias dos índices, mas também nas suas dispersões. Por exemplo, a Figura 6.14a apresenta os diagramas de caixa do índice DRP_{eq} para os casos de estudo avaliados, enquanto a Figura 6.14b apresenta os diagramas análogos para o índice DRC_{eq} . Pode-se observar a partir das distâncias interquartílicas dos índices (distância numérica entre o quartil superior e o inferior), que a dispersão dos índices sistêmicos tende a se reduzir seguindo o padrão de redução das médias dos índices observada, (exceção para a variação da dispersão do DRP_{eq} do Caso #0.1 para o Caso #0.2). Isto é um bom resultado, pois indica que os investimentos tendem a não só melhorar o perfil de tensão da rede, como também reduzem sua incerteza operacional, especialmente para o DRC_{eq} para o qual a redução na dispersão foi bastante expressiva. Finalmente, é importante observar que nos casos com SAEB há alguns *outliers* na distribuição obtida, i.e., eventos raros com valores maiores que o quartil superior ou menores que o inferior por uma distância maior ou igual a 150 % da distância interquartílica (distância numérica entre o quartil

superior e o inferior) (Mathworks, 2022). No caso do índice DRP_{eq} , por exemplo, o maior dos valores extremos chega a ser maior do que o valor máximo do Caso #0.2 e do Caso #1. No entanto, estes são eventos de extrema raridade que não devem ser considerados na avaliação da performance do investimento realizado.

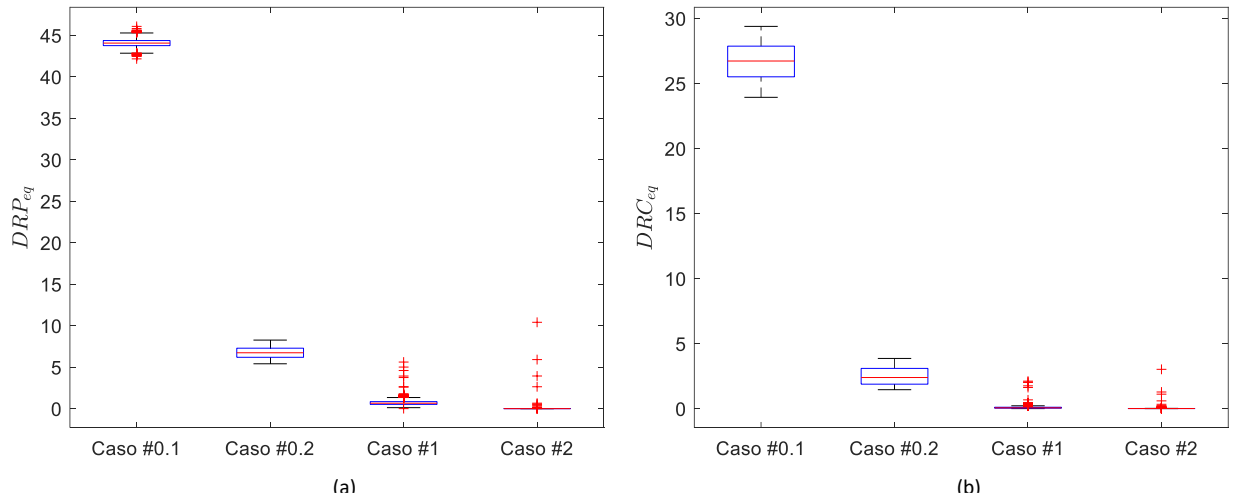


Figura 6.14 - Diagramas de caixa para cada caso de estudo das distribuições empíricas obtidas (a) para o DRP_{eq} (b) para o DRC_{eq} .

Embora os diagramas de caixa representem uma forma de fácil visualização resumida das características das distribuições dos índices, é interessante também analisar os valores numéricos de suas estatísticas. A Tabela 6.10 e a Tabela 6.11 apresentam o resumo das estatísticas do DRP_{eq} e do DRC_{eq} respectivamente. Nestas tabelas, o intervalo de confiança para a média foi calculado com uma confiança de 95 %. Um intervalo de confiança de 95 % para a média μ de uma distribuição amostral pode ser encontrado a partir de (6.1) (Montgomery & Runger, 2011).

$$\bar{x} - 1,96 \frac{\sigma}{\sqrt{N}} \leq \mu \leq \bar{x} + 1,96 \frac{\sigma}{\sqrt{N}} \quad (6.1)$$

Em que μ é a média verdadeira da distribuição, N é o número de amostras e $\bar{x}$ e σ são respectivamente, os estimadores de média e desvio padrão obtidas a partir das amostras da distribuição.

Tabela 6.10 – Comparação das estatísticas do DRP_{eq} entre cada caso de estudo.

	Caso #0.1	Caso #0.2:	Caso #1	Caso #2
Limite inferior do intervalo de confiança	44,0450	6,7114	0,6949	0.0000
Média	44,0573	6,7344	0,7029	0,0050
Limite superior do intervalo de confiança	44,0696	6,7575	0,7108	0.0019
Desvio padrão	0,4522	0,5995	0,2917	0,1791
Valor mínimo	42,1565	5,4036	0,0000	0,0000
Quartil inferior	43,7531	6,1849	0,5084	0,0000
Mediana	44,0569	6,7305	0,6510	0,0000
Quartil superior	44,3638	7,2824	0,8402	0,0000
Valor máximo	46,0720	8,2589	5,6114	10,4043

Tabela 6.11 - Comparação das estatísticas do DRC_{eq} entre cada caso de estudo.

	Caso #0.1:	Caso #0.2:	Caso #1	Caso #2
Limite inferior do intervalo de confiança	26,6532	2,4651	0,0812	0,0053
Valor médio	26,6872	2,4893	0,0898	0,0072
Limite superior do intervalo de confiança	26,7212	2,5135	0,0788	0,0091
Desvio padrão	1,2507	0,6305	0,0837	0,0494
Valor mínimo	23,9304	1,4540	0,0000	0,0000
Quartil inferior	25,5069	1,8787	0,0310	0,0031
Mediana	26,7222	2,3903	0,0589	0,0062
Quartil superior	27,8646	3,0909	0,1054	0,0093
Valor máximo	29,3837	3,8566	2,1112	3,0196

Pode-se observar a partir dos intervalos de confiança apresentados nas tabelas que as variações dos índices obtidas entre cada caso de estudo estão além de dúvida razoável causada pela incerteza relacionada a variabilidade amostral da SMC, demonstrando efetivamente as melhorias obtidas com os investimentos. Além disso, as estatísticas obtidas reafirmam as conclusões tiradas a partir dos diagramas de caixa acerca da variação da dispersão dos índices

entre os casos. Por exemplo, há uma redução percentual de 60,39 % do desvio padrão do DRP_{eq} e de 96,05 % para o DRC_{eq} entre o caso base e a solução final, confirmando que a dispersão dos índices em torno da média foi significativamente reduzida, especialmente para o índice associado às tensões críticas. Por fim, uma breve observação deve ser feita em relação ao limite inferior do intervalo de confiança da média do DRP_{eq} no Caso #2, pois a utilização de (6.1) de fato resultou em um valor negativo para esta estatística. No entanto, como o índice em questão é, por definição, não negativo, adotou-se o valor 0 como limite inferior do seu intervalo de confiança.

6.2.6 Resultados do modelo de pré-despacho para a solução escolhida

A seguir apresentam-se os resultados do modelo de otimização de planejamento da operação por dia típico para configuração de planejamento escolhida. Para facilitar a compreensão dos gráficos de despacho gerados, esta seção se inicia com um resumo dos efeitos do despacho na carga líquida do alimentador e no custo de compra de energia em comparação com o caso base. Por exemplo, a Figura 6.15 traz este resumo para um dia útil do período seco, em que, tanto o pico de demanda quanto de geração, são mais acentuados dentre os dias típicos considerados. Nesta figura, os gráficos na primeira linha apenas reproduzem a curva de custo de compra de energia já apresentada na Seção 6.1. Isto é feito para facilitar a visualização do efeito da estratégia de arbitragem em relação aos gráficos apresentados nas linhas seguintes. Na segunda linha, apresentam-se as curvas de carga líquidas do alimentador antes (à esquerda) e depois da alocação dos SAEB (à direita) em um dia de semana do período seco. Por fim, na terceira linha, compara-se o custo de operação cumulativo em função do tempo do sistema para os mesmos casos.

