

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

Ewerton Luiz Ferreira

**Reconfiguração Ótima de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Foco em
Confiabilidade**

Juiz de Fora

2019

Ewerton Luiz Ferreira

Reconfiguração Ótima de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Foco em Confiabilidade

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: D. Sc. Leonardo Willer de Oliveira.

Coorientador: D. Sc. Edimar José de Oliveira.

Juiz de Fora

2019

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

Ferreira, Ewerton Luiz.

Reconfiguração ótima de sistemas de distribuição de energia elétrica com foco em confiabilidade / Ewerton Luiz Ferreira. -- 2019. 79 p.

Orientador: Leonardo Willer de Oliveira

Coorientador: Edimar José de Oliveira

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

1. Reconfiguração. 2. Distribuição. 3. Confiabilidade. 4. Energia Não Suprida. 5. Sistema Imunológico Artificial. I. Oliveira, Leonardo Willer de, orient. II. Oliveira, Edimar José de, coorient. III. Título.

Ewerton Luiz Ferreira

Reconfiguração Ótima de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Foco em Confiabilidade

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em (dia) de (mês) de (ano)

BANCA EXAMINADORA

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

D. Sc. Edimar José de Oliveira - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

D. Sc. Bruno Henrique Dias
Universidade Federal de Juiz de Fora

D. Sc. Vitor Hugo Ferreira
Universidade Federal Fluminense

Dedico este trabalho à minha família.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, gostaria de agradecer à Deus, pelo dom da vida e por conceder força e sabedoria para continuar nos momentos que foram difíceis.

Aos meus pais, Ferreira e Beatriz, que foram a base de tudo para eu chegar até aqui, obrigado por me apoiarem em todos os momentos. Vocês são meu exemplo de determinação.

Aos meus irmãos, sobrinhos e familiares, obrigado pelo apoio contínuo ao longo desta jornada.

A Laura, minha enorme gratidão pelo amor, carinho e compreensão durante os bons e maus momentos.

Ao professor e orientador Leonardo Willer, pelo apoio, dedicação e, sobretudo, todo o conhecimento passado desde os tempos de graduação. Agradeço também ao coorientador Edimar, por toda contribuição e experiência repassada ao longo do curso.

Ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica que, de alguma forma, contribuíram para minha formação acadêmica.

A equipe do Shopping Jardim Norte, que contribuíram, e muito, para que eu pudesse concluir o mestrado.

A todos os meus amigos, pelo companheirismo, conversas e troca contínua de conhecimentos. Vocês foram essenciais durante estes anos de convivência.

*“Você é o único representante do seu sonho
na face da Terra. Se isso não fizer você
correr, chapa, eu não sei o que vai.”
(Emicida)*

RESUMO

Este trabalho propõe a aplicação de uma técnica de otimização combinatória ao problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia com foco no requisito de confiabilidade. O objetivo é a minimização do indicador de confiabilidade denominado energia não suprida, através de reconfiguração de redes elétricas radiais, bem como a avaliação dos impactos desta opção em outros índices, como de duração equivalente de interrupção e frequência equivalente de interrupção. A contribuição consiste na aplicação de um algoritmo baseado na meta-heurística sistemas imunológicos artificiais da literatura dedicado ao problema de reconfiguração, porém, no presente trabalho, com foco em confiabilidade, considerando restrições de radialidade e conectividade da rede. Três estudos de casos com sistemas testes conhecidos na literatura são apresentados especificamente para avaliar os indicadores de confiabilidade, e ainda, outros dois estudos de casos adicionais são apresentados, comparando os resultados que otimizam confiabilidade com propostas que visam otimizar outros critérios, como perdas técnicas e estabilidade de tensão.

Palavras-chave: Reconfiguração. Distribuição. Confiabilidade. Energia Não Suprida. Sistema Imunológico Artificial.

ABSTRACT

This paper proposes an application of a combinatorial optimization to the reconfiguration problem of electrical distribution systems with focus on the reliability criteria. The objective is to minimize the reliability index known as energy not supplied through the reconfiguration of radial electrical networks, as well as the evaluation of the impacts of the reconfiguration in other indexes, as the duration and frequency indexes. The contribution consists of the application of an algorithm based on the metaheuristic artificial immune systems from the literature developed for the reconfiguration problem, which considers the connectivity and radiality constraints, however, with focus on the reliability in the present work. Three case studies with known test systems in the literature are presented specifically to evaluate reliability indexes, as well as two additional case studies that compare results that optimize reliability with proposals that seek to optimize other criteria, as technical losses and voltage stability.

Keywords: Reconfiguration. Distribution. Reliability. Energy Not Supplied. Artificial Immune System.

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 - Esquema de um Sistema Elétrico de Potência	15
Fig. 2 - Modelo de Rede de Confiabilidade em Série	26
Fig. 3 - Topologias para o Sistema Teste	31
Fig. 4 - Diagrama Genérico de um Grafo	38
Fig. 5 - Exemplo de Rede de Distribuição.....	39
Fig. 6 - Exemplo de Rede de Distribuição, com Nós Numerados.....	39
Fig. 7 - Exemplo de Rede de Distribuição, com Trechos Remodelados	40
Fig. 8 – Camadas de Defesa do Sistema Imunológico Natural	42
Fig. 9 – Mecanismos de Defesa do Sistema Imune	43
Fig. 10 – Princípio da Seleção Clonal	44
Fig. 11 - Maturação da Afinidade.....	45
Fig. 12 – Seleção Negativa.....	46
Fig. 13 – Fluxograma do Algoritmo CLONR	48
Fig. 14 – Topologias para o Sistema Teste.....	51
Fig. 15 – Codificação das Topologias	51
Fig. 16 – Topologia Inicial RBTS – Barramento 2	54
Fig. 17 – Comparação dos Índices do RBTS – Barramento 2.....	56
Fig. 18 – Topologia Inicial RBTS – Barramento 3	58
Fig. 19 – Topologia Inicial RBTS – Barramento 4	60
Fig. 20 – Topologia Inicial RBTS – Barramento 5	62
Fig. 21 – Topologia Reconfigurada RBTS – Barramento 5	64
Fig. 22 – Topologia Inicial – Sistema de 16 barras	65
Fig. 23 – Vetor de Impedâncias – Sistema de 16 barras.....	65
Fig. 24 – Interpolação Linear	66
Fig. 25 – Interpolação Linear para Taxas de Falhas – Sistema de 16 Barras.....	66
Fig. 26 – Comparação dos Resultados – Sistema de 16 Barras.....	68
Fig. 27 – Topologia Inicial – Sistema de 33 Barras	68
Fig. 28 – Interpolação Linear para Taxas de Falhas – Sistema de 33 Barras.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Relação Entre Disponibilidade e Tempo Anual de Interrupção.....	26
Tabela 2 – Dados do Sistema Teste.....	32
Tabela 3 – Resultados do Sistema Teste	34
Tabela 4 – Matriz de Entrada de Dados	41
Tabela 5 – Parâmetros do Algoritmo.....	50
Tabela 6 – Codificação do Problema.....	51
Tabela 7 – Parâmetros dos Sistemas RBTS	53
Tabela 8 – Comprimento de Seções dos Alimentadores do Sistema RBTS – Barramento 2... 55	55
Tabela 9 – Dados de Consumidores do Sistema RBTS – Barramento 2.....	55
Tabela 10 – Resultados RBTS – Barramento 2.....	55
Tabela 11 – Comprimento de Seções dos Alimentadores do Sistema RBTS – Barramento 3 56	56
Tabela 12 – Dados de Consumidores do Sistema RBTS – Barramento 3.....	57
Tabela 13 – Resultados RBTS – Barramento 3.....	59
Tabela 14 – Comprimento de Seções dos Alimentadores do Sistema RBTS – Barramento 4 61	61
Tabela 15 – Dados de Consumidores do Sistema RBTS – Barramento 4.....	61
Tabela 16 – Resultados RBTS – Barramento 4.....	61
Tabela 17 – Comprimento de Seções dos Alimentadores do Sistema RBTS – Barramento 5 63	63
Tabela 18 – Dados de Consumidores do Sistema RBTS – Barramento 5.....	63
Tabela 19 – Resultados RBTS – Barramento 5.....	63
Tabela 20 – Dados de Reparo e Manobra – Sistema de 16 Barras.....	67
Tabela 21 – Resultados do Sistema de 16 Barras.....	67
Tabela 22 – Dados de Reparo e Manobra – Sistema de 33 Barras.....	69
Tabela 23 – Dados de Reparo e Manobra – Sistema de 33 Barras.....	69
Tabela 24 – Resultados do Sistema de 33 Barras.....	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AENS	<i>Average Energy Not Supplied</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAI	<i>Average Service Availability Index</i>
ASUI	<i>Average Service Unavailability Index</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
ENS	<i>Energy Not Supplied</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
PPEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
RTBS	<i>Roy Billinton Test System</i>
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SDE	Sistema de Distribuição de Energia
SIA	Sistema Imunológico Artificial
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	15
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
1.3 CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA	20
1.4 MOTIVAÇÃO.....	21
1.5 OBJETIVOS.....	22
1.6 PUBLICAÇÕES DECORRENTES	22
1.7 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	23
2 CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	24
2.1 INTRODUÇÃO.....	24
2.2 TERMOS COMUNS EM ANÁLISE DE CONFIABILIDADE.....	24
2.3 TÉCNICAS E ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	26
2.3.1 Índices utilizados na presente dissertação.....	27
2.3.2 Índices brasileiros definidos pela ANEEL	28
2.4 IMPACTO DA RECONFIGURAÇÃO NA CONFIABILIDADE DO SDE.....	31
2.5 CONCLUSÕES PARCIAIS.....	35
3 METODOLOGIA PROPOSTA.....	36
3.1 INTRODUÇÃO.....	36
3.2 MODELAGEM DO PROBLEMA.....	36
3.2.1 Função Objetivo.....	37
3.2.2 Modelagem de Redes Radiais por Grafos	37
3.3 SISTEMA IMUNOLÓGICO ARTIFICIAL	41
3.3.1 Fundamentação Teórica do SIA.....	42
3.3.2 Sistema Imunológico Adaptativo	43
3.3.3 Algoritmo de Seleção Clonal.....	47
3.3.4 Codificação do Problema Proposto.....	51
3.4 CONCLUSÕES PARCIAIS.....	52
4 RESULTADOS	53
4.1 INTRODUÇÃO.....	53
4.2 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS RBTS	53

4.2.1 RBTS – Barramento 2	54
4.2.2 RBTS – Barramento 3	56
4.2.4 RBTS – Barramento 4	59
4.2.4 RBTS – Barramento 5	62
4.3 SISTEMA DE 16 BARRAS	64
4.4 SISTEMA DE 33 BARRAS	68
5 CONCLUSÃO	72
5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS	72
5.2 TRABALHOS FUTUROS	73
REFERÊNCIAS	74
APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE 16 BARRAS	79
APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS	80

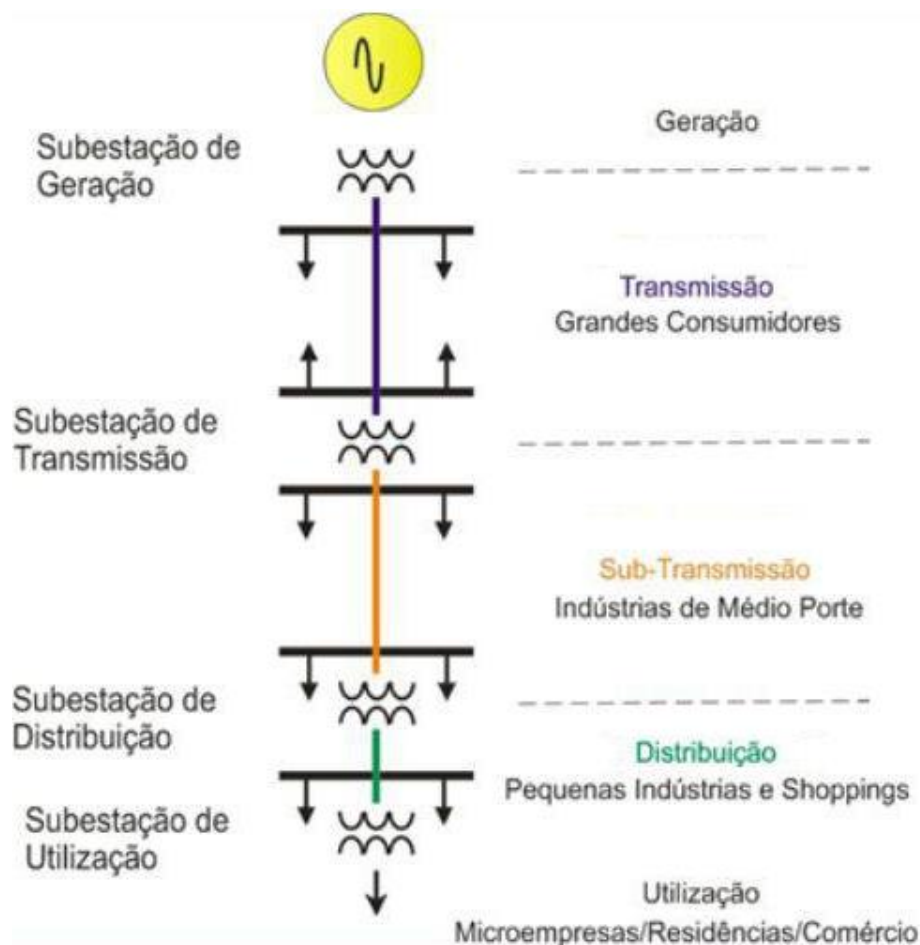
1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A energia elétrica é essencial para a humanidade e, atualmente, praticamente todas as atividades são dependentes deste insumo. Esta dependência tende a aumentar, tendo em vista o desenvolvimento tecnológico acelerado atual. Todo este desenvolvimento está baseado e atrelado ao fornecimento de energia. Logo, tal fornecimento consiste em um serviço indispensável e de direito de todos os consumidores.

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) possuem importância fundamental para fornecer energia a unidades consumidoras diversas, independente do porte, com qualidade, continuidade e confiabilidade no momento desejado. A Figura 1 ilustra a estrutura básica de um SEP, destacando de forma genérica seus quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e consumo.

Fig. 1 - Esquema de um Sistema Elétrico de Potência



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

O sistema de geração é composto pelas usinas que convertem energia de alguma fonte em eletricidade. O sistema de transmissão é aquele que transporta a energia de usinas até centros de consumo, podendo ser subdivididos em transmissão e sub-transmissão de acordo com o nível de tensão. O sistema de distribuição é composto basicamente por subestações abaixadoras e trechos de distribuição, responsáveis por distribuir a energia elétrica recebida do sistema de transmissão entre as unidades consumidoras. Este sistema é dividido em distribuição primária e secundária. As redes de distribuição primária consistem em alimentadores que partem das subestações de distribuição e operam, em geral, em média tensão em uma configuração radial. Em determinados pontos destes alimentadores, há transformadores que reduzem a tensão a níveis inferiores, de onde derivam as redes de distribuição secundárias. Por último, o segmento de utilização, como o próprio nome diz, envolve os consumidores finais e suas respectivas cargas.

Os Sistemas de Distribuição de Energia (SDE) são importantes no contexto do SEP por atender diretamente diversos setores da sociedade, como residencial, comercial, industrial, público e de serviços. Eles representam parcela significativa da energia total consumida. Portanto, a operação segura e eficiente de um SDE colabora para todo e qualquer tipo de desenvolvimento. A função básica de um SDE é atender a demanda por energia da forma mais econômica e segura possível, com continuidade e qualidade (BILLINTON e JONNAVITHULA, 1996). Porém, esses são objetivos conflitantes, pois um alto nível de confiabilidade exige altos investimentos no sistema. Portanto, um dos objetivos do planejamento e da operação de sistemas de energia é obter a melhor combinação possível entre custo e confiabilidade (COELHO NETO, 2006).

Grandes avanços tecnológicos têm possibilitado a flexibilização dos SDE, tendo em vista sua demanda crescente, através de novos dispositivos de medição, controle, automação e comunicação avançada. De acordo com os avanços, o planejamento e a operação de um SDE torna-se mais complexo. Deve-se levar em consideração incertezas sobre restrições políticas, econômicas, sociais e ambientais, o que resulta em novos requisitos que justificam esforços para a otimização de custos aliados à melhoria da confiabilidade. Trata-se do problema global de alocação de capital e operação de recursos como otimização da relação custo-benefício da confiabilidade (BILLINTON, 1994).

Tradicionalmente, os SDEs são operados com uma configuração topológica radial, a fim de facilitar e simplificar sua operação e proteção (KHODR, H. M. *et al.*, 2008). Todavia, uma configuração radial tem menor confiabilidade referente à continuidade do fornecimento de energia quando comparada com a topologia malhada (JUNIOR, B. R. P. *et al.*, 2014). Por este

motivo, as redes de distribuição, embora operadas com configurações radiais, são estruturadas em malha através da utilização de chaves de manobra normalmente abertas, possibilitando eventual interconexão entre alimentadores, ou normalmente fechadas, flexibilizando o restabelecimento de energia através do seccionamento de trechos (CANDIÁ, 2016). Diante deste cenário de operação dos SDE, a satisfação dos consumidores em relação ao fornecimento de energia tem importância fundamental. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regula o serviço de distribuição, através dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (PRODIST, 2012).