A partir da figura alguns efeitos da utilização dos SAEB tornam-se claros. Em primeiro lugar, a reversão de fluxo para rede externa por excesso de geração que ocorre no Caso #0.1 é evitada pelo despacho no Caso #2, tal como esperado pelo modelo. Para isto, o despacho das baterias obtém efeitos simultâneos de preenchimento de vale e redução de pico da curva de carga do alimentador. Em termos de custo operacional, pode-se observar que o despacho efetivado busca evitar o consumo nos períodos de preços de compra de energia mais elevados. Com isto, obtém-se um custo de compra de energia esperado para este dia típico 41,57 % em relação ao caso base, o que é bastante considerável. Realizando-se o cálculo do valor esperado diário desse custo considerando as devidas probabilidades dos dias típicos, obtém-se uma

redução de \$ 748,07/dia, o que resulta em custo evitado de compra de energia de \$ 2.730.455,50 ao longo dos 10 anos de vida útil esperada do investimento. Este valor não gera lucro sobre os custos de investimento da solução obtida, que foi de \$ 9.836.302,71, mas corresponde a uma amortização de 27,76 % desse custo. Considerando-se que o investimento já é justificado pelos níveis inaceitáveis dos índices de conformidade de tensão da rede no caso base, então pode-se entender que o benefício de arbitragem produz uma redução de custo significativa sobre um investimento que é absolutamente necessário por motivos técnicos. Além disso, é importante observar que investimentos para garantir a qualidade da energia ao consumidor e que tenham sido eficientemente planejados podem ser reconhecidos na revisão tarifária, de forma a serem devidamente remunerados.

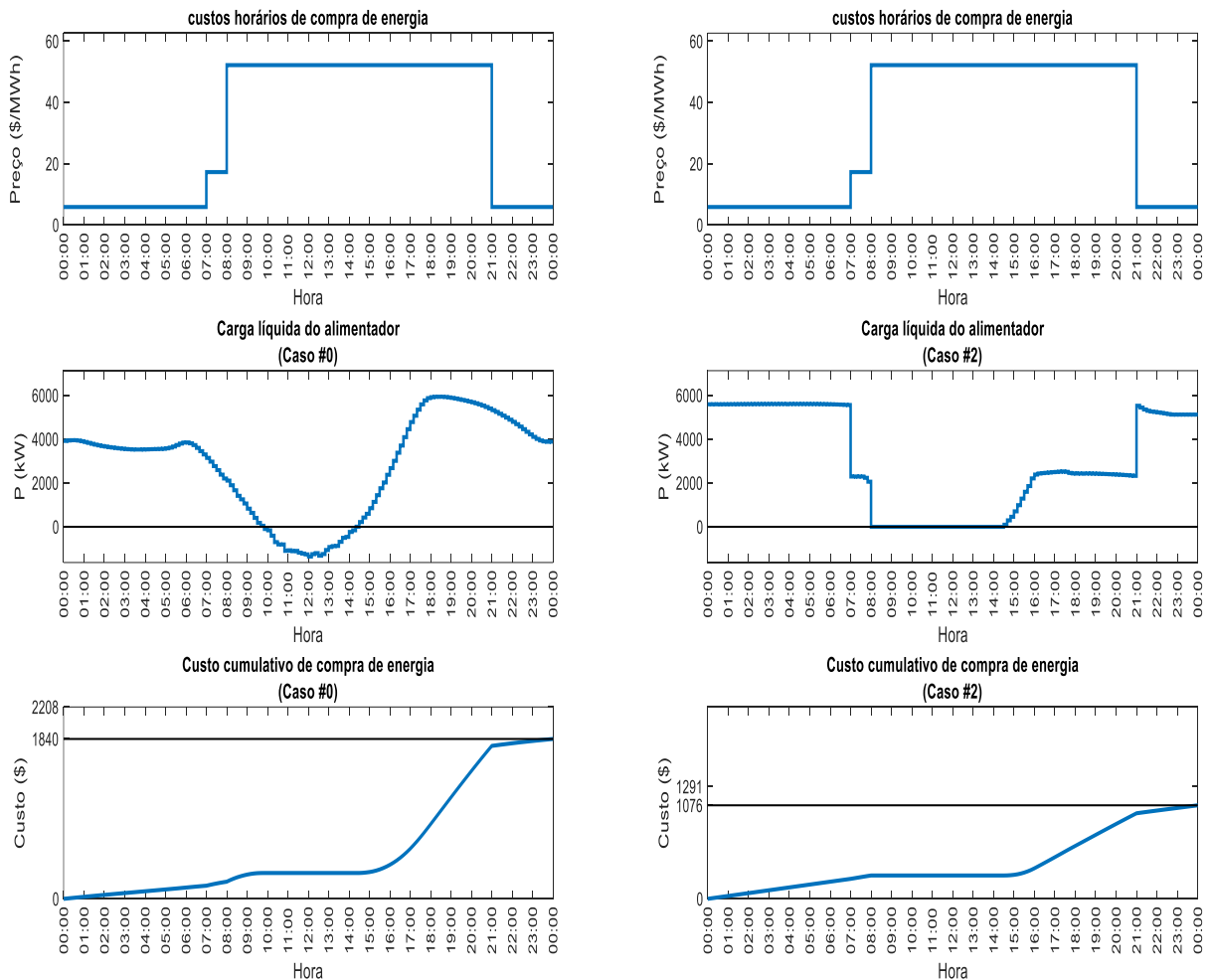


Figura 6.15 - Resumo do efeito do despacho na carga e no custo do STBW-33 em um dia útil do período seco.

Tendo-se observado os efeitos causados pelo despacho na carga líquida do alimentador em termos de custos de compra e de períodos de reversão de fluxo, pode-se então passar à análise das curvas temporais das variáveis de controle dos SAEB. Por exemplo, os comportamentos das potências ativas e estados de carga dos SAEB, também para um típico dia útil do período seco, são dados pela Figura 6.16. Observam-se a partir dos gráficos obtidos, que as baterias iniciam o período diário aproveitando as tarifas mais baixas para se carregar até por volta das 7 horas da manhã, quando começam a se descarregar devido aos preços de energia terem se tornado mais altos. Esta descarga persiste até por volta de 9 da manhã, quando os efeitos combinados das GDFV começariam a reverter o fluxo na subestação, situação que é penalizada pelo modelo devido a premissa de impossibilidade de venda da energia para a rede externa tal como descrito no Capítulo 4. Este carregamento ocorre com maiores potências até por volta de 13 horas, eliminando o pico de geração e evitando sobretensões. Neste momento, os SAEB atingem seu máximo estado de carga durante o dia, valor que é mantido até pouco mais das 16 horas quando os SAEB se descarregam novamente até as 21 horas para reduzir o custo da rede, já que neste período o custo de compra de energia está no seu valor máximo. Após esse momento, quando os custos de compra de energia estão novamente em seus valores mínimos, os SAEB se carregam até obter o valor de estado de carga inicial do dia, satisfazendo as restrições que impõem ao modelo um padrão de operação diário cíclico.

Por fim, os tapes ótimos do OLTC obtidos pelo pré-despacho foram de 1,04 p.u. para o ramo entre o nó 0 e o nó 1 e de 0,96 p.u. para o ramo entre o nó 4 e o nó 5. A execução do fluxo de potência exato utilizando os valores de variáveis de controle determinados pelo pré-despacho indicou que não há violações de tensão em nenhum instante de tempo de nenhum cenário, o que indica que os erros introduzidos pelo modelo linearizado de FPO utilizado por este problema de otimização são pequenos. De fato, pode-se visualizar esse resultado a partir do diagrama de caixa da distribuição do erro percentual do estado estimado pelo modelo linearizado em relação ao modelo exato obtido pelo fluxo de potência, mostrado na Figura 6.17. Nesta figura, pode-se observar que o quartil superior da distribuição (valor para o qual 75 % das amostras da distribuição possuem menor valor) é menor do que 1 %, indicando excelente precisão do modelo. De fato, o máximo erro encontrado é de apenas 2,37 %, o que ainda é um erro muito bom para um modelo aproximado.