A capacidade de avaliar o valor de proporcionar um serviço confiável não está bem estabelecida (BILLINTON e ALLAN, 1988), e o desenvolvimento de metodologias neste âmbito é promissor. Estabelecer o valor de confiabilidade do serviço é uma tarefa difícil e subjetiva. Uma alternativa prática, que está sendo amplamente utilizada, é avaliar os impactos e as perdas monetárias incorridas pelos clientes devido a falhas de fornecimento de energia elétrica. Custos de interrupção ao cliente podem fornecer subsídios para definir o valor real de confiabilidade (WACKER e BILLINTON, 1989). Estas questões são consideradas no presente trabalho que visa dar uma contribuição ao problema de planejamento da operação de SDE, através de reconfiguração, sob a ótica do requisito de confiabilidade.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta subseção tem como propósito resumir alguns trabalhos que foram utilizados como base para os estudos da presente dissertação, além de citar algumas normas relativas ao tema abordado. No que diz respeito à confiabilidade de SDE, alguns critérios devem ser analisados, sendo objeto de estudo de agências regulamentadoras. No Brasil, as normas vigentes são o PRODIST e a RESOLUÇÃO N° 24 DA ANEEL (ANEEL, 2000).

Para de estimar a confiabilidade de uma dada rede, é necessário determinar a frequência e a duração dos cortes estimados de energia para cada consumidor, para cada possível contingência. Essas estimativas geram índices capazes de medir a confiabilidade da rede. Vários índices foram definidos em PADRÃO IEEE 1366, 2003. A estimativa da confiabilidade das redes de distribuição motiva até hoje a concepção de trabalhos que abordam exclusivamente este critério, como em BROWN, 2001.

Pelo fato da complexidade e da coexistência do critério de confiabilidade com o critério econômico, ao longo dos últimos anos foram sendo criadas ferramentas computacionais com o intuito de otimizar índices de confiabilidade de redes elétricas e o custo total relacionado

à operação. Vale destacar que estas ferramentas apresentam diversas variações entre modelagem da rede, índices de confiabilidade implementados e avaliados, escolha de equipamentos, algoritmo de otimização, dentre outros.

Um dos trabalhos pioneiros relacionados à otimização da confiabilidade em SDE foi desenvolvido em BILLINTON e JONNAVITHULA (1996). Este trabalho iniciou a ideia de otimização com o uso de algoritmos heurísticos e pôde, àquela época, permitir a obtenção de algumas soluções com boas características de confiabilidade em relação aos custos envolvidos. Eles utilizaram o algoritmo de recozimento simulado na resolução do problema de alocação de chaves. Uma crítica é que não se preocuparam com dispositivos de proteção. Além disso, cada ramo do circuito poderia apenas receber simultaneamente duas chaves uma em cada extremidade, ou nenhuma.

A natureza discreta e combinatória, e o espaço de busca envolvendo as diversas alternativas configuram campo propício para a aplicação de meta-heurísticas (OLIVEIRA *et al.*, 2014). Assim, as seguintes técnicas já foram aplicadas ao problema: busca tabu (DA SILVA *et al.*, 2004) e algoritmos genéticos (DA SILVA *et al.*, 2004; DE ASSIS *et al.*, 2012).

Seguindo esta linha de algoritmos bio-inspirados, CHEN, *et al.* (2006) foram alguns dos primeiros a abordar o tema de alocação de chaves através do algoritmo conhecido como sistema imunológico artificial. Na sequência, foi proposto por MORADI e FOTUHI-FIRUZABAD (2007) um método baseado na otimização por enxame de partículas, que busca regiões ótimas em espaços complexos de possibilidade de soluções através da interação de indivíduos numa população de partículas. Um trabalho de destaque na área de alocação de dispositivos de proteção e manobra das redes de distribuição pode ser visto em TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009). Neste trabalho os autores utilizaram a técnica de otimização por colônia de formigas na análise das possíveis topologias de redes, método que se mostrou eficaz na resolução do problema, evidenciando novamente as vantagens de se utilizar algoritmos heurísticos neste tipo de abordagem.

A reconfiguração em SDE é considerada como uma opção atrativa de otimização em muitos trabalhos na literatura, podendo variar o critério utilizado e a quantidade de funções objetivo propostas. Em BIN *et al.* (2002), estudou-se uma metodologia de reconfiguração de sistemas de distribuição utilizando algoritmo genético. A função objetivo foi formulada tendo em vista a redução de índices de confiabilidade como EENS - *Energy Not Supplied* ou Energia Esperada Não Suprida, LOLC - do inglês *Loss of Load Cost* ou Custo de Perda de Carga e IEAR - do inglês *Interrupted Energy Assessment Rate* ou Taxa de Avaliação de Energia Interrompida.

A referência (COELHO NETO *et al.*, 2004) utilizou uma função objetivo que minimiza perdas técnicas e que penaliza sobrecargas, sobretensões e violações de índices de confiabilidade. A reconfiguração foi realizada através do método Recozimento Simulado Paralelo.

Em COELHO NETO (2006) aplica-se a reconfiguração de SDE através de um algoritmo de Busca Tabu. A função objetivo utiliza critérios de minimização de perdas e penalizações por violações dos índices de qualidade.

Percebe-se na literatura que existem vários índices de confiabilidade, destacando-se o índice MAIFI – *Momentary Average Interruption Frequency Index* ou em português Índice Médio de Frequência de Interrupção Momentânea (SHAREEF *et al.* 2014); o índice CAIDI – *Customer Average Interruption Duration Index*, do português Índice de Duração Média de Interrupção por Unidade Consumidora (ARYA *et al.* 2012); SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*, ou Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema (TOMOIAGÃ *et al.*, 2013); SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*, ou Índice de Duração Média de Interrupção do Sistema (GHASEMI e MOSHTAGH, 2013).

Diante de inúmeros índices, o trabalho de SKOONPONG e SIRISUMRANNUKUL (2008) ganhou notoriedade por implementar um índice de confiabilidade voltado para a economia, denominado de *Customer Interruption Cost*, ou Custo de Interrupção ao Consumidor. A metodologia é testada com um conhecido sistema da literatura de confiabilidade, o IEEE *Roy Billinton Test System (RTBS) – Bus 2*.

Nota-se que existe uma tendência em avaliar o quesito de confiabilidade em SDE em conjunto com outro critério. Para isso, é necessário utilizar o conceito de otimização multi-objetivo, onde a função é composta por dois ou mais objetivos que são tratados a partir do conceito de Frentes de Pareto (NGATCHOU *et al.*, 2005). Normalmente, esses objetivos são conflitantes entre si, por exemplo, (i) minimizar perdas técnicas e maximizar confiabilidade; (ii) minimizar custo de investimento e maximizar confiabilidade; (iii) minimizar investimento com dispositivos de proteção e maximizar a confiabilidade.

O trabalho de MENDOZA *et al.*, 2009 minimiza o indicador de qualidade conhecido como ENS – *Energy Not Supplied* ou energia não suprida e perdas técnicas. Para tanto, utiliza-se a técnica de um algoritmo micro genético multi-objetivo. Os estudos de casos validados são um sistema de 16 barras, outro de 33 barras e uma rede real de distribuição. Em (ALONSO *et al.*, 2015), ocorre a resolução do problema de reconfiguração de SDE também com uma abordagem multi-objetivo, incluindo a minimização de perdas e a otimização do

índice de confiabilidade denominado de *Power Interruption Equivalent Frequency Index* (PIEFI) ou Índice de Frequência de Interrupção Equivalente de Potência.

Atualmente, um trabalho de destaque nesta área é o de MOHAMMADI *et al.* (2018). Ele possui uma função objetivo composta por SAIDI, SAIFI, custo total de chaves, perda de potência ativa e desvio de tensão. Além disso, faz uma abordagem de alocação de capacitores no processo de reconfiguração. O trabalho é testado com um sistema de 69 barras.

Diante da variedade dos trabalhos expostos, cabe uma crítica relacionada à abordagem de modelagem das redes em SDE. Nota-se que este é um dos pontos de maior dificuldade de implementação de um algoritmo que resulte em boas soluções para confiabilidade. Em todas as modelagens, não fica bem detalhado o posicionamento físico dos equipamentos e pontos de carga. Além disso, os dados de sistema não apresentam, por completo, as taxas de falha, comprimento dos alimentadores e número de consumidores, essenciais para uma análise adequada de confiabilidade.

1.3 CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA

O foco deste trabalho é otimizar o critério de confiabilidade em um sistema de distribuição de energia, que está em crescente evolução, acarretando problemas e desafios para o seu planejamento e operação, através da opção de reconfiguração da rede elétrica de distribuição. Esta opção tem se demonstrado atrativa para tratar problemas relacionados com o SDE, como a instabilidade de tensão (AHMAD *et al.*, 2012; KAYAL *et al.*, 2011; GUIMARÃES *et al.*, 2004), as perdas técnicas (OLIVEIRA *et al.*, 2014; ALONSO *et al.*, 2014) ao longo da cadeia produção-transporte-consumo de energia elétrica e o balanceamento entre cargas (MANTOVANI *et al.*, 2000; BETTONI *et al.*, 2009).

A reconfiguração de SDE consiste na determinação da topologia radial e conexa da rede, através da definição dos estados (aberto/fechado) de chaves manobráveis (KALANTAR *et al.*, 2006). Este problema requer programação matemática não linear inteira mista, envolvendo variáveis contínuas e discretas, para uma resolução assistida por ferramentas computacionais. Desta forma, métodos eficientes e apropriados para problemas com estas características são necessários (SETA *et al.*, 2013). A natureza fornece muitos exemplos de sistemas compostos por elementos simples, nos quais uma interação cooperativa e competitiva entre estes elementos resulta num comportamento global robusto. Este comportamento é desejável para tratar problemas de elevada complexidade, como a reconfiguração de SDE,

criando um ambiente propício para a aplicação de técnicas baseadas em meta-heurísticas (RESENDE *et al.*, 2011).

1.4 MOTIVAÇÃO

A análise, o controle e a melhoria dos índices de confiabilidade em um SDE são quesitos essenciais para o setor elétrico em geral, diante das implicações diretas na satisfação dos usuários e no custo envolvido na energia elétrica. Percebe-se que todos os setores de uma concessionária de energia elétrica estão relacionados de forma direta ou indireta com índices de confiabilidade, desde os departamentos técnicos até os financeiros. Garantir uma energia confiável aos seus consumidores, além de ser necessidade primordial por lei, é prática que evidencia a organização e a capacidade da empresa.

O planejamento de sistemas de distribuição, há alguns anos atrás, levava em conta apenas a capacidade da rede, ou seja, critérios que permitem que a rede possa operar na demanda de pico, em faixas toleráveis de tensão e frequência, para que não fossem violadas as restrições de natureza elétrica. Usualmente, a capacidade de uma rede de distribuição é analisada principalmente a partir de modelos de fluxo de potência. Neste cenário, a capacidade da rede sempre estava em primeiro plano, e a confiabilidade não era tão analisada e planejada da forma devida. Historicamente, a confiabilidade de uma rede era aumentada simplesmente com o acréscimo de capacidade e pelo uso de arranjos com possibilidades de interconexões, o que permitia algumas manobras em situações de contingências. Entretanto, nos últimos anos, mais ênfase tem sido dada à análise de confiabilidade das redes e novas formas de configuração têm sido investigadas, além da concepção e uso otimizado de dispositivos de proteção.

Apesar de existir uma correlação direta entre melhoria da confiabilidade de uma rede com a qualidade de energia suprida, deve-se levar em conta também que a melhoria dos índices de confiabilidade tem relação com os custos de aquisição, instalação e manutenção de equipamentos de proteção e manobra na rede. Isto pode impactar no custo da energia, de modo que o planejamento da melhoria da confiabilidade de uma rede elétrica não é uma tarefa simples. Portanto, uma vez que a operação, se bem planejada, como por exemplo através de uma topologia ótima, pode contribuir para este importante critério, estes aspectos serviram como motivadores para o desenvolvimento da presente dissertação.

1.5 OBJETIVOS

A otimização de um SDE visando o critério geral de confiabilidade pode derivar uma série de objetivos específicos, tais como:

- a) Garantir níveis mínimos de confiabilidade indicados por agências oficiais que devem ser verificados em todos os pontos de distribuição da rede;
- b) Minimizar o custo relacionado à energia não suprida;
- c) Minimizar custo de multas advindas da indisponibilidade de energia.

Diante do exposto, o presente trabalho propõe a aplicação da técnica Sistemas Imunológicos Artificiais (SIA) ao problema de reconfiguração de redes radiais de distribuição, com foco no critério confiabilidade. No entanto, o algoritmo proposto para aplicação é dedicado ao problema de reconfiguração de SDE radiais, obtido de Oliveira *et al.* (2014). Portanto, a aplicação de um algoritmo dedicado ao problema tende a gerar decisões mais assertivas para o processo de reconfiguração, conforme demonstrado no estudo de caso apresentado. Mais especificamente, o indicador de confiabilidade utilizado diretamente no presente trabalho é a energia não suprida (ENS) e visa minimizar encargos e impactos de interrupções no fornecimento de energia. Portanto, os objetivos de garantia de níveis mínimos de confiabilidade e minimização de multas, anteriormente citados, são indiretamente contemplados. Os equipamentos de manobra considerados são chaves seccionadoras e de interconexão, enquanto que os dispositivos de proteção referem-se a disjuntores e fusíveis. O problema de otimização é restrito de acordo com requisitos de rede como radialidade e conectividade.

1.6 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

Este trabalho resultou na seguinte publicação:

FERREIRA, E. L.; DE OLIVEIRA, L. W.; DE OLIVEIRA, E. J.; CANDIÁ JÚNIOR, A., RECONFIGURAÇÃO ÓTIMA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA COM FOCO EM CONFIABILIDADE. In: L SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2018, Rio de Janeiro.

1.7 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho está dividido em 5 capítulos, sendo esta introdução o primeiro capítulo. A seguir, um breve resumo dos próximos capítulos.

O Capítulo 2 apresenta um resumo dos principais conceitos e indicadores relativos à análise da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica, que serão amplamente abordados ao longo do texto.

No Capítulo 3, será apresentada a metodologia proposta com detalhes teóricos sobre o SIA e a descrição da modelagem proposta para reconfiguração da rede.

O Capítulo 4 é dedicado aos estudos de casos propostos, bem como discussões acerca dos resultados obtidos.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões gerais do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

Os Apêndices A e B apresentam os dados complementares dos sistemas de 14 barras e 33 barras, respectivamente.

2 CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

2.1 INTRODUÇÃO

De acordo com BILLINTON e ALLAN (1992), confiabilidade é a probabilidade de um dispositivo (componente) ou sistema atender seus propósitos de forma adequada por um intervalo de tempo previsto, nas condições específicas e operativas de seu projeto. A partir desta definição, os seguintes parâmetros devem ser levados em consideração: probabilidade, desempenho adequado, tempo e condições de operação. Ao se avaliar a confiabilidade, inúmeros índices são definidos e o termo é utilizado para todos estes de uma forma geral. Não existe uma técnica geral para se avaliar a confiabilidade.

A modelagem da confiabilidade varia de acordo com o caso, do problema em questão e de suas hipóteses. Assim, a validade da análise está diretamente relacionada com a validade do modelo usado para a representação do sistema (MANSO *et al.*, 1998).

Nota-se que a análise da confiabilidade em um SDE é baseada em índices de confiabilidade medidos a partir de conceitos da teoria de probabilidade. Neste capítulo, serão abordados tais índices e outros conceitos e técnicas relativas ao estudo da confiabilidade de redes de distribuição, que servirão de base para o desenvolvimento proposto neste trabalho.

2.2 TERMOS COMUNS EM ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

Neste item, serão apresentados alguns termos comuns à análise da confiabilidade em SDE. As definições de alguns desses termos foram compiladas de BILLINTON e ALLAN (1992), PRODIST (2014), PADRÃO IEEE 1366 (2003) e BROWN (2017) e apresentadas a seguir:

- a) Falha: evento acidental, por exemplo, um curto-circuito que faz com que um componente de um sistema torne-se incapaz de desempenhar sua função;
- b) Contingência: trata-se de um evento não-programado que ocorre em uma rede elétrica, como um defeito ou uma abertura indesejada no circuito;
- c) Tempo de restabelecimento: é todo o período compreendido entre a interrupção do fornecimento de energia até o restabelecimento total do sistema. Este tempo é composto pelos tempos de localização/manobra e reparo;

- d) Tempo de manobra: é o tempo para realizar o deslocamento até as adjacências da falha e fazer a transferência de carga entre alimentadores;
- e) Tempo de reparo: é o período decorrente até a correção total da falha;
- f) Circuito aberto: consiste em um ponto da rede que interrompe seu fluxo de potência, sem gerar correntes de curto-circuito, como a abertura indesejada e incorreta de um equipamento da rede;
- g) Perda (ou saída de operação): refere-se à perda de algum equipamento da rede, podendo ser definido como a desenergização de um equipamento, podendo ser programada (por exemplo, para manutenção em um determinado equipamento) ou não-programada;
- h) Interrupção sustentada: evento que provoca a interrupção de fornecimento de energia elétrica ao consumidor, que permaneça por um período de tempo superior a um intervalo de tempo pré-determinado. Esse intervalo de tempo é variável de acordo com os critérios utilizados pelas concessionárias ou agência reguladoras. O PADRÃO IEEE 1366 (2003) define este intervalo de tempo como sendo 5 minutos, já o PRODIST (2015) define que, no Brasil, esse intervalo é de 3 minutos;
- i) Interrupção momentânea: são as interrupções que duram períodos de tempo inferiores aos intervalos pré-estabelecidos que resultariam em interrupções sustentadas;
- j) Disponibilidade: é definida como a probabilidade de um dado equipamento ou ponto de consumo estar energizado e pronto para uso. A disponibilidade é geralmente expressa em porcentagem, significando qual fração de determinado período de tempo (usualmente, um ano) a rede está energizada, enquanto que a indisponibilidade é expressa pelo tempo anual de interrupção (normalmente dado em dias, horas, minutos ou até mesmo ciclos de onda). Conclui-se que redes mais confiáveis possuem, naturalmente, maior disponibilidade. A partir deste conceito, BROWN (2017) desenvolveu a Tabela 1 para comparar a disponibilidade de uma rede e sua consequente indisponibilidade.

Tabela 1 - Relação Entre Disponibilidade e Tempo Anual de Interrupção

Disponibilidade (%)	Tempo anual de interrupção
90	36,5 dias
99	3,7 dias
99,9	8,8 horas
99,99	52,6 minutos
99,999	5,3 minutos
99,9999	31,5 segundos
99,99999	3,2 segundos
99,999999	0,3 segundos
99,9999999	1,9 ciclos (em 60 Hz)

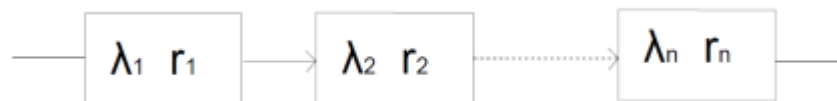
Fonte: BROWN (2017)

2.3 TÉCNICAS E ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Um sistema de distribuição radial, normalmente, é constituído por um conjunto de componentes em série, incluindo equipamentos de manobra e proteção, alimentadores principais e secundários, trechos, seções e barramentos. Um consumidor conectado a um ponto de carga necessita que todos, ou a maioria dos componentes estejam operando de forma adequada para receber sua energia. Uma forma de quantificar e qualificar o desempenho destes sistemas, é através do cálculo e da análise de índices de confiabilidade. Para isso, BILLINTON e ALLAN (1992) definiram três parâmetros básicos de confiabilidade em sistemas radiais, são eles: *i*) taxa média de falha; *ii*) tempo médio de interrupção e; *iii*) tempo médio de interrupção anual.

O modelo de confiabilidade em sistemas radiais é ilustrado na Figura 2, onde a falha de um equipamento acarreta falha de todo o sistema ou da seção à jusante do equipamento sob falha.

Fig. 2 - Modelo de Rede de Confiabilidade em Série



Fonte: CANDIÁ (2016)

Os parâmetros mais comuns para se avaliar o desempenho de um SDE são definidos nas Equações 1-3 e baseados em BILLINTON e ALLAN (1992).

- a) Taxa média de falha de uma seção de distribuição (λ_s , [falhas/ano]), dada pela Equação 1;

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (1)$$

Em que λ_i é a taxa média de falha do equipamento i da seção s [falhas/ano] e n o número de equipamentos da seção s .

- b) Tempo médio de interrupção por falha de uma seção s , (r_s , [horas/falha]), dado pela Equação 2;

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (2)$$

Onde r_i é o tempo de reparo do equipamento i [horas].

- c) Indisponibilidade de uma seção s (U_s , [horas/falha]), dado pela Equação 3.

$$U_s = \sum_{i=1}^n U_i = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot r_i \quad (3)$$

Em que U_i é a indisponibilidade equipamento i da seção s [horas/falha].

2.3.1 Índices utilizados na presente dissertação

A partir das Equações 1-3, é possível formular os principais indicadores propostos em PADRÃO IEEE 1366 (2003), definidos nas Equações 4-8 e utilizados como indicadores base na presente dissertação.

- SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*): consiste na duração média de interrupção anual experimentada pelos consumidores de uma rede, dado em horas/ano.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \cdot N_i}{N_{total}} \quad (4)$$

Onde N_i representa o número de consumidores afetados pela falha do equipamento i da seção s ; N_{total} é o número total de consumidores do sistema.

- SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*): corresponde ao número médio de interrupções anuais experimentadas pelos consumidores de uma rede, dado em falhas/ano.

$$SAIFI = \frac{\sum_i^n \lambda_i \cdot N_i}{N_{total}} \quad (5)$$

- ENS (*Energy not Supplied*): trata-se da energia total não fornecida pelo sistema, por conta de interrupções, no período de um ano. Este montante é dado kWh/ano.

$$ENS = \sum_i^n U_i \cdot L_i \quad (6)$$

Sendo L_i a carga média afetada pela falha do equipamento i .

- ASUI (*Average Service Unavailability Index*): é o índice de indisponibilidade média de serviço, definido pela razão entre o número equivalente de horas de indisponibilidade aos consumidores e o número total de horas demandadas no período de um ano (8.760 horas).

$$ASUI = \frac{SAIDI}{8760} \quad (7)$$

- ASAI (*Average Service Availability Index*): representa a disponibilidade média de serviço, sendo pela diferença entre a totalidade e ASUI.

$$ASAI = 1 - ASUI \quad (8)$$

2.3.2 Índices brasileiros definidos pela ANEEL

No PRODIST (2015), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) definiu indicadores de confiabilidade para uma rede de distribuição. Assim, por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores e a ANEEL podem avaliar a continuidade dos serviços prestados e o desempenho dos sistemas elétricos de distribuição. Os indicadores individuais são compostos por DIC, FIC, DMIC e DICRI, que devem ser apurados para todas as unidades consumidoras, e os indicadores coletivos, representados por DEC e FEC. Os indicadores, segundo o PRODIST, devem ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais, com exceção do indicador DICRI, que deve ser apurado por interrupção ocorrida em dia crítico. Vale destacar que o PRODIST considera apenas as interrupções com duração superior a 3 minutos no cômputo dos índices de confiabilidade mencionados. A partir da literatura destacada acima, podemos apresentar os índices brasileiros nas Equações 9-14.

- a) DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora): corresponde ao período de desenergização da unidade consumidora considerada, expresso em horas, no

universo de todas as unidades consumidoras de uma rede de distribuição. A DIC é então calculada somando-se os períodos de desenergização experimentados pelo ponto de carga consequentes das falhas na rede que provocam interrupção sustentada neste ponto de carga, no período de um ano:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (9)$$

Onde n é o número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração, i é o índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n . Por fim, $t(i)$, representa o tempo de duração da interrupção i da unidade consumidora.

- b) FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora): corresponde ao número de interrupções da unidade consumidora considerada, no universo de todas as unidades de uma rede de distribuição. A FIC é então calculada somando-se todas as falhas da rede que impactam em interrupção sustentada desse ponto de carga no período de apuração, gerando assim um valor que expressa o número de interrupções que tal ponto de carga experimenta no período de apuração:

$$FIC = n \quad (10)$$

Lembrando que, n é o número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

- c) DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora): é dado pelo período máximo de desenergização experimentado por uma unidade consumidora, expresso em horas, no universo de todas as unidades consumidoras de uma rede de distribuição:

$$DMIC = t(i) \max \quad (11)$$

Sendo $t(i) \max$ o tempo máximo da duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora.

- d) DICRI (Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora): consiste no tempo de interrupção ocorrida num dia crítico, para uma determinada unidade consumidora. Sendo dia crítico o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, supera a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados:

$$DICRI = t_{crítico} \quad (12)$$

Sendo $t_{crítico}$ a duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

- e) DEC (Duração Equivalente da Interrupção): aplicado a um conjunto de pontos de carga, este índice expressa a quantidade média de horas que um consumidor conectado a qualquer um desses pontos de carga permanece desenergizado devido a interrupções no seu fornecimento de energia, no período de apuração (normalmente em um ano). Segundo a Resolução Normativa de 16/08/2018 da ANEEL, a apuração do indicador DEC deve ser efetuada conforme disposto na Portaria DNAEE 046. Seu cálculo deve ser realizado da seguinte forma:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)t(i)}{Cs} \quad (13)$$

Onde $Ca(i)$ representa o número de consumidores do conjunto considerados, atingidos na interrupção i ; Cs é o número total de consumidores do conjunto considerado.

- f) FEC (Frequência Equivalente da Interrupção): aplicado a um conjunto de pontos de carga, este índice expressa o número médio de vezes em que um consumidor conectado a qualquer um desses pontos de carga permanece desenergizado devido a interrupções no seu fornecimento de energia, no período de apuração (normalmente em um ano). Segundo a Resolução Normativa de 16/08/2018 da ANEEL, a apuração do indicador FEC deve ser efetuada conforme disposto na Portaria DNAEE 046. Seu cálculo deve ser realizado da seguinte forma:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (14)$$

É válido destacar que os índices brasileiros DEC e FEC são equivalentes aos índices *SAIDI* e *SAIFI*, previamente apresentados. Devido ao fato de que a regulamentação brasileira foi baseada nas Normas IEEE 1366.

Segundo o PRODIST (2015), as concessionárias que não cumprem as metas anuais mínimas de continuidade de energia estabelecidas pela ANEEL são penalizadas através de multas, o que reforça ainda mais a importância do objetivo deste trabalho no que concerne a otimização dos índices de confiabilidade de uma rede de distribuição.

Em cada período de revisão tarifária, são definidos novos limites para os indicadores DEC e FEC com trajetória sempre decrescente para os anos seguintes. De um ciclo para o outro esses limites tornam-se mais restritos exigindo um esforço das empresas para

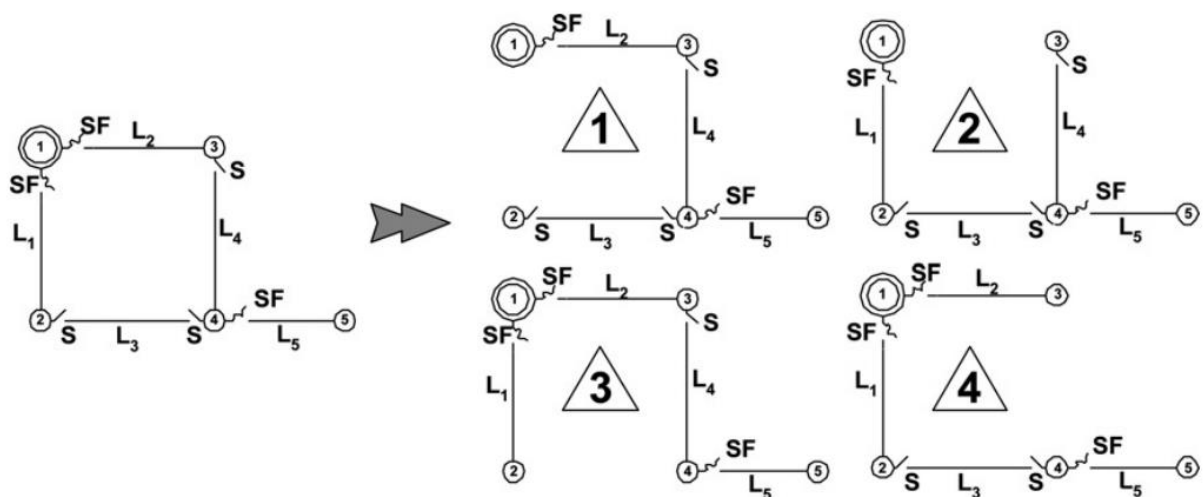
melhorar a prestação dos serviços (MILOCA, 2012). A metodologia para o estabelecimento de tais limites é divulgada em nota técnica e disponibilizada no site da ANEEL.

2.4 IMPACTO DA RECONFIGURAÇÃO NA CONFIABILIDADE DO SDE

Diante deste cenário de apresentação de diversos indicadores de qualidade, o presente trabalho optou por utilizar os índices *SAIDI*, *SAIFI*, *ENS*, *ASUI* e *ASAI* para expressar o impacto da reconfiguração no que diz respeito à confiabilidade de um sistema de distribuição de energia.

A fim de ilustrar o impacto da reconfiguração na confiabilidade, utiliza-se o sistema teste da Figura 3, com suas respectivas topologias possíveis.

Fig. 3 - Topologias para o Sistema Teste



Fonte: (MENDOZA *et al.*, 2009)

O sistema é composto por três chaves seccionadoras do tipo fusível, posicionadas nas linhas 1, 2 e 5, e duas chaves seccionadoras de interconexão, posicionadas nas linhas 3 e 4. A partir desta configuração, o sistema é formado apenas por quatro topologias radiais e conexas. Os dados de linha do sistema são apresentados na Tabela 2, onde se pode encontrar as taxas de falha e a capacidade de cada linha. Os tempos de reparo e manobra são considerados 1,0 e 0,5 hora, respectivamente.

Tabela 2 – Dados do Sistema Teste

Linha	Nós	λ_i	Consumidores	kW - kVAr
L ₁	1-2	0,2	1	3.400 – 1.400
L ₂	1-3	0,3	1	9.000 – 4.000
L ₃	2-4	0,2	1	6.700 – 2.700
L ₄	3-4	0,2	1	1.100 – 1.000
L ₅	4-5	0,1	1	9.000 – 4.000

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

De posse das informações da Tabela 2, é possível calcular os índices *SAIDI*, *SAIFI*, *ENS*, *ASUI* e *ASAI* para cada umas das quatro topologias candidatas, conforme demonstrado nos passos a seguir.

- Topologia 1:

SAIDI da seção 1-3, 3-4, 4-2 e 4-5:

$$SAIDI_1 = \frac{\lambda_{1-3} \cdot r_{1-3} + \lambda_{3-4} \cdot r_{3-4} + \lambda_{4-2} \cdot r_{4-2} + \lambda_{4-5} \cdot r_{4-5}}{N_{1-3} + N_{3-4} + N_{4-2} + N_{4-5}} = \dots$$

$$\dots \frac{0,3 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1}{1 + 1 + 1 + 1} = 0,2$$

SAIFI da seção 1-3, 3-4, 4-2 e 4-5:

$$SAIFI_1 = \frac{\lambda_{1-3} \cdot N_{1-3} + \lambda_{3-4} \cdot N_{3-4} + \lambda_{4-2} \cdot N_{4-2} + \lambda_{4-5} \cdot N_{4-5}}{N_{1-3} + N_{3-4} + N_{4-2} + N_{4-5}} = \dots$$

$$\dots \frac{0,3 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1}{1 + 1 + 1 + 1} = 0,2$$

ENS da seção 1-3, 3-4, 4-2 e 4-5:

$$ENS_1 = \lambda_{1-3} \cdot r_{1-3} \cdot kW_{1-3} + \lambda_{3-4} \cdot r_{3-4} \cdot kW_{3-4} + \lambda_{4-2} \cdot r_{4-2} \cdot kW_{4-2} + \lambda_{4-5} \cdot r_{4-5} \cdot kW_{4-5} = \dots$$

$$\dots 0,3 \cdot 1 \cdot 9.000 + 0,2 \cdot 1 \cdot 1.100 + 0,2 \cdot 1 \cdot 6.700 + 0,1 \cdot 1 \cdot 9.000 = 5.160$$

ASUI da seção 1-3, 3-4, 4-2 e 4-5:

$$ASUI_1 = \frac{SAIDI_1}{8.760} = \frac{0,2}{8.760} = 0,00002283$$

ASAI da seção 1-3, 3-4, 4-2 e 4-5:

$$ASAI_1 = 1 - ASUI_1 = 0,9999772$$

- Topologia 2:

SAIDI da seção 1-2, 2-4, 4-3 e 4-5:

$$SAIDI_2 = \frac{\lambda_{1-2} \cdot r_{1-2} + \lambda_{2-4} \cdot r_{2-4} + \lambda_{4-3} \cdot r_{4-3} + \lambda_{4-5} \cdot r_{4-5}}{N_{1-2} + N_{2-4} + N_{4-3} + N_{4-5}} = \dots$$

$$\dots \frac{0,2 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1}{1 + 1 + 1 + 1} = 0,175$$

SAIFI da seção 1-2, 2-4, 4-3 e 4-5:

$$SAIFI_2 = \frac{\lambda_{1-2} \cdot N_{1-2} + \lambda_{2-4} \cdot N_{2-4} + \lambda_{4-3} \cdot N_{4-3} + \lambda_{4-5} \cdot N_{4-5}}{N_{1-2} + N_{2-4} + N_{4-3} + N_{4-5}} = \dots$$

$$\dots \frac{0,2 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1}{1 + 1 + 1 + 1} = 0,175$$

ENS da seção 1-2, 2-4, 4-3 e 4-5:

$$ENS_2 = \lambda_{1-2} \cdot r_{1-2} \cdot kW_{1-2} + \lambda_{2-4} \cdot r_{2-4} \cdot kW_{2-4} + \lambda_{4-3} \cdot r_{4-3} \cdot kW_{4-3} + \lambda_{4-5} \cdot r_{4-5} \cdot kW_{4-5} = \dots$$

$$\dots 0,2 \cdot 1 \cdot 3.400 + 0,2 \cdot 1 \cdot 6.700 + 0,2 \cdot 1 \cdot 1.100 + 0,1 \cdot 1 \cdot 9.000 = 3.140$$

ASUI da seção 1-2, 2-4, 4-3 e 4-5:

$$ASUI_2 = \frac{SAIDI_2}{8.760} = \frac{0,175}{8.760} = 0,00001997$$

ASAI da seção 1-2, 2-4, 4-3 e 4-5:

$$ASAI_2 = 1 - ASUI_2 = 0,99998$$

- Topologia 3:

SAIDI da seção 1-2, 1-3, 3-4 e 4-5:

$$SAIDI_3 = \frac{\lambda_{1-2} \cdot r_{1-2} + \lambda_{1-3} \cdot r_{1-3} + \lambda_{3-4} \cdot r_{3-4} + \lambda_{4-5} \cdot r_{4-5}}{N_{1-2} + N_{1-3} + N_{3-4} + N_{4-5}} = \dots$$

$$\dots \frac{0,2 \cdot 1 + 0,3 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1}{1 + 1 + 1 + 1} = 0,2$$

SAIFI da seção 1-2, 1-3, 3-4 e 4-5:

$$SAIFI_3 = \frac{\lambda_{1-2} \cdot N_{1-2} + \lambda_{1-3} \cdot N_{1-3} + \lambda_{3-4} \cdot N_{3-4} + \lambda_{4-5} \cdot N_{4-5}}{N_{1-2} + N_{1-3} + N_{3-4} + N_{4-5}} = \dots$$

$$\dots \frac{0,2 \cdot 1 + 0,3 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1}{1 + 1 + 1 + 1} = 0,2$$