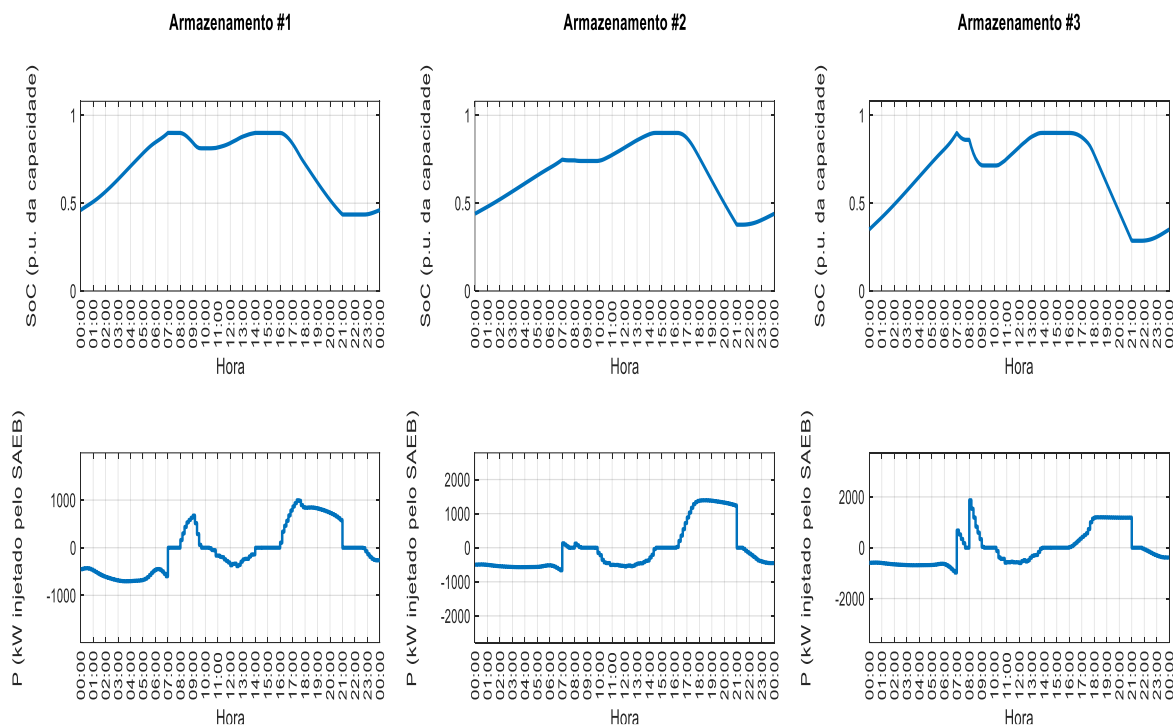


Figura 6.16 - Potências ativas e estados de carga para dia útil o período seco.

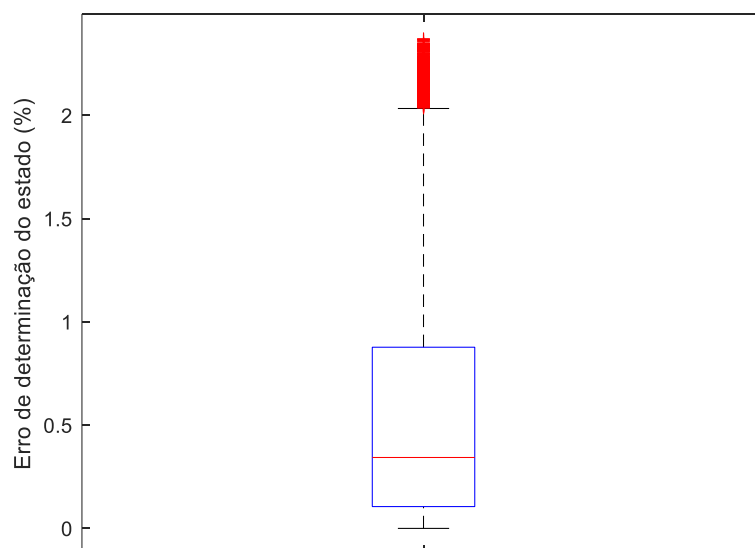


Figura 6.17 - Distribuição do erro relativo percentual do estado determinado pelo FPO linearizado em relação ao estado exato da rede.

7 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia para o planejamento de sistemas de armazenamento de energia à bateria (SAEB) sob o ponto de vista do risco de transgressão dos índices de conformidade de tensão da rede, quando da existência de incertezas. As incertezas consideradas foram as relacionadas as variações de demanda e de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) e das indisponibilidades dos SAEB ocasionadas tanto por falhas físicas quanto por falhas de comunicação. A metodologia de planejamento incorpora subproblemas de alocação ótima de SAEB, avaliação probabilística da disponibilidade dos bancos de bateria, projeto ótimo da rede de telecomunicações (RTCOM) e de avaliação probabilística da conformidade de tensão, para teste de soluções candidatas. O problema de alocação decide o número, as posições e os dimensionamentos dos SAEB além de definir também as máximas profundidades de descarga admissíveis para cada SAEB de forma a encontrar um equilíbrio entre sua redução de vida útil e as reduções de custo operacional obtidas por arbitragem de preços. Este problema é solucionado por um algoritmo genético (AG). A avaliação probabilística da disponibilidade dos bancos de bateria é realizada via simulação Monte Carlo (SMC) utilizando as distribuições de probabilidade do tempo até a falha das baterias que são estimadas com base em modelo de vida útil em função de suas condições operacionais. A disponibilidade obtida é então utilizada para obter taxas de falha equivalente para os bancos de bateria dentro do intervalo de tempo de estudo, dados que são utilizados em análises probabilísticas posteriores. O problema de projeto ótimo da RTCOM determina a sua topologia, incluindo a alocação de nós de roteamento, conectividade dos *links* de comunicação e seu caminho pela rede física, tudo isto sujeito a restrições de disponibilidade dos nós de controle onde se encontram os SAEB. Este problema é solucionado também por um AG. Por fim, a avaliação probabilística do desempenho da rede foi realizada por uma simulação Monte Carlo Sequencial (SMCS) utilizando o método do tempo fixo para reconhecer a interconexão temporal entre os estados de operação do sistema causada pelo estado de carga dos SAEB.

Também foram propostos modelos de otimização para representar a operação dos SAEB no problema de alocação e na SMCS. Todos estes modelos utilizaram uma formulação comum baseada em uma linearização das equações de fluxo de potência a partir de estimativas das variáveis de estado calculadas por fluxo de carga. O primeiro destes modelos é um problema de planejamento da operação por dias típicos, que utiliza as informações do problema de planejamento para determinar os pré-despachos que serão utilizados como referência pela

operação em tempo real do sistema de distribuição (SD). O segundo destes modelos é utilizado na SMCS para redespatchar os SAEB quando necessário. Por fim, há também um modelo de otimização Var-Volt que visa mitigar problemas de transgressão de tensão na operação em tempo real.

7.1 Principais contribuições

As principais contribuições deste trabalho são resumidas a seguir:

- i) Incorporação dos índices de conformidade de tensão no modelo de alocação ótima de SAEB.

Até então, os modelos de planejamento para SAEB se limitavam a restringir as tensões nodais dentro de seus limites considerados adequados para todos os cenários avaliados. No entanto, violações de tensão que ocorram por pequenas durações de tempo são toleradas pelos procedimentos de rede brasileiros que avalia a qualidade da tensão em regime permanente a partir de índices de conformidade baseados na duração relativa de transgressão da tensão. O modelo proposto neste trabalho incorpora diretamente estes índices em restrições de risco, de forma que a probabilidade de violação destes índices seja aceitável.

- ii) Obtenção de taxas de falha equivalentes para os bancos de baterias baseadas nas condições operacionais esperadas a partir de um modelo de vida útil destes equipamentos.

Estudos probabilísticos que consideram falhas de bateria dividem-se na literatura em duas abordagens principais. A primeira consiste na consideração de taxas de falha constantes baseadas em estatísticas obtidas a partir de um grande número destes componentes. No entanto, esta abordagem não considera que as falhas destes componentes são muito dependentes de suas condições operacionais, tais como a profundidade de descarga e a energia dispendida nos ciclos de operação, o que pode levar a resultados muito distintos da realidade. Outra abordagem consiste em modelagens baseadas na física das falhas, em que se modelam explicitamente os efeitos de degradação das baterias que podem resultar em sua falha. Porém, estes modelos tendem a ser complexos e computacionalmente intensivos de forma que os trabalhos que os utilizam costumam ser focados na modelagem da confiabilidade dos equipamentos, mas não nos efeitos das falhas no sistema de potência. Este trabalho propõe uma metodologia híbrida, em que as distribuições de probabilidade do tempo de falha da baterias são primeiro obtidas das

suas condições operacionais esperadas por meio de um modelo que relaciona estas condições ao tempo de vida útil dos equipamentos. Em seguida, utiliza-se a SMC para obtenção da disponibilidade dos bancos de bateria dentro do período de estudo que é então utilizada para caracterizar uma taxa de falha equivalente para estes componentes. Com isso, as análises probabilísticas realizadas no sistema podem ser simplificadas a partir de modelos markovianos clássicos, reduzindo o custo computacional da análise, mas incorporando o efeito das condições operacionais nas disponibilidades dos bancos.

iii) Consideração de indisponibilidades dos SAEB devido a falhas físicas e RTCOM.

A partir de uma extensa revisão bibliográfica sobre modelos de alocação de SAE, observou-se que a possibilidade de um SAE falhar não foi até então contemplada na literatura referente a metodologias de planejamento destes dispositivos. Além das indisponibilidades causadas por falhas físicas, também se verificou que as indisponibilidades causadas por perdas de controlabilidade oriundas de falhas na rede comunicação ainda não havia sido exploradas em problemas de alocação de SAE em redes de distribuição. Desta forma, o modelo proposto neste trabalho preenche esta lacuna ao considerar tais falhas e as consequentes indisponibilidades de SAE oriundas delas. Com isto, propôs-se um modelo de planejamento que é robusto em relação a estas indisponibilidades.

iv) Desenvolvimento de um modelo de projeto ótimo da RTCOM.

Ao se considerar a possibilidade de falhas na rede de telecomunicações no problema de planejamento de SAEB, a disponibilidade dessa rede passa a ser de vital importância. Dado que a topologia da rede influencia na sua disponibilidade, desenvolveu-se um modelo de projeto da RTCOM de tal forma a satisfazer metas de disponibilidade especificadas pelo projetista.

v) Desenvolvimento de um método de avaliação da conformidade de tensão em redes elétricas inteligentes (REI) com SAEB sujeito a falhas de comunicação.

As interdependências entre a rede elétrica e o sistema cibernético adjacente em uma REI fazem com que a operação da rede física esteja sujeita a efeitos adversos ocasionados em decorrência de falhas na rede cibernéticas. Embora essas falhas já tenham sido consideradas em

certos estudos tais como os de confiabilidade, eles ainda não haviam sido considerados em estudos de conformidade de tensão.

vi) Desenvolvimento de um modelo probabilístico para estimação de índices de conformidade de tensão considerando-se a presença de sistemas de armazenamento de energia.

Diversas metodologias baseadas em fluxo de potência probabilístico e fluxo de potência ótimo probabilístico têm sido propostas para avaliar e/ou corrigir o perfil de tensão em redes de distribuição sob incerteza. Estas metodologias podem ser classificadas em duas categorias: analíticas e SMC. Contudo, nenhuma metodologia existente é adequada para avaliar o perfil de tensão na presença de SAEB devido ao acoplamento temporal entre estados do sistema causado pelo estado de carga dos SAEB. Devido a isso, esta tese introduziu uma metodologia probabilística para estimar índices de conformidade de tensão através da SMC sequencial com amostragem síncrona para modelar incertezas estocásticas (carga, geração renovável e os processos de operação e de reparo dos equipamentos) e considerar a dependência temporal entre os estados do sistema devido a características operacionais intrínsecas dos SAEB.

7.2 Aplicações práticas

A metodologia proposta para planejamento de SAEB foi testada no sistema teste de Baran e Wu de 33 barras com adição de 200 % de penetração de GDFV. Neste sistema foram avaliados 3 casos de estudo: um caso sem adição de baterias e sem OLTC (caso base), um caso base estendido em que ainda não se consideram baterias no sistema, mas há presença de OLTC, e dois casos de estudo contendo SAEB com baterias de chumbo-ácido gerados a partir da metodologia de planejamento proposta na tese, um contendo apenas SAEB e outro contendo tanto SAEB quanto com OLTC no sistema. As principais conclusões obtidas com os testes realizados são as seguintes:

i) A metodologia foi de fato capaz de obter soluções de planejamento de SAEB robustas, do ponto de vista da qualidade de tensão, frente às incertezas das flutuações de demanda e GDFV e às indisponibilidades dos SAEB causadas por falhas físicas ou por falhas no sistema de comunicações, mantendo o risco de violação dos índices de conformidade de tensão dentro valores aceitáveis.

- ii) A utilização somente dos OLTC não foi capaz de solucionar os problemas de conformidade de tensão da rede, pois apesar de ter reduzido bastante os índices sistêmicos, pouco afetou no risco de violação dos índices nodais.
- iii) A simples alocação dos SAEB pode obter uma solução que não garanta a satisfação de valores aceitáveis para os níveis de risco de violação dos índices nodais de conformidade quando submetida às incertezas consideradas. Isto demonstra a importância do processo iterativo de testagem e reforço das soluções previstos na metodologia de planejamento proposta.
- iv) A solução com investimentos combinados em SAEB e OLTC conseguiu efetivamente manter os riscos de violação dos índices nodais de conformidade de tensão adequados em todos os nós do sistema e em todos os períodos do ano, além reduzir significativamente os índices sistêmicos e suas dispersões ao redor da média.
- v) A inclusão dos OLTC resulta em uma ligeira redução da vida útil esperada das baterias do SAEB por permitir um uso mais intensivo dos bancos de bateria para realização de arbitragem enquanto ainda resulta em tensões dentro dos limites no pré-despacho. No entanto, as variações foram tão pequenas, que as taxas de falha equivalentes obtidas são indistinguíveis ao se considerar a incerteza amostral da SMC.
- vi) A metodologia de projeto ótimo de RTCOM foi de fato capaz de gerar uma rede reduzida em comprimento total de *links* de comunicação, mas que atende aos critérios de disponibilidade especificados.
- vii) Os pré-despachos realizados para os SAEB buscam de fato carregar estes dispositivos durante os períodos de alta produção de GDFV (evitando as sobretensões) e de baixa tarifa de compra de energia e utilizam a energia armazenada para se descarregar durante os períodos de maior tarifa, realizando redução expressiva dos custos necessários para suprir a demanda da rede e, conseqüentemente, uma contribuição importante na amortização dos custos de investimento.

7.3 Sugestões de trabalhos futuros

A seguir destacam-se algumas sugestões de trabalhos futuros

i) Modelagem de capacitores chaveados.

Na metodologia proposta, todo o recurso de controle de tensão da rede se dá por meio da atuação dos SAEB e dos tapes de OLTC. Isto pode fazer com que o planejamento da rede seja excessivamente caro já que estes dispositivos têm alto custo de capital. Desta forma, a inclusão de bancos de capacitores chaveados pode resultar em menores custos de investimento, visto que estes equipamentos, embora exerçam um controle de tensão menos flexível, são mais baratos que os dispositivos utilizados.

ii) Automação do processo de avaliação dos riscos e formulação de casos de estudo.