ENS da seção 1-2, 1-3, 3-4 e 4-5:

$$ENS_2 = \lambda_{1-2} \cdot r_{1-2} \cdot kW_{1-2} + \lambda_{1-3} \cdot r_{1-3} \cdot kW_{1-3} + \lambda_{3-4} \cdot r_{3-4} \cdot kW_{3-4} + \lambda_{4-5} \cdot r_{4-5} \cdot kW_{4-5} = \dots$$

$$\dots 0,2 \cdot 1 \cdot 3.400 + 0,3 \cdot 1 \cdot 9.000 + 0,2 \cdot 1 \cdot 1.100 + 0,1 \cdot 1 \cdot 9.000 = 4.500$$

ASUI da seção 1-2, 1-3, 3-4 e 4-5:

$$ASUI_3 = \frac{SAIDI_3}{8.760} = \frac{0,2}{8.760} = 0,00002283$$

ASAI da seção 1-3, 3-4, 4-2 e 4-5:

$$ASAI_3 = 1 - ASUI_3 = 0,9999772$$

- Topologia 4:

SAIDI da seção 1-2, 1-3, 2-4 e 4-5:

$$SAIDI_4 = \frac{\lambda_{1-2} \cdot r_{1-2} + \lambda_{1-3} \cdot r_{1-3} + \lambda_{2-4} \cdot r_{2-4} + \lambda_{4-5} \cdot r_{4-5}}{N_{1-2} + N_{1-3} + N_{2-4} + N_{4-5}} = \dots$$

$$\dots \frac{0,2 \cdot 1 + 0,3 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1}{1 + 1 + 1 + 1} = 0,2$$

SAIFI da seção 1-2, 1-3, 2-4 e 4-5:

$$SAIFI_4 = \frac{\lambda_{1-2} \cdot N_{1-2} + \lambda_{1-3} \cdot N_{1-3} + \lambda_{2-4} \cdot N_{2-4} + \lambda_{4-5} \cdot N_{4-5}}{N_{1-2} + N_{1-3} + N_{2-4} + N_{4-5}} = \dots$$

$$\dots \frac{0,2 \cdot 1 + 0,3 \cdot 1 + 0,2 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1}{1 + 1 + 1 + 1} = 0,2$$

ENS da seção 1-2, 1-3, 2-4 e 4-5:

$$ENS_2 = \lambda_{1-2} \cdot r_{1-2} \cdot kW_{1-2} + \lambda_{1-3} \cdot r_{1-3} \cdot kW_{1-3} + \lambda_{2-4} \cdot r_{2-4} \cdot kW_{2-4} + \lambda_{4-5} \cdot r_{4-5} \cdot kW_{4-5} = \dots$$

$$\dots 0,2 \cdot 1 \cdot 3.400 + 0,3 \cdot 1 \cdot 9.000 + 0,2 \cdot 1 \cdot 6.700 + 0,1 \cdot 1 \cdot 9.000 = 5.620$$

ASUI da seção 1-2, 1-3, 3-4 e 4-5:

$$ASUI_4 = \frac{SAIDI_4}{8.760} = \frac{0,2}{8.760} = 0,00002283$$

ASAI da seção 1-3, 3-4, 4-2 e 4-5:

$$ASAI_4 = 1 - ASUI_4 = 0,9999772$$

Os resultados anteriores foram resumidos e ilustrados na Tabela 3, a fim de se avaliar a melhor topologia candidata.

Tabela 3 – Resultados do Sistema Teste

Topologia	Seção	<i>SAIDI</i>	<i>SAIFI</i>	<i>ENS</i>	<i>ASUI</i>	<i>ASAI</i>
1	1-3, 3-4, 4-2 e 4-5	0,2	0,2	5.160	0,00002283	0,9999772
2	1-2, 2-4, 4-3 e 4-5	0,175	0,175	3.140	0,00001997	0,99998
3	1-3, 3-4, 4-2 e 4-5	0,2	0,2	4.500	0,00002283	0,9999772
4	1-3, 3-4, 4-2 e 4-5	0,2	0,2	5.620	0,00002283	0,9999772

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Pode-se observar que a melhor reconfiguração resultou na topologia 2, que apresenta os indicadores mais otimizados. Tal resultado foi influenciado pela abertura da chave 1-3, que tem maior taxa de falha e uma elevada capacidade associada.

2.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou definições importantes no que diz respeito a análise da confiabilidade em SDE, bem como os principais índices de confiabilidade utilizados no Brasil e no mundo. Descreveu-se como estes índices podem afetar no consumo de energia, desde a distribuidora até o consumidor final. Ainda, foi apresentada uma metodologia básica de cálculo dos principais índices que serão utilizados neste trabalho. Como conclusão, pôde-se depreender que a reconfiguração impacta sensivelmente em indicadores diversos de confiabilidade, conforme esperado na motivação do presente trabalho.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 INTRODUÇÃO

A metodologia proposta no presente trabalho para o problema de reconfiguração de redes radiais de distribuição de energia é baseada basicamente na modelagem de um problema de otimização cujo objetivo é maximizar a confiabilidade do sistema. Conforme elucidado anteriormente, existem vários índices que aferem a confiabilidade de um sistema e, de forma geral, nos testes realizados, todos eles convergiram para o mesmo sentido de minimização da carga interrompida. Na presente dissertação, optou-se pela maximização de confiabilidade através da minimização do índice *ENS*, tal índice também foi escolhido para facilitar uma possível aplicação do problema transformando o índice para custo.

Diante da natureza discreta do problema de reconfiguração, propõe-se como técnica de resolução do modelo de otimização não linear e inteiro-mista, a meta-heurística denominada Sistemas Imunológicas Artificiais, com base em sua aplicação prévia ao problema de reconfiguração com outros critérios, como perdas e estabilidade de tensão (OLIVEIRA *et al.*, 2014), (FERREIRA, 2016).

Assim, este capítulo apresenta a modelagem do problema de otimização, os aspectos técnicos e teóricos da metodologia utilizada e introduz o algoritmo proposto para resolução do problema.

3.2 MODELAGEM DO PROBLEMA

O foco deste trabalho está nas redes radiais de distribuição, constituídas basicamente de subestações das quais derivam um ou mais alimentadores. Cada alimentador é dividido em uma ou mais seções de linha e trechos laterais que podem ter ou não dispositivos de proteção. Esta é a forma mais frequente de configuração de uma rede de distribuição, tendo em vista que uma operação radial favorece a coordenação eficaz dos dispositivos de proteção (CANDIÁ, 2016).

Sobre os equipamentos contemplados, aqueles utilizados para manobra são as chaves seccionadoras e de interconexão, enquanto que os dispositivos de proteção referem-se a disjuntores e fusíveis. O disjuntor é capaz de interromper a falha sem a necessidade de substituição após cada operação, além de permitir manobras para manutenções programadas. Já os fusíveis, requerem substituição a cada operação, porém, são dispositivos de baixo custo.

De modo geral, a reconfiguração de um SDE é capaz de otimizar os diversos índices de confiabilidade, diminuindo o impacto de falhas para consumidores e aumentando a capacidade de operação de distribuidoras. Porém, existem algumas restrições que devem ser levadas em consideração, conforme contemplado pela metodologia proposta nesta dissertação.

3.2.1 Função Objetivo

O problema de reconfiguração do SDE visando minimizar *ENS* pode ser formulado através de sua função objetivo (*FOB*) e respectivas restrições, conforme modelado a seguir.

$$FOB = \min ENS = \sum_i^n U_i \cdot L_i \quad (15)$$

Sujeito a:

$$\sum_{(ij) \in \Omega_l} x_{ij} = n_b - 1 \quad (16)$$

$$x_{ij} \in \{0,1\} \quad \forall_{ij} \in \Omega_l \quad (17)$$

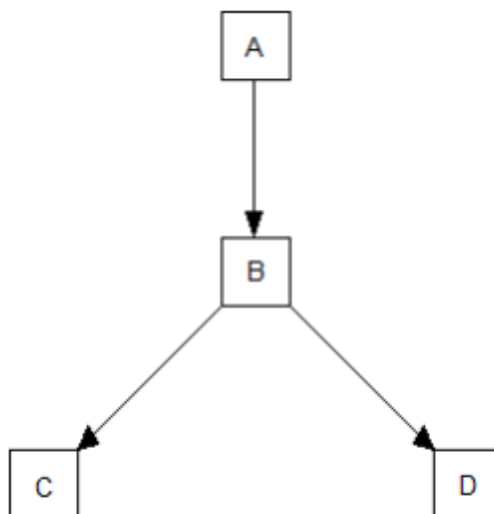
Em que x_{ij} é estado da chave no trecho (ou ramo) ij ($x_{ij} = 0$ para chave aberta e $x_{ij} = 1$ para chave fechada), n_b e Ω_l representam o número de barras e o conjunto de ramos do sistema de distribuição, respectivamente.

As restrições de radialidade e conectividade são representadas pelas Equações 16 e 17. Em outras palavras, uma topologia candidata à solução não pode formar laços ou caminhos fechados na rede e não pode apresentar barras desconectadas, ou seja, sem fornecimento de energia.

3.2.2 Modelagem de Redes Radiais por Grafos

O conceito de modelagem das redes radiais por grafos foi extraído de BROWN (2017), onde uma rede de distribuição pode ser entendida, em termos topológicos, como grafos orientados de acordo com o fluxo de potência que atravessa esta rede. A Figura 4 ilustra alguns dos principais termos genéricos da teoria de grafos aplicado a uma rede radial.

Fig. 4 - Diagrama Genérico de um Grafo



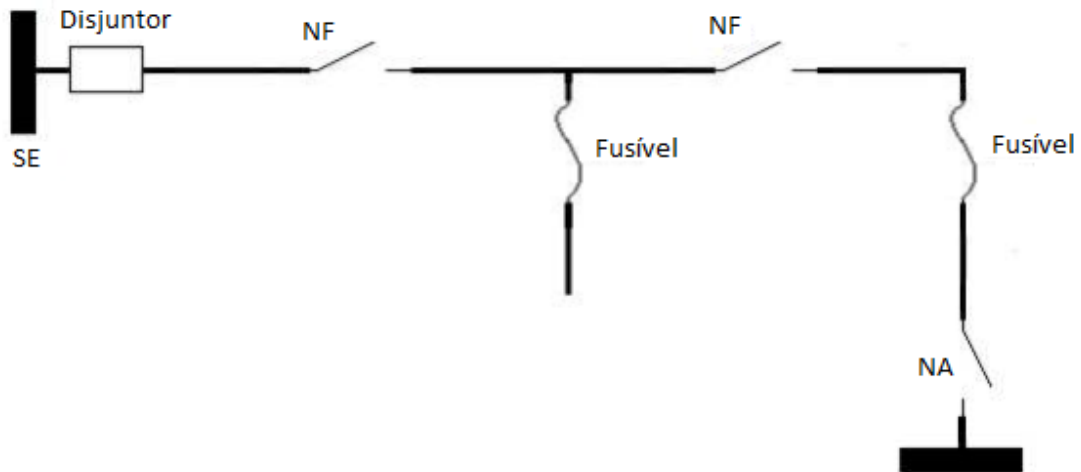
Fonte: (RODRIGUES, 2015)

- a) **Árvore de caminho:** grafo indicativo da topologia da rede, mostrando as conexões entre seus equipamentos, simbolizando o caminho de fluxo de potência. Um exemplo consiste na Figura 4;
- b) **Nó:** um ponto do grafo, que geralmente é um ponto de consumo de energia ou uma extremidade de um equipamento. No exemplo, são os pontos A, B, C e D;
- c) **Raiz:** é o nó principal do grafo, neste caso, a fonte de energia, onde se origina o fluxo de potência da rede. No exemplo, é o ponto A;
- d) **Ramo:** é uma conexão entre dois nós. No exemplo, os ramos são: AB, BC e BD;
- e) **Caminho à montante de dado nó:** é o conjunto de nós que estão entre o dado nó e a raiz, em sequência. No exemplo, os nós que estão à montante de D são B e A, de modo que seu caminho à montante é D-B-A;
- f) **Caminho à jusante de dado nó:** é o conjunto de nós que, em relação ao dado nó, estão mais afastados da raiz, em sequência. No exemplo, os nós que estão à jusante de A são B, C e D, de modo que há dois caminhos à jusante de A: A-B-C e A-B-D.

A fim de ilustrar a aplicação da teoria de grafos às redes de distribuição, utilizou-se o exemplo apresentado em RODRIGUES (2015). Neste exemplo, há uma subestação (SE), de onde parte um alimentador protegido por disjuntor, que supre energia a algumas unidades consumidoras conectadas ao longo de suas linhas aéreas. Entre a subestação e as unidades consumidoras, existem duas chaves normalmente fechadas (NF) e dois fusíveis, utilizados respectivamente para manobra e proteção da rede – além do disjuntor da subestação. Uma chave normalmente aberta (NA) oferece ainda a possibilidade de manobra para reenergização de

cargas importantes conectadas mais à jusante da SE, conforme Figura 5. Vale destacar que esta figura retrata apenas um exemplo de topologia de uma rede sob a análise da teoria dos grafos, não devendo ser considerada uma rede prática (por exemplo, na prática, evita-se o uso de chave normalmente aberta em segmento de alimentador contendo fusível, mas com fins ilustrativos, considera-se aqui esta possibilidade) (RODRIGUES, 2015).

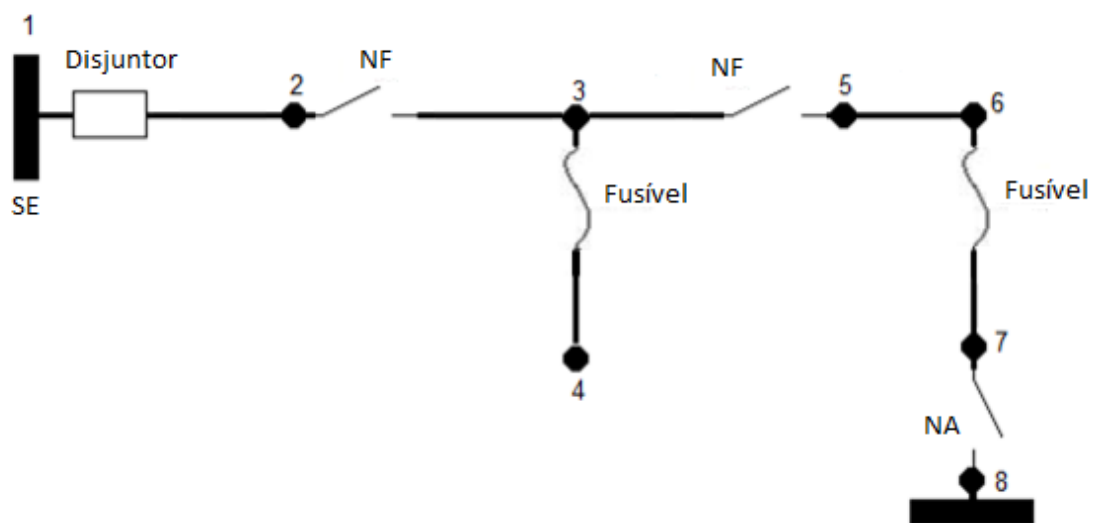
Fig. 5 - Exemplo de Rede de Distribuição



Fonte: (RODRIGUES, 2015)

Pode-se entender a rede anteriormente ilustrada como sendo um grafo, em que as unidades consumidoras são nós e cada segmento alimentador são ramos que unem os nós. Para isto, pode-se associar os nós numerados convenientemente como pontos de carga, de acordo com a Figura 6.

Fig. 6 - Exemplo de Rede de Distribuição, com Nós Numerados



Fonte: (RODRIGUES, 2015)

Nota-se pela Figura 6 que o nó 1 representa a subestação e os nós de 2 a 7 as unidades consumidoras. O nó 8 pertence a outro alimentador e somente servirá para indicar a

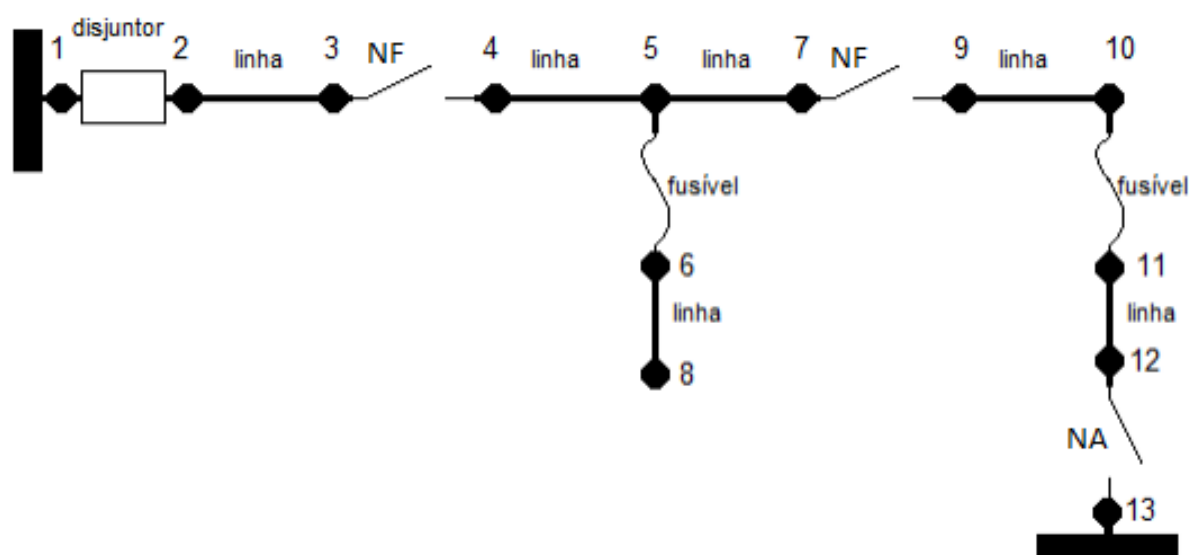
presença de uma chave normalmente aberta entre o ponto 7 e o ponto 8, para fins de reenergização caso esta chave venha a ser fechada numa situação de contingência.