A metodologia de planejamento proposta ainda exige a intervenção de um especialista humano para formulação e avaliação dos casos de estudo. Em relação a formulação dos casos, isto foi feito devido à grande possibilidade de casos possíveis de serem gerados e a dificuldade de se embarcar o processo de geração de reforços em um algoritmo de otimização, por conta do tempo computacional expressivo da SMC. Em termos da avaliação dos casos, a decisão humana foi utilizada devido ao fato de que a simples automação do algoritmo utilizando uma regra de parada baseado na comparação dos riscos com uma tolerância especificada pode apenas classificar as soluções candidatas em categorias rígidas como “adequada” e “violada”. Com isto, uma solução excessivamente conservadora pode ser obtida, já que algoritmo tentaria solucionar até mesmo pequenas violações. Uma forma possível de se solucionar este problema em uma extensão futura deste trabalho seria a utilização de técnicas de inteligência artificial. Por exemplo, a proposição de casos de estudo pode ser gerada por metodologias baseadas em reconhecimento de padrões, como o treinamento de redes neurais. Por outro lado, a utilização de lógica *fuzzy* permitiria avaliar uma solução candidata estabelecendo graus de pertinência entre as categorias “adequada” e “violada” podendo com isso se estabelecer um certo compromisso entre o desempenho da solução e o seu custo. Neste caso, o bloco de decisão do algoritmo de planejamento que se baseiam na avaliação humana seria controlado por um sistema especialista *fuzzy*.

iii) Melhorias do modelo de predição de vida útil e consideração das degradações na SMCS.

A metodologia proposta nesta tese utiliza um modelo simples de predição da vida útil que considera apenas a profundidade de descarga e a energia total dispendida nos ciclos de operação. Melhorias nesta metodologia podem ser realizadas para capturar efeitos de outras variáveis que afetam a degradação das baterias, tais como a temperatura e a taxa de descarga. Além disso, o efeito dessas degradações na redução da carga nominal das baterias ao longo do tempo poderia ser considerado na SMCS utilizada para avaliação da performance da rede, obtendo resultados mais precisos.

iv) Inclusão de custos de manutenção dos SAEB e dos *links* de comunicação.

Custos relacionados às atividades de manutenção dos SAEB e dos *links* de comunicação não foram considerados na metodologia proposta. A inclusão destes custos pode resultar em uma análise mais precisa dos custos das soluções obtidas.

v) Consideração de diferentes tecnologias de meio físico para os *links* de comunicação e seus devidos custos de instalação no problema de projeto ótimo da RTCOM.

No método de projeto ótimo da RTCOM proposto neste trabalho todos os *links* foram considerados como sendo baseados em fibra ótica. Por considerar apenas um único tipo de meio físico, este problema pôde ser formulado apenas baseado no comprimento total dos *links*. A consideração de diferentes tecnologias para os *links* de comunicação exigiria a consideração dos custos de cada tecnologia, mas aumentaria o grau de liberdade das escolhas de projeto, possivelmente permitindo uma maior redução dos custos totais do projeto.

vi) Modelagem trifásica em coordenadas de fase da rede de distribuição e estudos de desequilíbrio de tensão.

No presente trabalho a rede elétrica foi modelada em sequência positiva, i.e., foi considerada equilibrada. Porém, sistemas de distribuição usualmente são desequilibrados devido à não transposição dos condutores dos alimentadores e à existência de troncos trifásicos e laterais monofásicas e/ou bifásicas em um mesmo alimentador. Desta forma, para representar o sistema com maior precisão, deve-se utilizar a modelagem em coordenadas de fase. A modelagem trifásica também permitiria a obtenção de índices de desequilíbrio de tensão e utilização dos SAEB para controle desses índices em sistemas com penetrações de GDFV monofásicas desiguais entre as fases.

vii) Melhorias na performance computacional para aplicação da metodologia em sistemas de grande porte.

A metodologia proposta nesta tese de doutorado foi testada em um sistema de apenas 33 nós. Os tempos de computação envolvidos para obtenção dos resultados neste caso embora razoáveis no contexto do planejamento são um pouco elevados considerando-se as dimensões do sistema. No entanto, as implementações realizadas neste trabalho são apenas protótipos sem grandes otimizações de código e foram programadas em MATLAB®, uma linguagem interpretada com baixa velocidade quando comparada a linguagens como C/C++, Fortran ou Julia. Uma implementação em uma linguagem mais rápida junto com otimizações dos códigos realizados e/ou utilização de técnicas de computação paralela poderiam melhorar a performance computacional da metodologia proposta viabilizando a aplicação em sistemas de grande porte.

viii) Utilização de técnicas de redução de variância para acelerar a convergência da SMCS.

Uma possível forma de reduzir o custo computacional relacionado à convergência da SMCS é utilização de técnicas de redução de variância, como por exemplo, técnicas baseadas em entropia cruzada. Tais técnicas permitem reduzir o número de amostras necessárias para a obtenção da convergência dos índices avaliados de acordo com o critério de parada da incerteza relativa.

ix) Comparações entre diferentes algoritmos de meta-heurísticas para obter melhor performance nos problemas de otimização

Neste trabalho, os modelos de otimização combinatória associados aos problemas de planejamento foram solucionados por algoritmos genéticos clássicos. Há atualmente na literatura muitas meta-heurísticas alternativas bem como outras versões de algoritmos genéticos que poderiam ser utilizados para solucionar estes problemas. De acordo com os teoremas de inexistência de almoço grátis, nenhum destes métodos pode ser identificado *a priori* como o melhor algoritmo para solução dos problemas propostos em termos da qualidade das soluções obtidas e de performance computacional. Desta forma, a partir de uma certa experimentação com diferentes algoritmos é possível que se encontre algum método que solucione os problemas propostos com um melhor desempenho.

x) Avaliação dos índices de distorção harmônica da rede para as soluções de planejamento obtidas.

A metodologia proposta nesta tese é voltada para REI com alta penetração de GDFV, um tipo de geração que é conectado à rede por meio de conversores de eletrônica de potência e que gera distorção harmônica nas correntes e tensões da rede. Juntando-se isso a grande quantidade de cargas não lineares atualmente presentes nos sistemas de distribuição é possível que estas redes possuam elevada distorção harmônica. Considerando-se ainda que a interface dos SAEB com a rede também é feita por meio de conversores de eletrônica de potência que também injetam harmônicos na rede, é possível que o nível de distorção harmônica na rede limite as possibilidades de alocação e dimensionamento dos SAEB ou que exija investimentos adicionais em projetos de filtros o que afetaria os custos das soluções obtidas.

xi) Avaliação da contribuição dos SAEB aos índices de conformidade de tensão da rede elétrica e dos impactos das suas possíveis topologias.

A utilização dos SAEB para melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição como fonte de energia emergencial no sistema extrairia mais um benefício da sua instalação na rede, melhorando a relação custo-benefício do investimento. Além disso, a consideração de diferentes topologias dos SAEB é uma contribuição já modelada na pesquisa que resultou esta tese, tal como foi presente no artigo (Baptista, et al., 2022) que utiliza resultados parciais desta tese. No entanto, a experiência com este estudo demonstrou que a utilização de diferentes topologias não é tão interessante para a avaliação da conformidade de tensão, dado que a alteração da potência aparente nominal dos conversores em diferentes topologias tem um efeito mais expressivo do que a variação da disponibilidade de potência ativa, motivo pelo qual estes resultados foram excluídos da tese. No entanto, no contexto do suporte à confiabilidade é completamente esperado que estas topologias tenham profundo impacto, por conta da variação na disponibilidade de potência ativa.

xii) Melhoria do modelo do cálculo de custos marginais locais.

No trabalho realizado, os custos associados à compra de energia são gerados por um modelo de despacho econômico e obtidos a partir do custo marginal local de uma das barras do sistema. Este despacho econômico foi obtido através da solução de uma sequência de problemas de otimização linear para cada hora dos períodos diários considerados. Isto é, o despacho econômico é quase-estático. Cada problema de otimização linear minimizou somente os custos

de produção dos geradores sujeito as restrições de balanço de potência ativa nodais e limites de fluxos nos circuitos. Além disso, foi considerado que todas as unidades geradoras do sistema RTS estão comissionadas para a operação. Recentemente, foi proposta uma versão revisada do sistema RTS (Barrows, et al., 2020) que adicionou diversos novos aspectos ao modelo de custo de produção deste sistema (despacho econômico, comissionamento de unidades geradoras e fluxo de potência) com o objetivo de fornecer pontos de operação mais coerentes com os mercados de energia elétrica atuais. Os principais aspectos introduzidos no modelo de custo de produção do sistema RTS são:

- 1) minimização dos custos de operação, de partida e de parada dos geradores;
- 2) variáveis de decisão binárias para modelar a partida, a parada e o comissionamento dos geradores;
- 3) restrições de rampa para modelar as variações temporais permitidas na potência de saída dos geradores entre intervalos de tempo consecutivos.
- 4) restrições de produção de energia para o período de estudo.
- 5) inserção de fontes de energia renováveis.
- 6) modelo de custo de produção dinâmico (despacho dos geradores para cada intervalo do período de estudo).

Desta forma, nas etapas futuras desta tese, espera-se melhorar o modelo usado para determinar os custos de compra de energia através da incorporação dos novos aspectos introduzidos no modelo de custo de produção da versão 2019 do sistema RTS (Barrows, et al., 2020).

REFERÊNCIAS

Acevedo, R. & Ortiz, S., 2008. *Statistical Analysis of Distribution Transformers' Lifetime Data*. Kaunas, s.n., pp. 251-255.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2017. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*, Brasília: Ministério de Minas e Energia.

Alam, M. J. E., Mutaqui, K. M. & Sutanto, D., 2013. A Three-Phase Power Flow Approach for Integrated 3-Wire MV and 4-Wire Multigrounded LV Networks With Rooftop Solar PV. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), pp. 1728-1737.

Alnajjab, B. et al., 2019. Stochastic Optimal Power Flow Under Forecast Errors and Failures in Communication. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(4), pp. 4128-4137.

Amin, S. M. & Wollenberg, B. F., 2005. Toward a Smart Grid. *IEEE Power & Energy Magazine*, Setembro/Outubro, pp. 34-41.

ANEEL, 2011. *Nota Técnica Nº 0025/2011 [s.n.]*, Brasília: s.n.

ANEEL, 2017. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*, Brasília: Ministério de Minas e Energia.

Atwa, Y. M., El-Saadany, E. F., Salama, M. M. A. & Seethapathy, R., 2010. Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), pp. 360-370.

Baptista, J. E. R., Rodrigues, A. B. & Silva, M. G., 2019. Probabilistic Analysis of PV Generation Impacts on Voltage Sags in LV Distribution Networks Considering Failure Rates Dependent on Feeder Loading. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(3), pp. 1342-1350.

Baptista, J. E. R., Rodrigues, A. B. & Silva, M. G. d., 2022. Voltage Profile Assessment in Smart Distribution Grids Considering BESS and Communication Network Failures. *Electric Power Systems Research*, Volume 213.

Baran, M. E. & Wu, F. F., 1989. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2), pp. 1401-107.

Barrows, C. et al., 2020. The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1), pp. 119-126.

Benício, M., 2018. *A Virada Digital - Smart Cities e Smart Grids em uma Perspectiva Multidisciplinar*. 1ª ed. S.l.: Interciência.

Bertoldi, O., Salvaderi, L. & Scalcino, S., 1988. Monte Carlo Approach in Planning Studies - An Application to IEEE RTS. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(3), pp. 1146-1154.

Billinton, R. & Allan, R. N., 1992. *Reliability Evaluation of Engineering Systems - Concepts and Techniques*. 2ª ed. Nova Iorque: Plenum Press.

Billinton, R. & Allan, R. N., 1996. *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2ª ed. s.l.:Plenum Press.

Billinton, R. & Li, W., 1994. *Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods*. s.l.:Plenum Press.

Bollen, M. & Hassan, F., 2011. *Integration of Distributed Generation in the Power System*. Hoboken(Nova Jérsei): John Wiley & Sons.

Bollen, M. J., 1999. *Undertanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. hoboken(Nova Jérsei): John Wiley & Sons-IEEE Press.

Borbely, A.-M. & Kreider, J. F., 2001. *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millenium*. Boca Raton(Florida): CRC Press.

Bose, A., 2010. Smart Transmission Grid Applications and Their Supporting Infrastructure. *IEEE Transactions on Smart Grids*, 1(1), pp. 11-19.

Boyd, S. & Vandenberghe, L., 2009. *Convex Optimization*. 7ª ed. Cambridge: Cambridge University Press.

Brown, R. E., 2009. *Electric Power Distribution Reliability*. 2ª ed. Boca Raton(Florida): CRC Press.

- Burden, R. L. & Faires, J. D., 2011. *Numerical Analysis*. 9^a ed. Boston: Brooks/Cole.
- Cai, Y. et al., 2016. Cascading Failure Analysis Considering Interaction Between Power Grid and Communication Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1), pp. 530-538.
- Camilo, F. M., Castro, R., Almeida, M. E. & Pires, V. F., 2018. Assessment of Overvoltage Mitigation Techniques in Low-Voltage Distribution Networks with High Penetration of Photovoltaic Microgeneration. *IET Renewable Power Generation*, 12(6), pp. 649-656.
- Canadian Solar, 2020. *HiKu - Super High Power Mono Perc Module*. s.l.: Canadian Solar.
- Cell Power, s.d.. *CPL 250-12 datasheet V2.0*. s.l.:s.n.
- Celli, G., Ghiani, E., Pilo, F. & Soma, G. G., 2013. Reliability Assessment in Smart Distribution Networks. *Electric Power Systems Research*, Volume 104, pp. 164-175.
- Celli, G., Pilo, F., Pisano, G. & Soma, G. G., 2018. Distribution Energy Storage Investment Prioritization with Real Coded Multi-Objective Genetic Algorithm. *Electric Power Systems Research*, 163(Part A), pp. 154-163.
- Chaudhary, P. & Rizwan, M., 2018. Voltage Regulation Mitigation Techniques in Distribution System with High PV Penetration: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , 82(3), pp. 3279-3287.
- Chen, T.-H. et al., 1991. Distribution System Power Flow Analysis - A Rigid Approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 6(3), pp. 1146-1152.
- Chowdhury, S., Chowdhury, S. P. & P. Crossley, 2009. *Microgrids and Active Distribution Networks*. 1^a ed. Londres: The institution of Engineering and Technology.
- Coley, D. A., 1999. *An Introduction do Genetic Algorithms for Scientists and Engineers*. Singapore: World Scientific Publishing.
- CTC, 2009. *Brief Engineering Assessment: Cost Estimate for Building Fiber Optics to Key Anchor Instituions*, kensington: Columbia Telecommunications Corporation .

D.-Antillón, C. & D.-Navarro, J., 2018. Probabilistic siting and sizing of energy storage systems in distribution power systems based on the islanding feature. *Electric Power Systems Research*, pp. 225-235.

Damavandi, M. G., Martí, J. R. & Krishnamurthy, V., 2018. A Methodology for Optimal Distributed Storage Planning in Smart Distribution Grids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(2), pp. 729-740.

Dijkstra, E. W., 1959. A Note on Two Problems in Connexion with Graphs. *Numerische Mathematik*, Volume 1, pp. 269-271.

Dugan, R. C., McGranahan, M. F., Santoso, S. & Beaty, H. W., 2004. *Electrical Power Systems Quality*. 2^a ed. s.l.:McGraw-Hill.

Ehsan, A. & Yang, Q., 2019. Coordinated Investment Planning of Distributed Multi-Type Stochastic Generation and Battery Storage in Active Distribution Networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(4), pp. 1813-1822.

Eltamaly, A. M. & Mohamed, M. A., 2018. Optimal Sizing and Designing of Hybrid Renewable Energy Systems in Smart Grid Application. Em: I. Yahyaoui, ed. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies: Biomass, Fuel Cells, Geothermal Energies, and Smart Grids*. Amsterdã: Elsevier.

EMMIS - Transformer Manufacturers & Power Supplies, s.d. *Comparison of Active and Passive Harmonic Filters*. [Online] Available at: <http://emmistransformers.com/news/comparison-of-active-and-passive-harmonic-filters/> [Acesso em 02 fevereiro 2021].

EPE, 2018. *Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia - Versão PDE 2027*, Brasília: Ministério de Minas e Energia.

Erdinç, O. et al., 2018. Comprehensive Optimization Model for Sizing and Siting of DG Units, EV Charging Stations, and Energy Storage Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(4), pp. 3871-3882.

Eto, J. H., LaCommare, K. H., Caswell, H. C. & Till, D., 2019. Distribution System Versus Bulk Power System: Identifying the Source of Electric Service Interruptions in the US. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 13(5), pp. 717-723.