Os conceitos destacados sobre grafos no início desta subseção podem ser abordados neste exemplo como sendo:

- (i) a rede como um todo é um grafo, sendo a subestação representada pelo nó 1;
- (ii) os nós de 2 a 7 estão à jusante do nó 1;
- (iii) os nós 1, 2 e 3 estão à montante do nó 5.

Ainda existem diversas outras possibilidades de análise da topologia da rede exemplo através dos conceitos da teoria dos grafos. Para que o algoritmo computacional reconheça a inserção de dados da forma descrita anteriormente, é necessária uma pequena remodelagem do grafo, acrescentando-se novos nós, de forma a separar equipamentos distintos (RODRIGUES, 2015). Basicamente, o grafo é dividido em pedaços menores, em que cada equipamento (disjuntor, fusível e chave) é separado do segmento de alimentador em que se encontra, formando também trechos de alimentadores “puros”, sem equipamentos entre seus extremos, chamados de “linhas”. Tal etapa é necessária para que o algoritmo reconheça a posição de cada equipamento e as características operacionais associadas a estes pontos. Continuando com o exemplo de rede de distribuição, esta remodelagem resulta na Figura 7.

Fig. 7 - Exemplo de Rede de Distribuição, com Trechos Remodelados



Fonte: (RODRIGUES, 2015)

A partir da Figura 7, é possível estabelecer uma matriz de entrada de dados com todas as características do grafo, conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Matriz de Entrada de Dados

De	Para	Tipo de equipamento	λ_i	Tempo de reparo	Tempo de manobra
1	2	21	0,1	0,0	0,5
2	3	11	1,0	2,0	0,0
3	4	41	0,1	0,0	0,5
4	5	11	2,0	2,0	0,0
5	6	31	0,1	0,0	0,5
6	8	11	0,5	4,0	0,0
5	7	11	2,0	4,0	0,0
7	9	41	0,1	0,0	0,5
9	10	11	0,5	2,0	0,0
10	11	31	0,1	0,0	0,5
11	12	11	1,0	2,0	0,0
12	13	51	0,1	0,0	0,5

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A matriz de entrada de dados é composta pelos caminhos “de” e “para” de cada trecho isolado do grafo, tipo de equipamento associado, além das taxas anuais de falha, tempo de reparo e tempo de manobra dos dispositivos de proteção ou manobra.

Os equipamentos são representados por seus tipos, que são codificados na Tabela 4 para fins de implementação computacional da seguinte forma:

- 11: linha pura de um grafo;
- 21: disjuntor;
- 31: fusível;
- 41: chave normalmente fechada;
- 51: chave normalmente aberta.

De acordo com as literaturas de análise da confiabilidade, geralmente as linhas puras apresentam maior taxa de falha e tempo de reparo, enquanto que os equipamentos restantes apresentam taxas de falha e tempo de reparo menores, porém requerem um tempo maior para a manobra.

3.3 SISTEMA IMUNOLÓGICO ARTIFICIAL

A técnica meta-heurística utilizada no presente trabalho denomina-se Sistema Imunológico Artificial. Tal técnica inspira-se no sistema imunológico natural dos animais vertebrados e foi desenvolvida através de observações das funções e princípios imunológicos

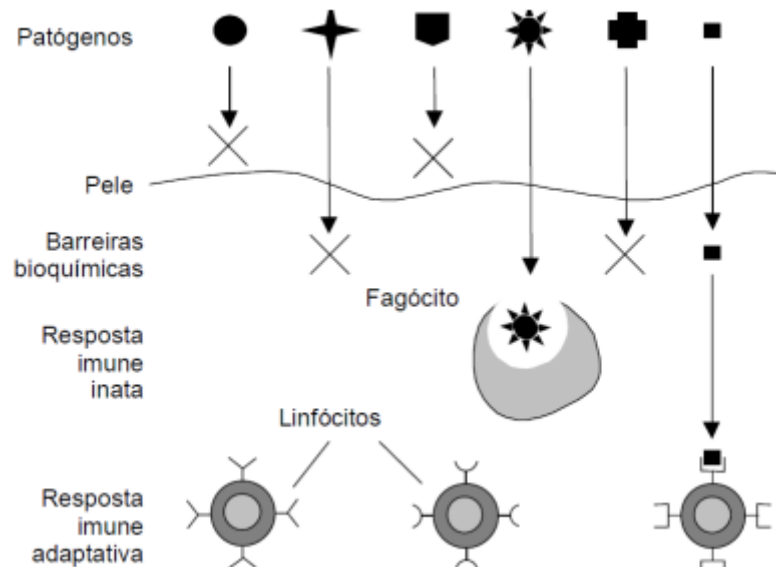
da teoria imunológica natural para a resolução de problemas reais (DE CASTRO e VON ZUBEN, 2000). A sua aplicabilidade estende-se a diferentes áreas de pesquisa, como, por exemplo, reconhecimento de padrões, aprendizado de máquinas e otimização (DE CASTRO e VON ZUBEN, 2002).

Os problemas de otimização, em específico, beneficiam-se de características como capacidade de processamento de informação, diversidade na investigação do espaço de soluções e preservação de soluções candidatas ótimas locais encontradas durante o processo de busca (DE CASTRO e VON ZUBEN, 2002). Adicionalmente, esforços para associação de SIA com outras metodologias, como lógica *fuzzy* e redes neurais artificiais, têm sido verificados (DE CASTRO, 2001). A fim de proporcionar um melhor entendimento desta ferramenta computacional, é necessário introduzir alguns conceitos teóricos de SIA.

3.3.1 Fundamentação Teórica do SIA

A inspiração do SIA, o sistema imunológico natural, consiste no conjunto de mecanismos responsáveis pelo combate a invasores externos aos organismos, como substâncias tóxicas, protegendo-os contra doenças. Tais invasores são denominados de antígenos e os agentes que os combatem, anticorpos, que são relativamente específicos para cada antígeno. A Figura 8 apresenta a arquitetura de camadas de defesa do sistema imunológico natural (DE CASTRO e VON ZUBEN, 2002).

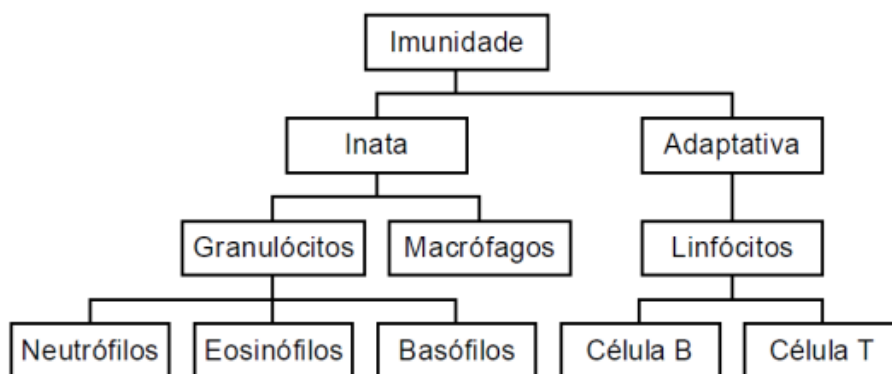
Fig. 8 – Camadas de Defesa do Sistema Imunológico Natural



Fonte: (DE CASTRO e VON ZUBEN, 2002)

Normalmente, a pele funciona como uma barreira primária que evita a invasão de diversos microrganismos. Caso seja atravessada por agentes patogênicos, estes encontram uma barreira secundária de natureza bioquímica, cujo pH e temperatura são impróprios para sua sobrevivência. No caso de insuficiência dos dois primeiros sistemas, os sistemas imunes inato e adaptativo entram em ação. Estes sistemas estão ilustrados na Figura 9 com seus principais mecanismos de defesa.

Fig. 9 – Mecanismos de Defesa do Sistema Imune



Fonte: (DE CASTRO e VON ZUBEN, 2002)

A resposta do sistema imune inato é imediata, alertando aos outros sistemas sobre a invasão e detectando uma grande variedade de antígenos, incluindo vírus e parasitas, distinguindo-os dos tecidos saudáveis do próprio corpo. Porém, a maioria é capaz de superar as defesas iniciais, evoluindo através de mutação e exigindo mecanismos mais especializados, que é o caso do sistema imune adaptativo, uma resposta igualmente eficaz a primeira, porém, de maneira lenta e específica a cada tipo de antígeno. Juntos, os sistemas imunológicos inato e adaptativo formam um mecanismo de defesa extremamente eficiente e que opera em paralelo, recorrendo a uma diversidade de agentes e componentes distribuídos espacialmente e operando em rede (COELHO, 2011).

Apesar da importância do sistema imunológico inato, o foco do trabalho está apenas nos mecanismos responsáveis pelo funcionamento da resposta imunológica adaptativa, que é a principal fonte de inspiração para os sistemas imunológicos artificiais.

3.3.2 Sistema Imunológico Adaptativo

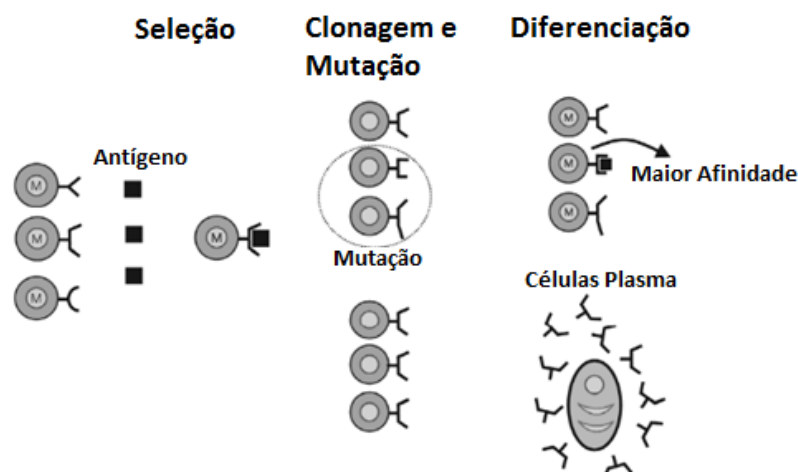
Os mecanismos fundamentais do sistema imunológico adaptativo, particularmente importantes para a técnica SIA, são:

- Produção de células ou linfócitos B na medula óssea, emissores de anticorpos;
- Seleção clonal;
- Hipermutação somática;
- Edição de receptores;
- Seleção negativa.

De forma aleatória, a medula óssea realiza a produção de linfócitos B. O material genético é armazenado e, por meio de recombinações genéticas, segmentos são selecionados para a formação de nova célula B, capaz de reconhecer apenas um tipo específico de antígeno pela complementariedade ou afinidade de ligação. A ativação da célula B e a maturação de afinidade ocorrem quando esta é superior a um valor limiar. Os processos de seleção clonal e hipermutação somática permitem ao organismo produzir variedades de células com alta afinidade ao antígeno. Tanto o linfócito B quanto o anticorpo deste originado, têm a mesma afinidade para um antígeno e, portanto, estes elementos se misturam na fundamentação da técnica SIA.

A seleção clonal representa a escolha dos linfócitos B ativados para clonagem, cuja taxa é proporcional à afinidade. Após este processo, variações são introduzidas no repertório de anticorpos através do mecanismo de hipermutação somática, em que os clones podem sofrer mutações dependendo de sua afinidade, de modo a priorizar a produção de anticorpos mais afins para o repertório. A exploração local do espaço de possíveis soluções é realizada por meio da atividade simultânea dos mecanismos de seleção clonal e hipermutação somática, tais processos são ilustrados na Figura 10. No SIA aplicado à otimização, o aumento de afinidade do repertório está associado à aproximação do ponto ótimo para o problema em questão (CANDIÁ, 2016).

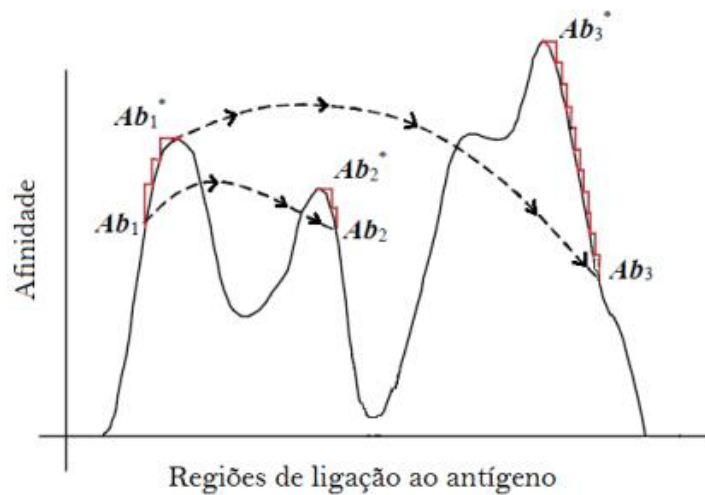
Fig. 10 – Princípio da Seleção Clonal



Fonte: (COELHO, 2011)

O mecanismo de edição de receptores introduz maiores variações entre as soluções candidatas, aumentando a diversidade e promovendo a busca global, porém com uma taxa reduzida. Sua finalidade é evitar a estagnação do processo evolutivo em pontos ótimos locais, complementando a hipermutação somática. Estes dois processos constituem a maturação da afinidade e são ilustrados na Figura 11 (DE CASTRO, 2001). Na figura, a evolução da solução Ab_1 para Ab_1^* , na mesma região, ocorre através dos mecanismos de seleção clonal e hipermutação somática, enquanto que a evolução de Ab_1^* para outras regiões, como Ab_2 ou Ab_3 , dá-se por edição de receptores.

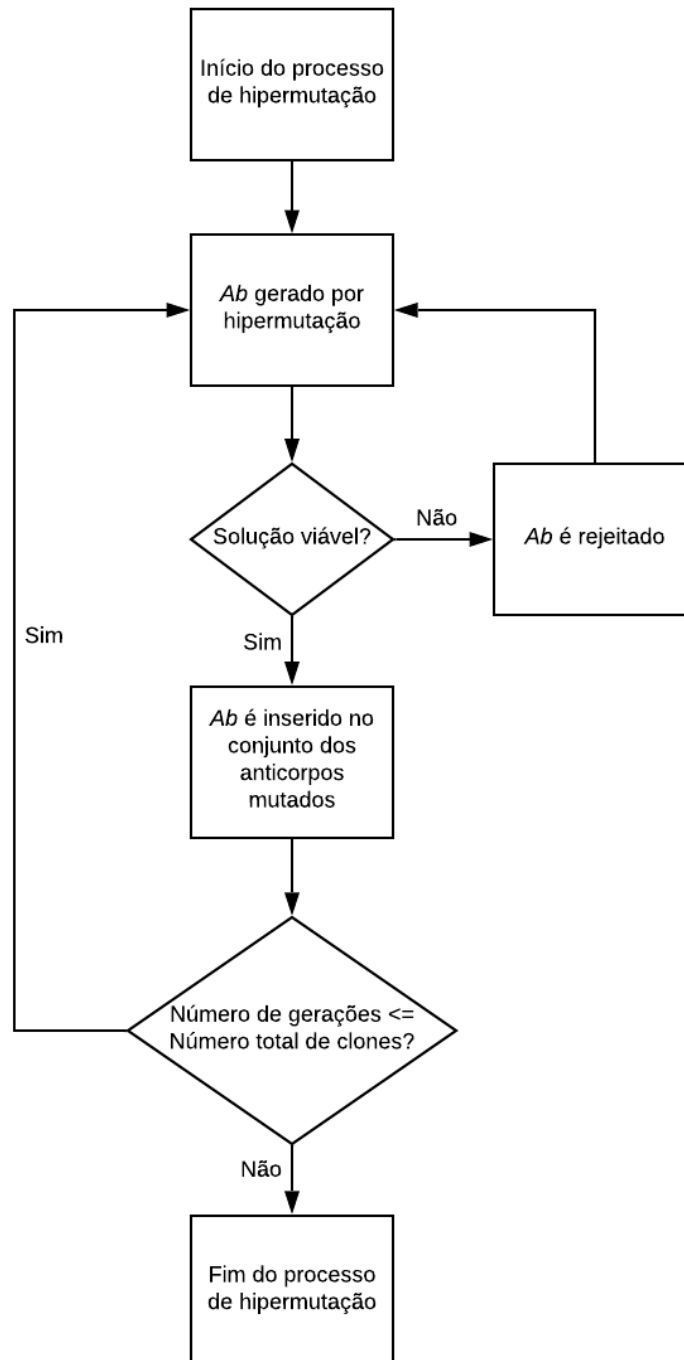
Fig. 11 - Maturação da Afinidade



Fonte: (DE CASTRO, 2001)

Durante as gerações aleatórias provenientes dos processos de hipermutação somática e edição de receptores, o problema denominado de resposta auto-imune, que consiste no ataque por anticorpos a células saudáveis do próprio organismo, pode surgir (CANDIÁ, 2016). Tais anticorpos são associados a pontos ineficazes de solução em problemas de otimização, devendo, portanto, ser eliminados através de um processo denominado de seleção negativa, conforme fluxograma da Figura 12.