Falahati, B. & Fu, Y., 2014. Reliability Assessment of Smart Grids Considering Indirect Cyber-Power Interdependencies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), pp. 1677-1685.

Fang, X., Misra, S., Xue, G. & Yang, D., 2012. Smart Grid - The New and Improved Power Grid: A Survey. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, 12(4), pp. 944-980.

Farhangi, H., 2010. The Path of the Smart Grid. *IEEE Power & Energy Magazine*, janeiro/fevereiro.

Flores, M. J. R., 2019. "Notas de Aula da Disciplina IT306 - Otimização Aplicada a Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Unicamp: Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação.

Fortenbacher, P., Ulbig, A. & Andersson, G., 2018. Optimal Placement and Sizing of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids Using Receding Horizon Control Strategies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), pp. 2383-2394.

Franco, J. F., Ochoa, L. F. & Romero, R., 2018. AC OPF for Smart Distribution Networks: An Efficient and Robust Quadratic Approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(5), pp. 4613-4623.

Garcia, D. P. B. & V. J., 2018. *Smart Operation for Power Distribution Systems*. 1^a ed. Cham: Springer.

Garifi, K., Baker, K., Christensen, D. & Touri, B., 2020. Convex Relaxation of Grid-Connected Energy Storage System Models with Complementarity Constraints in DC OPF. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(5), pp. 4070-4079.

Gautam, P., Karki, R. & Piya, P., 2020. Probabilistic Modeling of Energy Storage to Quantify Market Constrained Reliability Value to Active Distribution Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(2), pp. 1043-1053.

Giannitrapani, A., Paoletti, S., Vicino, A. & Zarrilli, D., 2017. Optimal Allocation of Energy Storage Systems for Voltage Control in LV Distribution Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6), pp. 2859-2870.

Gill, S., Kockar, I. & Ault, G. W., 2014. Dynamic Optimal Power Flow for Active Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), pp. 121-131.

Gönen, T., 2014. *Electric Power Distribution Engineering*. 3^a ed. Boca Raton(Florida): CRC Press.

Gurobi Optimization, s.d. *Choosing the right algorithm*. [Online] Available at: www.gurobi.com/documentation/9.5/refman/choosing_the_right_algorithm.html [Acesso em 2022].

Hadjsaïd, N. & Sabonnadière, J.-C., 2012. *Smart Grids*. 1^a ed. Londres: John Wiley & Sons.

Harris, S. J., Harris, D. J. & Li, C., 2017. Failure Statistics for Commercial Lithium Ion Batteries: A Study of 24 Pouch Cells. *Journal of Power Sources*, Volume 342, pp. 589-597.

Hassan, A. & Dvorkin, Y., 2018. Energy Storage Siting and Sizing in Coordinated Distribution and Transmission Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(4), pp. 1692-1701.

Home-Ortiz, J. M., Pourakbari-Kamaei, M., Lehtonen, M. & Mantovani, J. R. S., 2019. Optimal Location-Allocation of Storage Devices and Renewable-based DG in Distribution Systems. *Electric Power System Research*, Volume 172, pp. 11-21.

Hou, Y. et al., 2019. *Life Extrapolation Model for Lithium-Ion Battery with Accelerated Degradation Test*. Qindao, s.n.

IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2019. *IEEE Std 2030.2.1 - IEEE Guide for Design, Operation and Maintenance of Battery Energy Storage Systems, both Stationary and Mobile, and Applications Integrated with Electric Power Systems*. Nova Iorque: IEEE.

IEEE, 2007. *Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (Gold Book)*. Nova Iorque: IEEE.

INPE, s.d. *Sistema de Organização de Dados Ambientais (SONDA)*. [Online] Available at: <http://sonda.ccst.inpe.br> [Acesso em março 2020].

Jalali, A. & Aldeen, M., 2019. Risk-Based Stochastic Allocation of ESS to Ensure Voltage Stability Margin for Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(2), pp. 1264-1277.

Jin, F. & Shin, K. G., 2012. *Pack Sizing and Reconfiguration for Management of Large-Scale Batteries*. Pequim, IEEE, pp. 138-147.

Johnen, M., Schmitz, C., Kateri, M. & Kamps, U., 2020. Fitting Lifetime Distributions to Interval Censored Cyclic-Aging Data of Lithium Ion Batteries. *Computers & Industrial Engineering*, 143(106418), pp. 1-11.

Kersting, W. H., 2018. *Distribution System Modelling and Analysis*. 4^a ed. Boca Raton(Florida): CRC Press.

Kirschen, D. & Strbac, G., 2004. *Fundamentals of Power System Economics*. Chichester: John Wiley & Sons.

Kruse, R. L. & Ryba, A. J., 2000. *Data Structures and Program Design in C++*. Nova Jérsei: Prentice Hall.

Leadbetter, J. & Swan, L. G., 2012. Selection of Battery Technology to Support Grid-Integrated Renewable Electricity. *Journal of Power Sources*, Volume 216, pp. 376-386.

Leão, R. P. S. et al., 2011. The Future of Low Voltage Networks: Moving from Passive to Active. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(8), pp. 1506-1512.

Lei, J., Gong, Q., Qiao, J. L. H. & Wang, B., 2019. Optimal Allocation of a VRB Energy Storage System for Wind Power Applications Considering the Dynamic Efficiency and Lifo of VRB in Active Distribution Networks. *IET Renewable Power Generation*, 13(4), pp. 563-571.

Li, F. et al., 2010. Smart Transmission Grid: Vision and Framework. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(2), pp. 168-177.

Linden, R., 2012. *Algoritmos Genéticos*. 3^a ed. Rio de Janeiro(Rio de Janeiro): Ciência Moderna.

Lin, Z., Hu, Z., Zhang, H. & Song, Y., 2019. Optimal ESS Allocation in Distribution Network Using Accelerated Generalised Benders Decomposition. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 13(13), pp. 2738-2746.

Liu, H. & Panteli, M., 2019. *A Reliability Analysis and Comparison of Battery Energy Storage Systems*. Bucureste, s.n., pp. 1-5.

Liu, H. et al., 2008. A Novel State Selection Technique for Power System Reliability Evaluation. *Electric Power System Research*, Volume 78, pp. 1019-1027.

Liu, M. et al., 2017. Reliability Evaluation of Large Scale Battery Energy Storage Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6), pp. 2733-2743.

Liu, W. et al., 2018. Reliability Modeling and Evaluation of Active Cyber Physical Distribution System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), pp. 7096-7108.

Li, Z., Guo, Q., Sun, H. & Wang, J., 2018. Extended Sufficient Conditions for Exact Relaxation of the Complementarity Constraints in Storage-concerned Economic Dispatch. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 4(4), pp. 504-512.

Low, S. H., 2014. Convex Relaxation of Optimal Power Flow - Part I: Formulation and Equivalence. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 1(1), pp. 15-27.

Low, S. H., 2014. Convex Relaxation of Optimal Power Flow - Part II: Exatcness. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 1(2), pp. 177-189.

Manenti, A. et al., 2011. A New BMS Architecture Based on Cell Redundancy. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(9), pp. 4314-4322.

Masters, G. M., 2004. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Hoboken(Nova Jérsei): John Wiley & Sons.

Mathworks, 2022. *boxplot*. [Online]
Available at: www.mathworks.com/help/stats/boxplot.html
[Acesso em 2022].

Mekonnen, Y., Aburba, H. & Sarwat, A., 2018. Life Cycle Prediction of Sealed Lead Acid Batteries Based on Weibull Model. *Journal of Energy Storage*, Volume 18, pp. 467-475.

Michalewicz, Z., 1996. *Genetic Algorithm + Data Structures = Evolution Programs*. 3^a ed. s.l.:Springer-Verlaag.

Montgomery, D. C. & Runger, G. C., 2011. *Applied Statistics and Probability for Engineers*. Hoboken: John Wiley & Sons.

Mukherjee, N., Strickland, D., Cross, A. & Hung, W., 2012. *Reliability Estimation of Second Life Battery System Power Electronic Topologies for Grid Frequency Response Application*. Bristol, s.n., pp. 1-6.

N.-Green, J. & Wilson, R., 2007. *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems*. Boca Raton(Florida): CRC Press.

Narayan, N. et al., 2017. *A Simple Methodology for Estimating Battery Lifetimes in Solar Home System Design*. s.l., s.n., pp. 1195-1201.

Nazir, F. U., Pal, B. C. & Jabr, R. A., 2019. A Two-Stage Chance Constrained Volt/Var Control Scheme for Active Distribution Networks With Nodal Power Uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(1), pp. 314-325.

Nazir, N. & Almassalkhi, M., 2021. Guaranteeing a Physically Relizable Battery Dispatch Without Charge-Discharge Complementarity Constraints. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Issue aceito para publicação.

Nick, M., Cherkaoui, R., Boudec, J. L. & Paolone, M., 2018a. An Exact Convex Formulation of the Optimal Power Flow in Radial Distribution Networks Including Transverse Components. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 63(3), pp. 682-697.

Nick, M., Cherkaoui, R. & Paolone, M., 2014. Optimal Allocation of Dispersed Energy Storage Systems in Active Distribution Networks For Energy Balance and Grid Support. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5), pp. 2300-2310.

Nick, M., Cherkaoui, R. & Paolone, M., 2018b. Optimal Planning of Distributed Energy Storage Systems in Active Distribution Networks Embedding Grid Reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), pp. 1577-1790.

Oliveira, T. T., Penido, D. R. R. & Araujo, L. R., 2018. Optimal Allocation and Battery Operations for Voltage Constraint and Loss Reduction. *IEEE Latin America Transactions*, 16(7), pp. 1984-1991.

ONS, 2018. *Nota à Imprensa 3 - Ocorrência no SIN - 21/03/2018*. [Online] Available at: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20180322-notaaimprensacomplementar2.aspx> [Acesso em 29 04 2021].

Phadke, A. G. & Thorp, J. S., 2008. *Synchronized Phasor Measurement and Applications*. Virginia: Springer.

Qiu, J. et al., 2018. Distributed Generation and Energy Storage System Planning for a Distribution System Operator. *IET Renewable Power Generation*, 12(12), pp. 1345-1353.

Quevedo, P. M. d., Muñoz-Delgado, G. & Contreras, J., 2017. Impact of Electric Vehicles on the Expansion Planning of Distribution Systems Considering Renewable Energy Storage and Charging Stations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(1), pp. 794-804.

Rahmat, M. K., Jovanovic, S. & Lo, K. L., 2011. *Reliability and Availability Modelling of Uninterruptible Power Supply (UPS) System Using Monte-Carlo Simulation*. Shah Alam, IEEE.

Ricciardi, T. R., Petrou, K., Franco, J. F. & Ochoa, L. F., 2019. Defining Customer Export Limits in PV-Rich Low Voltage Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(1), pp. 87-97.

Ross, S. M., 2010. *Introduction to Probability Models*. 10^a ed. San Diego: Academic Press.

Saboori, H., Hemmati, R., Ghiasi, S. M. S. & Dehghan, S., 2017. Energy Storage Planning in Electric Power Distribution Networks - A State-of-the-Art Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 79, pp. 1108-1121.

Sayfudinov, T. et al., 2018. Incorporating Variable Lifetime and Self-Discharge into Optimal Sizing and Technology Selection of Energy Storage Systems. *IET Smart Grid*, 1(1), pp. 11-18.

Scrap Metal Buyers, 2022. *Batteries*. [Online] Available at: <https://www.scrapmetalbuyers.com/batteries> [Acesso em 2022].

Sedghi, M., Ahmadian, A. & Aliakbar-Golkar, M., 2016. Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1), pp. 304 - 316.

Shabanzadeh, M. & Moghaddam, M. P., 2013. *What is Smart Grid?*. Teerã, s.n., pp. 1-5.

Shen, Z. et al., 2021. Modeling Arbitrage of an Energy Storage Unit Without Binary Variables. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 7(1), pp. 156-161.

Singh, C. & Billinton, R., 1977. *System Reliability Modeling and Evaluation*. Londres: Hutchinson Publishing Group.

Sioshansi, F. P., 2012. *Smart Grid - Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*. 1ª ed. Oxford: Academic Press (Elsevier).

Souza, J. F. B., Borges, C. L. T. & Mitra, J., 2020. PV Hosting Capacity of LV Distribution Networks Using Smart Inverters and Storage Systems: A Practical Margin. *IET Renewable Power Generation*, Volume Accepted for Publication, pp. 1-8.

Stanley, K. O., 2004. *Efficient Evolution of Neural Networks Through Complexification*. Austin(Texas): Tese de doutorado.

Swarnkar, A., Gupta, N. & Niazi, K. R., 2011. *Efficient Reconfiguration of Distribution System Using Ant Colony Optimization Adapted by Graph Theory*. Detroit, s.n., pp. 1-8.

Talbi, E.-G., 2009. *Metaheuristics - From Design to Implementation*. Hoboken(Nova Jérsei): John Wiley & Sons.

Teh, J. & Lai, C.-M., 2019. Reliability Impacts of the Dynamic Thermal Rating System on Smart Grids Considering Wireless Communications. *IEEE Access*, Volume 7, pp. 41625-41635.

Tenfen, D., Finardi, E. C., Delinchant, B. & Wurtz, F., 2016. Lithium-Ion Battery Modelling for the Energy Management Problem of Microgrids. *IET Generation, Transmission & Distribution* , 10(3), pp. 576-584.

Therrien, C. W. & Tummala, M., 2005. *Probability for Electrical and Computer Engineers*. Boca Raton(Florida): CRC Press LLC.

Thomas, M. S. & McDonald, J. D., 2015. *Power System SCADA and Smart Grids*. Boca Raton: CRC Press.

Toledo, F., 2012. *Desvendando as Redes Eléctricas Inteligentes: Smart Grid Handbook*. 1ª ed. S.l.: Brasport.

Vaahedi, E., 2014. *Practical Power System Operation*. Hoboken: John Wiley & Sons.

Verdi, M., 2020. The Future of Distribution Operations and Planning. *IEEE Power & Energy Magazine*, 18(1), pp. 18-25.

Vieira, C. H. S., 2012. *Análise Probabilística da Conformidade de Tensão em Redes de Distribuição Considerando a Presença de Geração Distribuída*. Dissertação de mestrado). São Luís: UFMA.

Viganò, G., Moneta, D., Stein, D. & Consiglio, L., 2015. *Storage Units in Active Distribution Networks: Advanced Voltage Regulation with Multi-Objective Optimization*. Eindhoven, s.n.

Wood, A. J., Wollenberg, B. F. & Sheblé, G. B., 2014. *Power Generation, Operation, and Control*. 3^a ed. Hoboken(Nova Jérsei): John Wiley & Sons.

Xia, Q. et al., 2019. A Modified Reliability Model for Lithium-Ion Battery Packs Based on the Stochastic Capacity Degradation and Dynamic Response Impedance. *Journal of Power Sources*, Volume 423, pp. 40-51.

Xie, S., Hu, Z., Yang, L. & Wang, J., 2020. Expansion Planning of Active Distribution System Considering Multiple Active Network Managements and the Optimal Load-Shedding Direction. *International Journal on Electrical Power and Energy Systems*, Volume 115, pp. 1-20.

Yan, Y., Qian, Y., Sharif, H. & Tipper, D., 2013. A Survey on Smart Grid Communication Infrastructures: Motivations, Requirements and Challenges. *IEEE Communication Surveys & Tutorials*, 15(1), pp. 5-20.

Yen, J. Y., 1971. Finding the K Shortest Loopless Paths in a Network. *Management Science*, 17(11), pp. 712-716.

Zhang, L., Mu, Z. & Sun, C., 2018. Remaining Useful Life Prediction for Lithium-Ion Batteries Based on Exponential Model and Particle Filter. *IEEE Access*, Volume 6, pp. 17729-17740.

Zhao, X. et al., 2019. *Reliable Life Prediction and Evaluation Analysis of Lithium-Ion Battery Based on Long-Short Term Model*. s.l., s.n., pp. 507-509.

Zheng, Y. et al., 2018. Optimal Integration of MBESSs/SBESSs in Distribution Systems with Renewables. *IET Renewable Power Generation*, 12(10), pp. 1172-1179.