Fig. 12 – Seleção Negativa



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Dentre as variadas características do sistema imune adaptativo, vale destacar aquelas que são interessantes do ponto de vista computacional (DE CASTRO, 2009):

- a) Reconhecimento de padrões: capacidade de reconhecer células e moléculas não pertencentes ao organismo, e eliminar aquelas potencialmente danosas;

- b) Detecção de anomalias: capacidade de reconhecer e reagir a agentes infecciosos mesmo sem que tenha ocorrido nenhum contato prévio;
- c) Detecção imperfeita (ou tolerância ruído): o reconhecimento de um agente infeccioso não precisa ser perfeito para que a resposta imunológica seja disparada, ou seja, não é necessário que os receptores presentes nas células sejam exatamente complementares aos padrões moleculares dos antígenos do patógeno para que haja a ativação das células imunológicas;
- d) Diversidade de componentes: existe uma grande variedade de elementos (células, moléculas, etc.) que possuem funções específicas e, quando atuam em conjunto, levam à resposta imunológica;
- e) Aprendizado de memória: graças ao mecanismo de adaptação de células B ao antígeno invasor e à sua diferenciação em células B de memória, o sistema imunológico é capaz de aprender a estrutura molecular de cada patógeno e se lembrar de tal assinatura em futuras infecções, o que permite uma resposta mais rápida;
- f) Descentralização: as células estão espalhadas por todo o organismo e não existe um elemento central que as controle;
- g) Variância dinâmica de componentes: o sistema imunológico promove constantes mudanças em seu repertório de células, para que seja capaz de se adaptar a novas situações adversas o mais rápido possível.

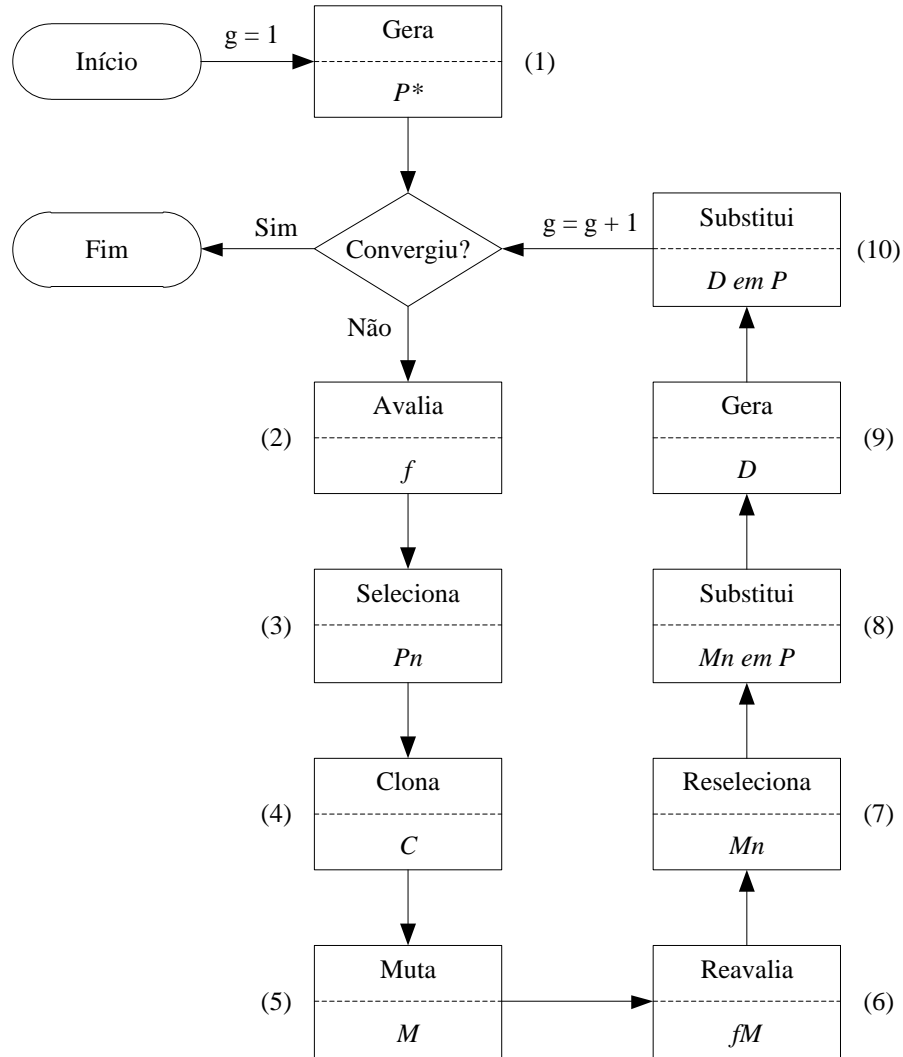
3.3.3 Algoritmo de Seleção Clonal

Em SIA aplicados a problemas de otimização, faz-se uma analogia entre as soluções candidatas e os anticorpos do organismo. Os mecanismos de padrões de antígenos pelos anticorpos foram investigados e trazidos para mecanismos de busca de problemas de otimização matemática (DE CASTRO, 2001), por aliar de forma eficiente busca local e global, através de processos de intensificação e diversidade, respectivamente. Mais especificamente, os mecanismos aplicados incluem-se na seleção clonal, ou seja, na seleção das melhores soluções candidatas a fim de lhes atribuir maior probabilidade de disseminação durante o processo de otimização, e na maturação de afinidade.

O algoritmo utilizado nesta dissertação baseia-se no princípio de seleção clonal e consiste em uma aplicação dos mecanismos do SIA descritos anteriormente de forma sistematizada. Este algoritmo, denominado CLONR, foi proposto em (OLIVEIRA *et al.*, 2014) e utilizado para minimizar perdas técnicas. Neste trabalho, o algoritmo será dedicado para

otimizar o quesito confiabilidade através de reconfiguração do SDE. O fluxograma do algoritmo proposto é apresentado na Figura 13.

Fig. 13 – Fluxograma do Algoritmo CLONR



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

No problema de reconfiguração via técnica SIA, não existe um antígeno para ser reconhecido, mas uma função objetivo a ser otimizada. As etapas do algoritmo da Figura 13 são descritas a seguir.

- a) Passo 1: Geração inicial de anticorpos do repertório P^* : é gerada a população de anticorpos P^* . Este processo ocorre aleatoriamente através da troca dos estados das chaves (0 ou 1) referentes à topologia inicial do sistema. Destaca-se que P^* representa uma matriz $[N_{Ab} \times L]$, onde N_{Ab} é o número de anticorpos e L é o número de atributos de cada anticorpo. Esta matriz é gerada apenas na primeira geração do processo. Após

a formação inicial do repertório de anticorpos em P^* , o algoritmo segue para o Passo 2 com o repertório $P = P^*$;

- b) Passo 2: Avaliação da afinidade f dos anticorpos de P : a afinidade de um anticorpo é inversamente proporcional ao ENS ., ou seja, quanto menor o índice de confiabilidade, ENS , melhor é a solução;
- c) Passo 3: Seleção dos melhores anticorpos de P : neste passo, os melhores anticorpos de P são selecionados para compor o repertório P_n . Fazem parte de P_n somente os anticorpos diferentes entre si;
- d) Passo 4: Clonagem dos anticorpos de P_n : os anticorpos previamente selecionados em P_n são clonados, formando a população C . O número de clones de cada anticorpo é dado pela Equação (18).

$$Nc(i) = \text{round}(\beta \cdot f^*(i)) \quad (18)$$

Onde $\text{round}(x)$ é o operador que arredonda x para o valor inteiro mais próximo; β é o parâmetro de controle no processo de clonagem e $f^*(i)$ é a afinidade normalizada, calculada através da Equação (19).

$$f^*(i) = 1 + \exp\left[-\frac{(f(i) - \bar{f})}{\delta^*}\right] \quad (19)$$

Em que $f(i)$ é a afinidade do anticorpo; \bar{f} é a média aritmética das afinidades dos anticorpos de P_n e δ^* é o desvio padrão das afinidades dos anticorpos de P_n .

- e) Passo 5: Hipermutação somática: neste passo ocorre o processo de mutação dos anticorpos do repertório C , formando o conjunto de clones maduros M . A probabilidade de mutação (p) dos anticorpos formados em C é dada pela Equação (20).

$$p(i) = \exp(-r \cdot fC^*(i)) \quad (20)$$

Onde r é o parâmetro que controla o processo de hipermutação e $fC^*(i)$ a afinidade normalizada do anticorpo clone “ i ”, dada pela afinidade normalizada $f^*(i)$ do anticorpo que o gerou.

- f) Passo 6: Avaliação da afinidade fM dos anticorpos de M : ocorre o processo descrito no Passo 2 para determinar o vetor afinidade fM ;
- g) Passo 7: Seleção dos melhores anticorpos de M : ocorre o processo descrito no Passo 3 formando a população M_n ;
- h) Passo 8: Substituição dos anticorpos de P pelos anticorpos de M_n : os piores anticorpos de P são substituídos pelos anticorpos selecionados no Passo 7;

- i) Passo 9: Edição de receptores: gera-se uma quantidade “ d ”, pré-definida, de anticorpos, de modo aleatório, formando o conjunto D . Estes anticorpos substituem os “ d ” anticorpos com menor afinidade da população P . Este passo confere diversidade ao repertório, a fim de evitar a convergência prematura do algoritmo e assim estender a busca por uma solução ótima global ou sub-ótima de melhor qualidade. O método de geração utilizado neste passo é igual ao descrito no Passo 1, com exceção da topologia base, que não é incluída no conjunto D (BARBOSA *et al.*, 2013);
- j) Passo 10: Substituição dos anticorpos de P pelos anticorpos de D : os “ d ” piores anticorpos de P são substituídos pelos anticorpos formados no Passo 9.

Após o passo 10, o contador de geração (g) é incrementado e o critério de convergência é avaliado. Este critério é satisfeito quando pelo menos uma das seguintes condições é verdadeira: (i) o número de gerações atinge um valor limite dado por $gmax$; (ii) a melhor solução do repertório P permanece inalterada durante um número de gerações dado por $gstop$. Caso não ocorra convergência o algoritmo retorna ao Passo 2.

As Tabelas 5 e 6 representam os parâmetros do algoritmo proposto e a codificação do problema de reconfiguração de SDE para minimizar ENS , respectivamente. Os dados apresentados na Tabela 6 foram especificados a partir de testes empíricos. Ressalta-se que para todos os estudos de caso utilizados nesta dissertação, as definições desses parâmetros são as mesmas.

Tabela 5 – Parâmetros do Algoritmo

Parâmetro	Valor
NAb	$2*NBAR$
Pn	$round(0,06*NAb)$
β	3,5
r	0,075
d	$round(0,03*NAb)$
b	2
$gmax$	50
$gstop$	15

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Onde $NBAR$ é o número de barras do SDE em questão e b o número de atributos alterados em cada anticorpo selecionado para mutação.

Tabela 6 – Codificação do Problema

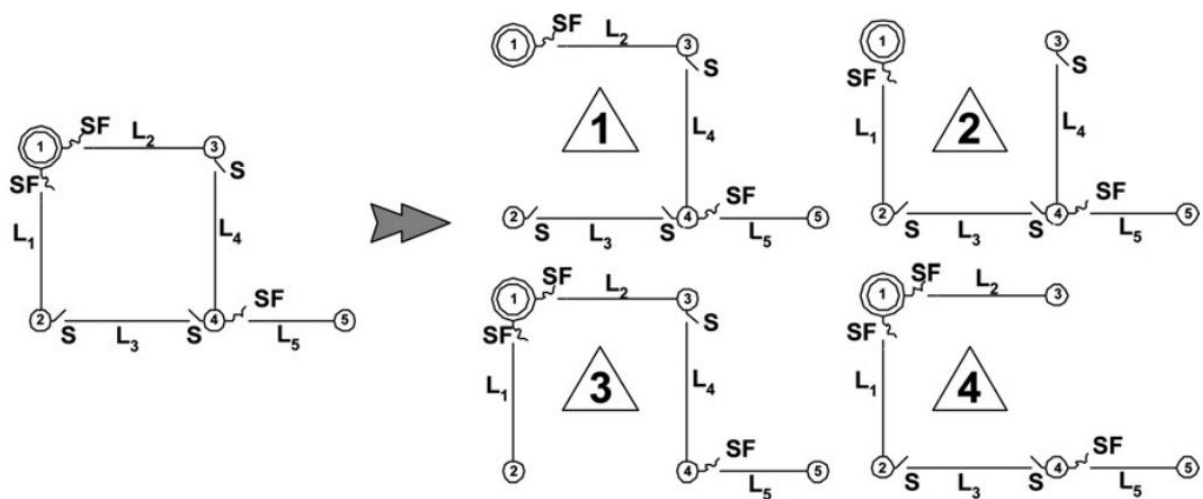
SIA	Correspondência no problema
Anticorpo	Topologia candidata
Tamanho do anticorpo (L)	Número total de atributos, dado pelo número de chaves
Atributo	Chave aberta ou fechada
Afinidade	Inversamente proporcional ao valor de ENS

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.3.4 Codificação do Problema Proposto

Para exemplificar a codificação do problema proposto, utiliza-se novamente o sistema teste da Figura 3, seção 2.4 do presente trabalho, representada na Figura 14. Trata-se de um sistema com cinco linhas e quatro topologias possíveis de operação. Assim, para o problema de reconfiguração, deve-se representar o anticorpo identificando as chaves abertas ou fechadas de uma topologia candidata. A Figura 15 apresenta a codificação das quatro topologias do sistema teste.

Fig. 14 – Topologias para o Sistema Teste



Fonte: (MENDOZA J. E. *et al.*, 2009)

Fig. 15 – Codificação das Topologias

Topologias Candidatas =	1)	0	1	1	1	1
	2)	1	0	1	1	1
	3)	1	1	0	1	1
	4)	1	1	1	0	1

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Cada anticorpo é formado por um conjunto de atributos de '0' ou '1', sendo '0' indicando chave aberta e '1' chave fechada.

3.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou a formulação matemática do problema de reconfiguração em SDE para otimização da confiabilidade. Da mesma forma, foram apresentados os fundamentos básicos da técnica meta-heurística SIA e sua aplicação através do algoritmo CLONR, utilizado nesta dissertação de forma adaptada para minimizar o indicador de confiabilidade, *ENS*, sujeito às devidas restrições apresentadas. Pode-se concluir que o modelo e a codificação propostas são satisfatórias para representar a função objetivos e restrições do modelo proposto.

4 RESULTADOS

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta alguns estudos de casos com o propósito de avaliar a metodologia desta dissertação para a reconfiguração de sistemas de distribuição a fim de otimizar indicadores de confiabilidade, baseado na aplicação da técnica Sistema Imunológico Artificial. Os testes foram realizados utilizando-se um microcomputador Intel® Core™ i5, 2,50 GHz, 4,00 GB de memória RAM. O algoritmo foi implementado utilizando-se o software MATLAB® versão R2016a. Para cada estudo de caso, o algoritmo foi executado dez vezes, e em todas as execuções, a mesma solução foi encontrada, demonstrando assim, robustez na aplicação.

No total, são realizados seis estudos de casos, sendo quatro deles baseados no sistema IEEE *Roy Billinton Test System* (RBTS), que é amplamente conhecido e divulgado na literatura de confiabilidade. Este sistema apresenta seis barramentos, dos quais quatro são utilizados: i) Barra 2; ii) Barra 3; iii) Barra 4 e iv) Barra 5. Além disso, os sistemas testes de 16 barras (CIVANLAR, 1988) e 33 barras (BARAN e WU, 1989) também são avaliados.

4.2 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS RBTS

Conforme informado anteriormente, os sistemas RTBS são utilizados com frequência para estudos que envolvem confiabilidade de sistemas de distribuição. Os dados essenciais de confiabilidade, como número de consumidores e cargas máxima e média em cada ponto, são fornecidos no decorrer deste capítulo. As taxas de falha e tempo médio de reparo dos vários componentes, tais como transformadores e seções de alimentadores, são obtidos de ALLAN *et al.*, 1991, conforme Tabela 7.

Tabela 7 – Parâmetros dos Sistemas RBTS

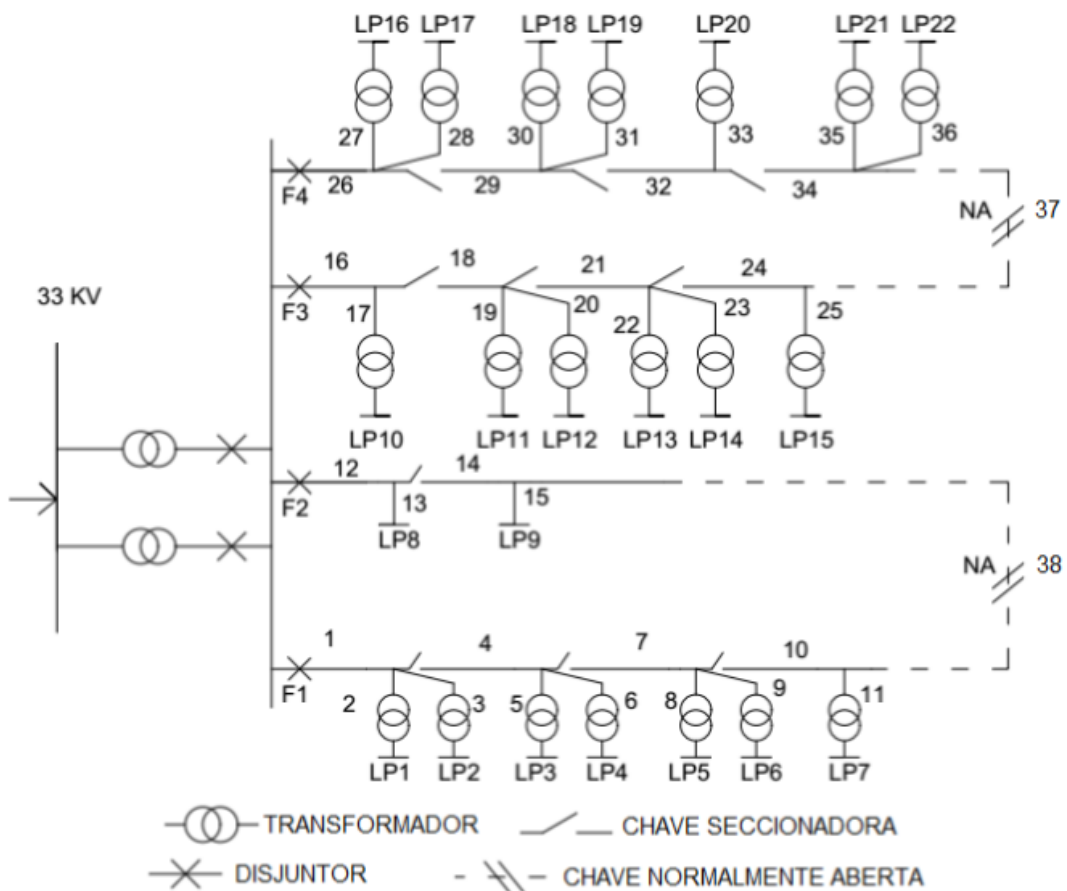
	Linhas aéreas 11 kV	Transformador 138/11 kV	Transformador 11/0,415 kV
Taxa anual de falha (falha/km.ano)	0,065	0,01	0,015
Tempo médio de reparo (h/falha)	5	200	200
Tempo médio de chaveamento (h)	1	1	1

Fonte: ALLAN *et al.*, 1991.

4.2.1 RBTS – Barramento 2

O sistema RBTS – Barramento 2 (ALLAN *et al.*, 1991), consiste em uma rede de distribuição tipicamente urbana, composta por consumidores dos tipos residencial, governamental/institucional, escritórios/edifícios e clientes comerciais. O diagrama unifilar deste sistema é mostrado na Figura 16. A carga média e máxima são 12,29 MW e 20,00 MW, respectivamente. Os alimentadores são operados de forma radial, mas conectados como uma malha através de pontos de seccionamento normalmente abertos em caso de falha no sistema (SIRISUMRANNUKUL, 2010). O sistema é composto por duas chaves de interconexão, 14 chaves seccionadoras, 22 pontos de carga, 22 transformadores e 6 disjuntores. Os comprimentos dos trechos dos alimentadores principais e secundários são mostrados na Tabela 8 e a Tabela 9 apresenta o número e tipos de clientes, além dos níveis de carga individuais médias e de pico.

Fig. 16 – Topologia Inicial RBTS – Barramento 2



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Tabela 8 – Comprimento de Seções dos Alimentadores do Sistema RBTS – Barramento 2

Comprimento (km)	Número da seção do alimentador
0,6	2, 6, 10, 14, 17, 21, 25, 28, 30 e 34
0,75	1, 4, 7, 9, 12, 16, 19, 22, 24, 27, 29, 32 e 35
0,8	3, 5, 8, 11, 13, 15, 18, 20, 23, 26, 31, 33 e 36

Fonte: CANDIÁ, 2016.

Tabela 9 – Dados de Consumidores do Sistema RBTS – Barramento 2

Pontos de carga	Tipo de consumidor	Carga máxima [kW]	Carga média [kW]	Número de consumidores
1, 2, 3, 10 e 11	Residencial	866,8	535,0	210
12, 17, 18 e 19	Residencial	729,1	450,0	200
8	Pequenos Usuários	1627,9	1000,0	1
9	Pequenos Usuários	1872,1	1150,0	1
4, 5, 13, 14, 20 e 21	Grandes Consumidores	916,7	566,0	1
6, 7, 15, 16 e 22	Comercial	750,0	454,0	10
		Σ 200.000,0	Σ 12.291,0	Σ 1.908

Fonte: CANDIÁ, 2016.

Neste estudo de caso, os resultados obtidos em SIRISUMRANNUKUL, 2010 e o caso base são utilizados para fins de comparações com o algoritmo CLONR. A Tabela 10 apresenta os resultados desta análise.

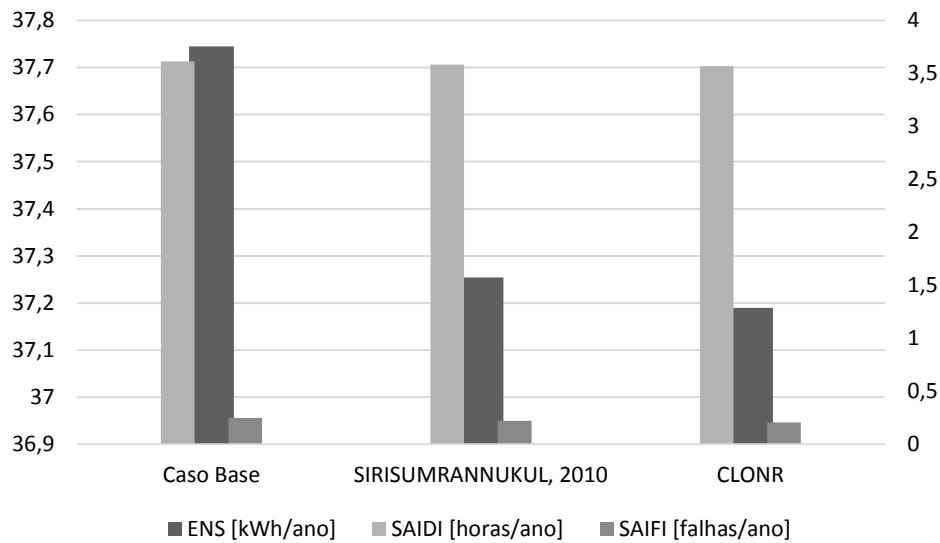
Tabela 10 – Resultados RBTS – Barramento 2

Índices de confiabilidade	Caso Base	SIRISUMRANNUKUL, 2010	CLONR
<i>ENS</i> [kWh/ano]	37,745	37,254	37,190
<i>SAIDI</i> [horas/ano]	3,612	3,584	3,568
<i>SAIFI</i> [falhas/ano]	0,248	0,222	0,206
<i>ASUI</i>	0,00041	0,000409	0,000407
<i>ASAI</i>	0,99959	0,999590	0,999592
Chaves abertas	'37', '38'	'10', '34'	'7', '34'
Chaves fechadas	-	'37', '38'	'37', '38'

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Observa-se que o algoritmo apresenta resultados superiores quando comparado ao caso base e SIRISUMRANNUKUL (2010), que o utiliza o método de Recozimento Simulado para o problema de reconfiguração. A Figura 17 ilustra a comparação dos índices *ENS*, *SAIDI* e *SAIFI* entre os três casos.

Fig. 17 – Comparação dos Índices do RBTS – Barramento 2



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Todos os índices foram otimizados a partir da reconfiguração, substituindo a abertura da chave '10' pela '7' e mantendo a chave '34'. A otimização dos índices apresentados implica em um considerável aumento da confiabilidade do sistema e, conseqüentemente, redução de custos com indisponibilidades. O tempo computacional deste estudo de caso foi de 10 minutos.

4.2.2 RBTS – Barramento 3

O sistema RBTS – Barramento 3 (BILLINTON e JONNAVITHULA, 1996) possui topologia inicial conforme Figura 18. Este sistema atende a consumidores industriais, escritórios, clientes residenciais e comerciais com pico de carga de 85 MW. A Tabela 11 informa os comprimentos dos trechos, enquanto que a Tabela 12 apresenta os dados dos consumidores.

Tabela 11 – Comprimento de Seções dos Alimentadores do Sistema RBTS – Barramento 3

Comprimento (km)	Número da seção do alimentador
0,6	1, 2, 3, 7, 11, 12, 15, 21, 22, 29, 30, 31, 36, 40, 42, 43, 48, 50, 56, 58, 61, 64, 67, 70, 72 e 76
0,8	4, 8, 9, 13, 16, 19, 20, 25, 26, 32, 35, 37, 41, 46, 47, 51, 53, 57, 60, 62, 65, 68, 71, 75 e 77
0,9	5, 6, 10, 14, 17, 18, 23, 24, 27, 28, 33, 34, 38, 39, 44, 45, 52, 54, 55, 59, 63, 66, 69, 73 e 74

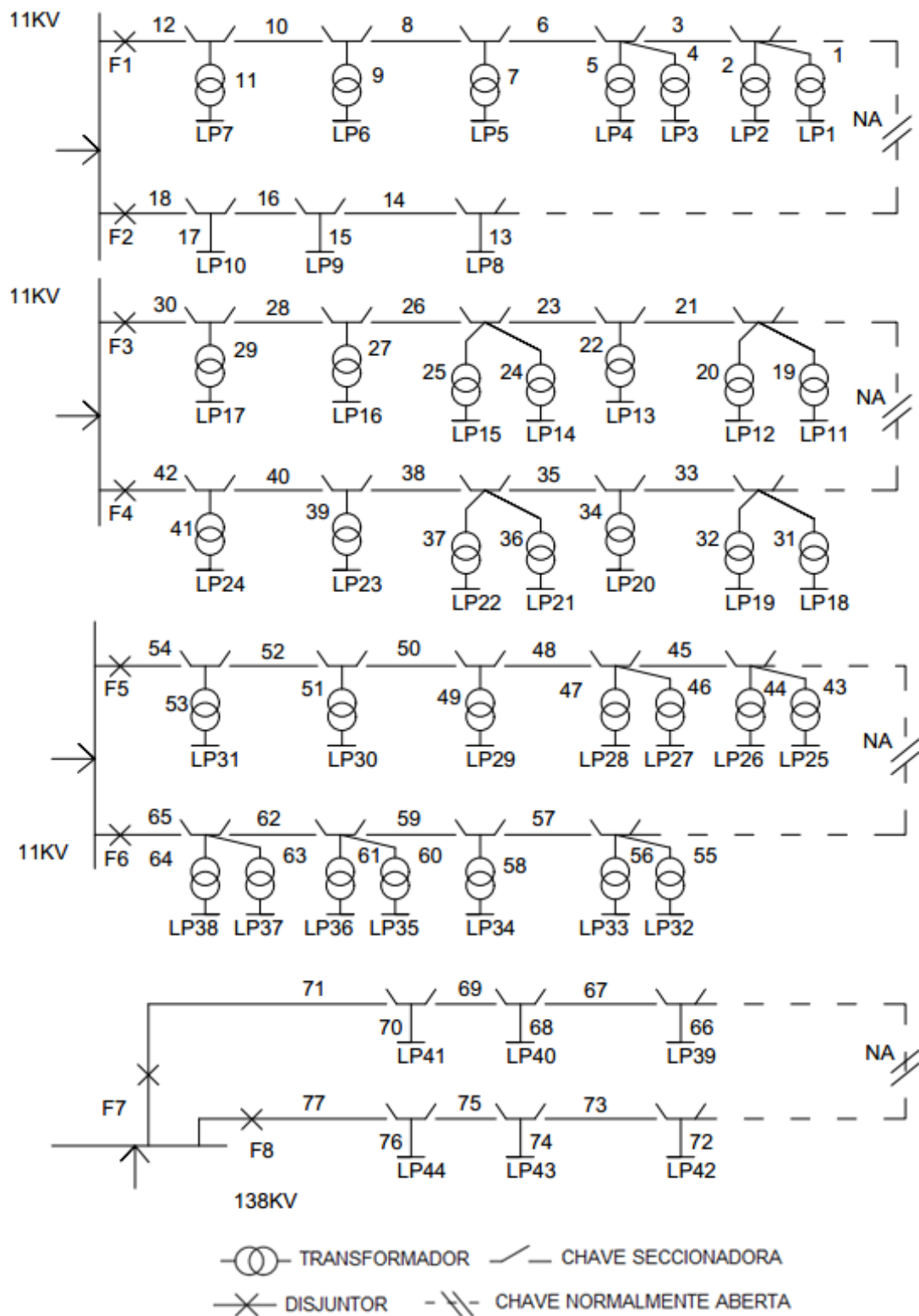
Fonte: CANDIÁ, 2016.

Tabela 12 – Dados de Consumidores do Sistema RBTS – Barramento 3

Pontos de carga	Tipo de consumidor	Carga máxima [kW]	Carga média [kW]	Número de consumidores
1, 4, 5, 6, 7, 20, 24, 32 e 36	Residencial	836,7	468,4	250
11, 12, 13, 18 e 25	Residencial	850,0	475,8	230
2, 15, 26 e 30	Residencial	775,0	433,9	190
39, 40 e 44	Grandes Consumidores	6916,7	4388,6	1
41, 42 e 43	Grandes Consumidores	11583,3	7349,6	1
8, 9 e 10	Pequenas Indústrias	1016,7	847,2	1
3, 16, 17, 19, 28, 29, 31, 37 e 38	Comercial	522,2	288,6	15
14 e 27	Escritórios	925,0	568,0	1
		Σ 85.000,0	Σ 52.630,0	Σ 5.805

Fonte: CANDIÁ, 2016.

Fig. 18 – Topologia Inicial RBTS – Barramento 3



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Os resultados obtidos com a aplicação do algoritmo CLONR neste sistema são comparados com o caso base e apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Resultados RBTS – Barramento 3

Índices de confiabilidade	Caso Base	CLONR
<i>ENS</i> [kWh/ano]	64,7569	63,4947
<i>SAIDI</i> [horas/ano]	3,3480	3,3158
<i>SAIFI</i> [falhas/ano]	0,3197	0,2875
<i>ASUI</i>	0,000382	0,000378
<i>ASAI</i>	0,9996	0,999622
Chaves abertas	'144', '145', '146' e '147'	'19', '75', '97' e '141'
Chaves fechadas	-	'144', '145', '146' e '147'

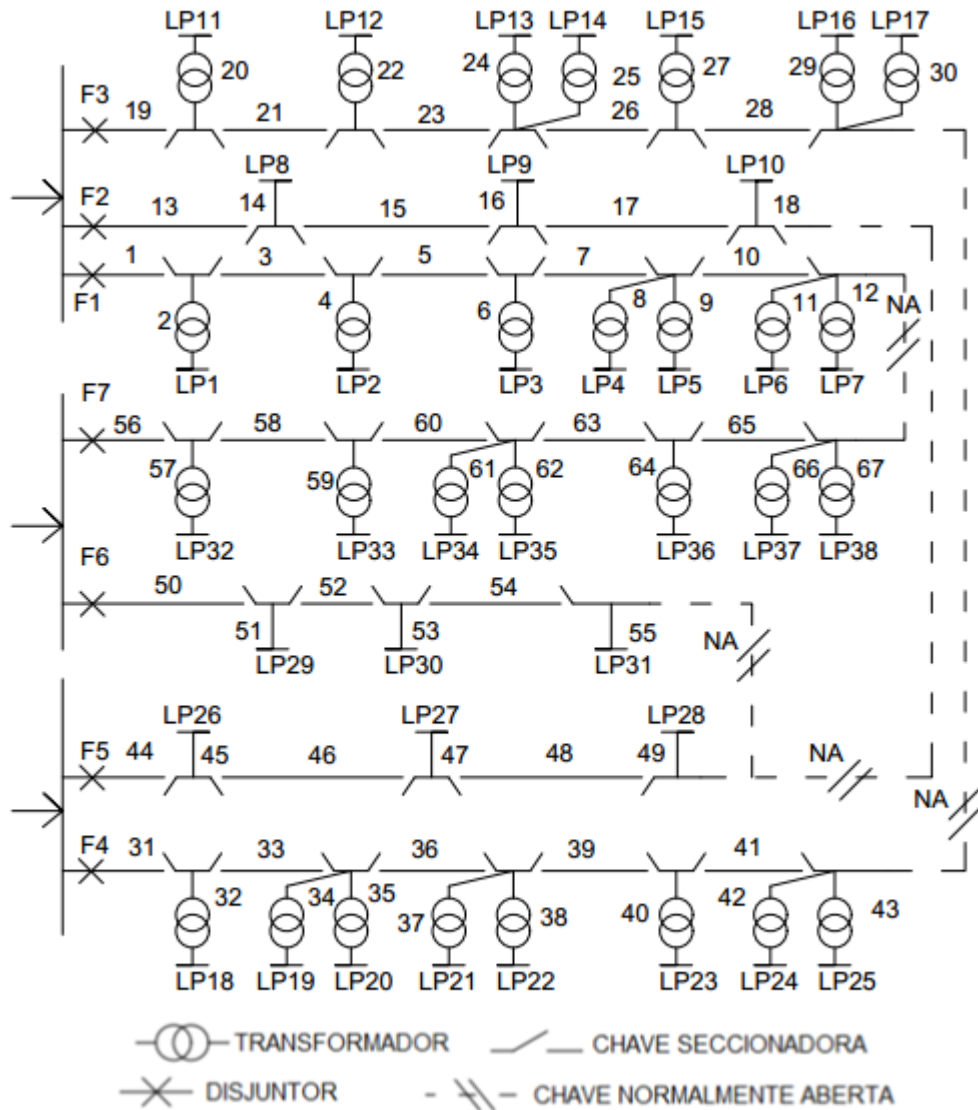
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A reconfiguração proposta resultou em fechar as quatro chaves de interconexão da topologia do caso base para abrir as chaves '19', '75', '97' e '141'. As reduções não foram numericamente significativas, porém, trata-se de um caso de relevância, pois não foi encontrado na literatura outro estudo de reconfiguração com tal sistema. O tempo computacional deste estudo de caso foi de 2 horas.

4.2.4 RBTS – Barramento 4

O sistema RBTS – Barramento 4 (BILLINTON e JONNAVITHULA, 1996) tem pico de carga total de 40 MW e apresenta uma configuração do tipo urbana compreendendo clientes residenciais, industriais, governamentais/institucionais e clientes comerciais. A Figura 19 apresenta o diagrama deste sistema, cujos alimentadores são operados de forma radial, com cinco trechos de interconexão ou normalmente abertos.

Fig. 19 – Topologia Inicial RBTS – Barramento 4



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Os trechos dos alimentadores principais e secundários apresentam três comprimentos diferentes, 0,6, 0,75 e 0,8 km, conforme Tabela 14. Os números e tipos de clientes, bem como os níveis de carga individuais média e de pico, são dados na Tabela 15.

Tabela 14 – Comprimento de Seções dos Alimentadores do Sistema RBTS – Barramento 4

Comprimento (km)	Número da seção do alimentador
0,6	2, 6, 10, 14, 17, 21, 25, 28, 30, 34, 38, 41, 43, 46, 49, 51, 55, 58, 61, 64 e 67
0,75	1, 4, 7, 9, 12, 16, 19, 22, 24, 27, 29, 32, 35, 37, 40, 42, 45, 48, 50, 53, 56, 60, 63 e 65
0,8	3, 5, 8, 11, 13, 15, 18, 20, 23, 26, 31, 33, 36, 39, 44, 47, 52, 54, 57, 59, 62 e 66

Fonte: CANDIÁ, 2016.

Tabela 15 – Dados de Consumidores do Sistema RBTS – Barramento 4

Pontos de carga	Tipo de consumidor	Carga máxima [kW]	Carga média [kW]	Número de consumidores
1, 2, 3, 4, 11, 12, 13, 18, 19, 20, 21, 32, 33, 34 e 35	Residencial	886,9	545,0	220
5, 14, 15, 22, 23, 36 e 37	Residencial	813,7	500,0	200
8, 10, 26, 27, 28, 29 e 30	Pequenos Usuários	1630,0	1000,0	1
9 e 31	Pequenos Usuários	2445,0	1500,0	1
6, 7, 16, 17, 24, 25 e 38	Comercial	671,4	415,0	10
		Σ 40.000,0	Σ 24.580,0	Σ 4.779

Fonte: CANDIÁ, 2016.

Os resultados obtidos com a aplicação do algoritmo CLONR neste sistema são comparados com o caso base e apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 – Resultados RBTS – Barramento 4

Índices de confiabilidade	Caso Base	CLONR
<i>ENS</i> [kWh/ano]	54,5016	53,9205
<i>SAIDI</i> [horas/ano]	3,4741	3,4545
<i>SAIFI</i> [falhas/ano]	0,3085	0,2890
<i>ASUI</i>	0,000395	0,00034
<i>ASAI</i>	0,99960	0,99966
Chaves abertas	'126', '127', '128', '129' e '130'	'53', '89', '101', '122' e '129'
Chaves fechadas	-	'126', '127', '128' e '130'

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

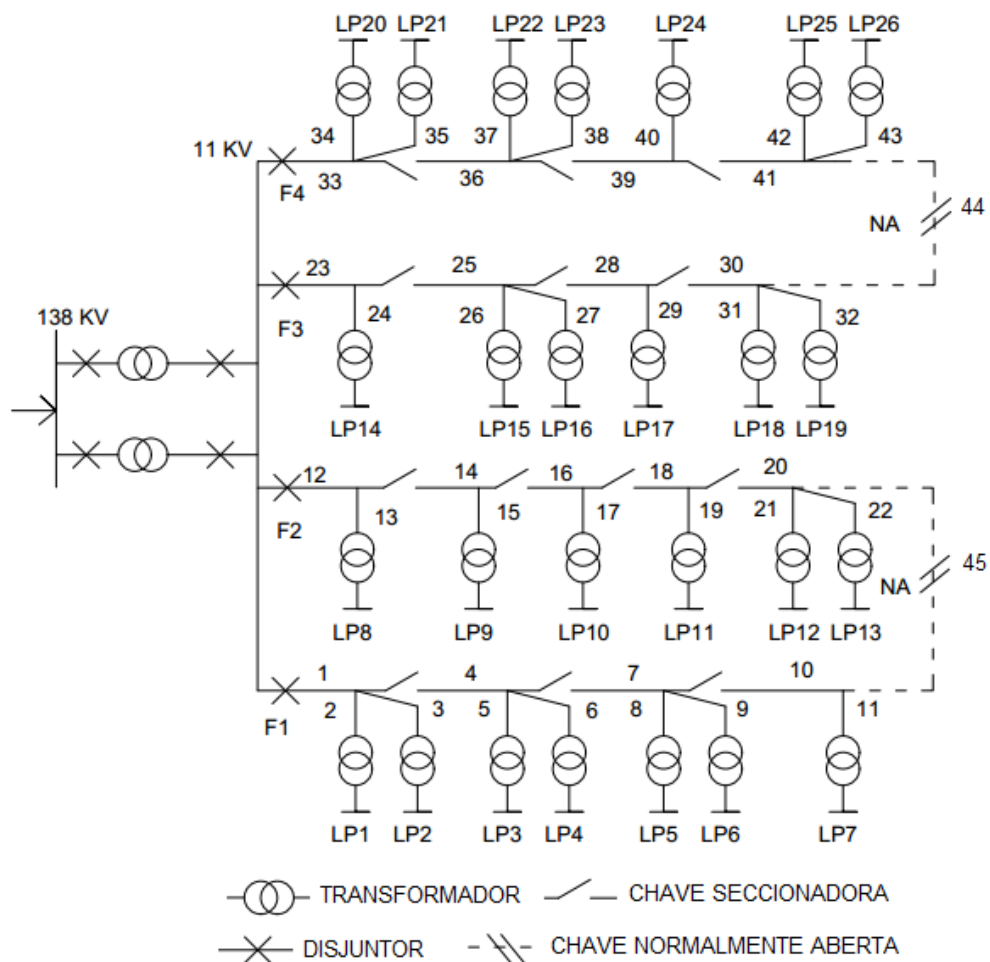
A reconfiguração proposta resultou em fechar as chaves de interconexão '126', '127', '128' e '130' para abrir as chaves '53', '89', '101' e '122', mantendo a chave '129' aberta da topologia base. Assim como no caso do RBTS – Barramento 3, não foi encontrado na

literatura outro texto que aplicasse reconfiguração para fins de comparações. Contudo, observa-se que houve otimização nos índices de confiabilidade indicados. O tempo computacional deste estudo de caso foi de 3 horas.

4.2.4 RBTS – Barramento 5

O sistema RBTS – Barramento 5 (BILLINTON e JONNAVITHULA, 1996), é um sistema de distribuição de 11 kV, composto por consumidores dos tipos residencial, governamental/institucional, escritórios/edifícios e clientes comerciais. O diagrama unifilar deste barramento é mostrado na Figura 20.

Fig. 20 – Topologia Inicial RBTS – Barramento 5



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Os alimentadores são operados de forma radial, porém estruturados em malha através de dois trechos de interconexão normalmente abertos. Na ocorrência de contingência em algum alimentador, as interconexões permitem o restabelecimento de energia através de

transferência de cargas para outros alimentadores. Os trechos de distribuição apresentam três comprimentos diferentes, conforme Tabela 17.

Tabela 17 – Comprimento de Seções dos Alimentadores do Sistema RBTS – Barramento 5

Comprimento (km)	Número da seção do alimentador
0,5	1, 6, 9, 13, 14, 18, 21, 25, 27, 31, 35, 36, 39 e 42
0,65	4, 7, 8, 12, 15, 16, 19, 22, 26, 28, 30, 33, 37 e 40
0,8	2, 3, 5, 10, 11, 17, 20, 23, 24, 29, 32, 34, 38, 41 e 43

Fonte: CANDIÁ, 2016.

Os tipos de clientes, níveis de carga individuais média e de pico, bem como o número de clientes, por ponto de carga, são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Dados de Consumidores do Sistema RBTS – Barramento 5

Pontos de carga	Tipo de consumidor	Carga máxima [kW]	Carga média [kW]	Número de consumidores
1, 2, 20 e 21	Residencial	762,5	426,9	210
4, 6, 15 e 25	Residencial	745,0	417,1	240
9, 10, 11, 13 e 26	Residencial	574,0	321,3	195
3, 5, 8, 17 e 23	Instalações do Governo	1110,0	624,7	1
7, 14, 18, 22 e 24	Comercial	740,0	408,9	15
12, 16 e 19	Escritórios	616,7	378,6	1
		Σ 200.000,0	Σ 11.290,0	Σ 2.858

Fonte: CANDIÁ, 2016.

Os resultados obtidos com a aplicação do algoritmo CLONR neste sistema são comparados com o caso base e apresentados na Tabela 19.

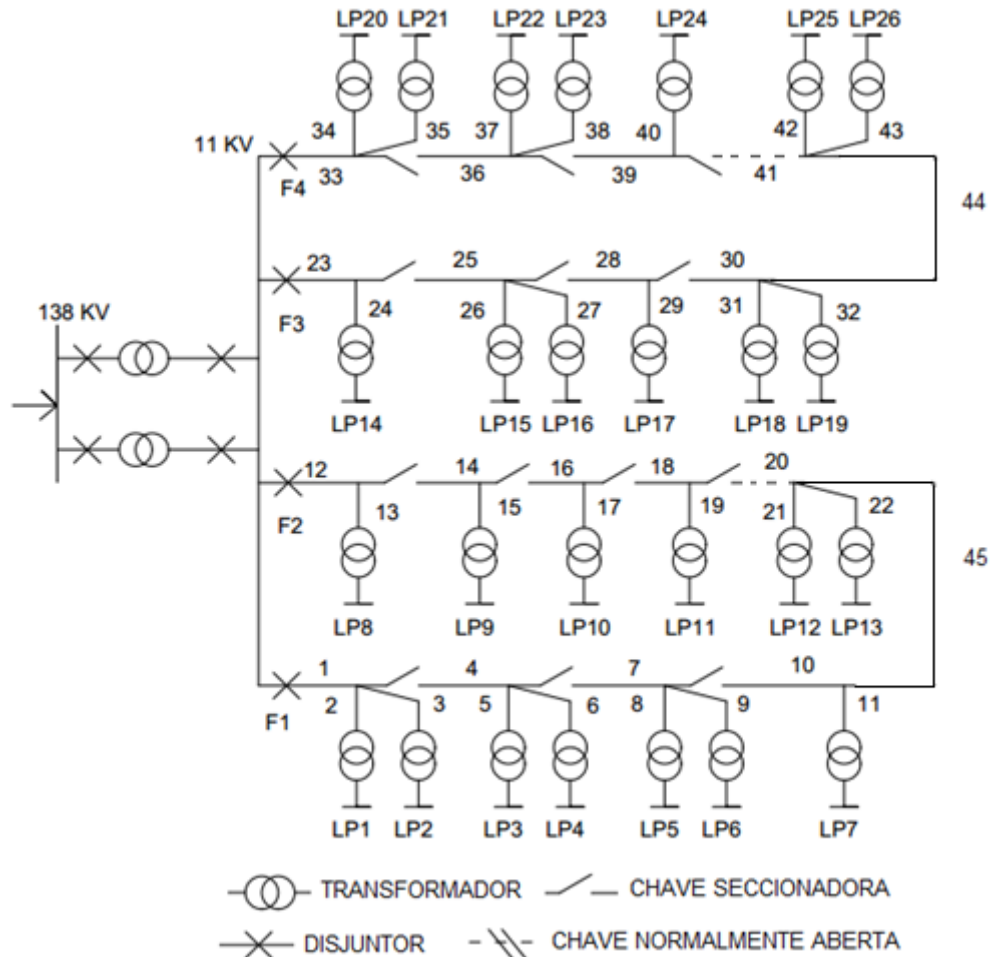
Tabela 19 – Resultados RBTS – Barramento 5

Índices de confiabilidade	Caso Base	CLONR
<i>ENS</i> [kWh/ano]	40,119	39,572
<i>SAIDI</i> [horas/ano]	3,551	3,485
<i>SAIFI</i> [falhas/ano]	0,232	0,212
<i>ASUI</i>	0,000415	0,000397
<i>ASAI</i>	0,999595	0,999602
Chaves abertas	'44', '45'	'20', '41'
Chaves fechadas	-	'44', '45'

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A reconfiguração proposta resultou em fechar as chaves de interconexão ‘44’ e ‘45’ para abrir as chaves ‘20’ e ‘41’. A topologia do sistema reconfigurado é apresentada na Figura 21.

Fig. 21 – Topologia Reconfigurada RBTS – Barramento 5



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

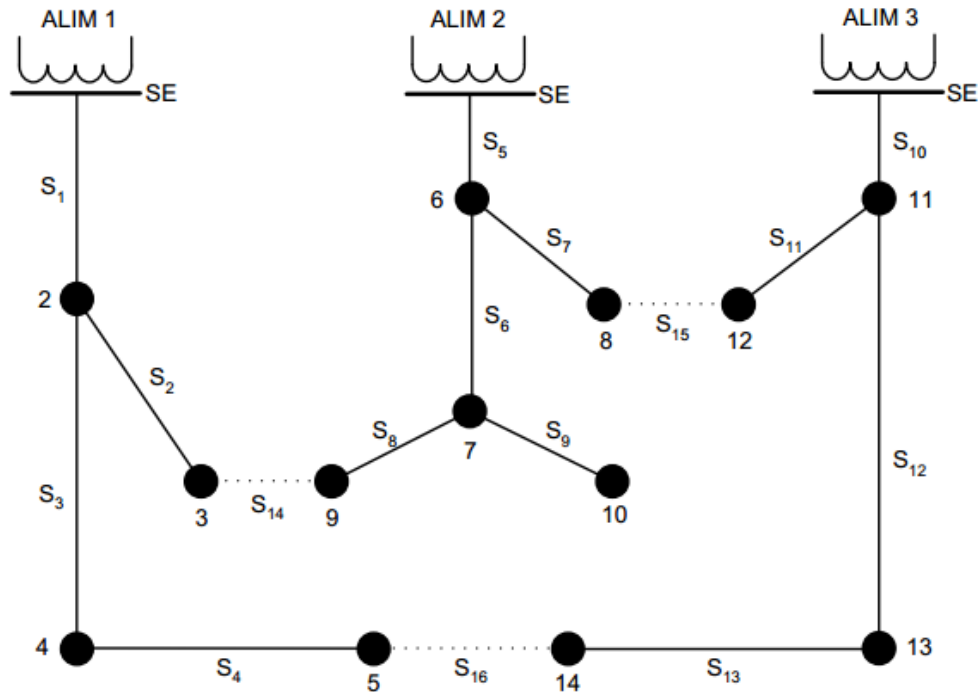
Nota-se que o algoritmo apresenta resultados superiores quando comparado ao caso base. Embora as diferenças nos índices de confiabilidade não sejam numericamente elevadas entre os resultados, a otimização pode evitar penalização à distribuidora em caso de exceder o limite apurado. O tempo computacional deste estudo de caso foi de 7 minutos.

4.3 SISTEMA DE 16 BARRAS

O sistema teste de 16 barras (CIVANLAR, 1988) é composto por 3 alimentadores de 23 kV e 16 linhas, sendo 13 chaves seccionadoras ou normalmente fechadas (NF) e 3 chaves de interconexão ou normalmente abertas (NA). A carga total deste sistema é de 29,8 MW. A

Figura 22 apresenta a topologia inicial, na qual as linhas contínuas representam as chaves NF e as linhas tracejadas representam as chaves NA.

Fig. 22 – Topologia Inicial – Sistema de 16 barras



Fonte: (CIVANLAR, 1988)

Os dados completos deste sistema aplicado à confiabilidade são apresentados no Apêndice A. Onde, os dados de barra e linha foram obtidos do sistema original (CIVANLAR, 1988). Algumas premissas de confiabilidade foram utilizadas, como, o número de consumidores conectados aos pontos de carga é proporcional à carga de potência ativa de cada ponto (JOSE e KOWLI, 2016). Neste trabalho, a taxa de proporção considerada foi de dez vezes. Para as taxas de falhas, foi considerado que as linhas que possuem a maior impedância, a taxa de falha é igual a 0,4 falhas/ano e as linhas que possuem a menor impedância a taxa de falha é igual a 0,1 falhas/ano. Assim, as taxas de falha das outras linhas são calculadas a partir de interpolação linear. A razão para esta premissa é que a taxa de falha é proporcional ao comprimento da linha e impedâncias maiores correspondem a linhas mais longas (ETEMADI e FOTUHI-FIRUZABAD, 2008). O vetor de impedâncias das linhas deste sistema é formado conforme Figura 23.

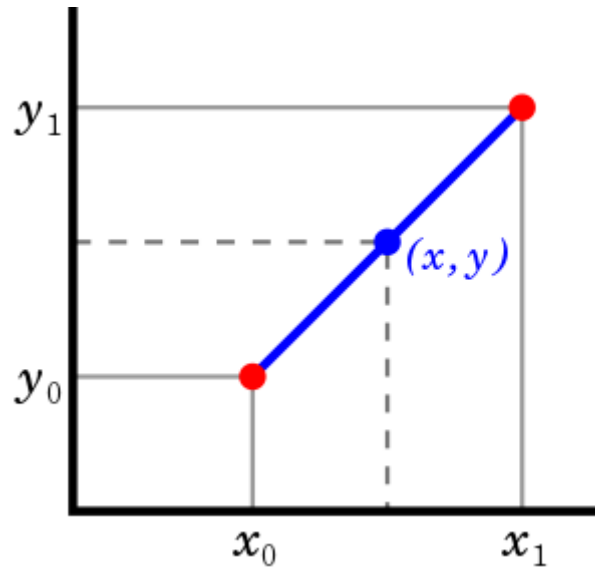
Fig. 23 – Vetor de Impedâncias – Sistema de 16 barras

$$\mathbf{Impedâncias} = \left[\underbrace{0,04 \quad 0,08 \quad 0,08 \quad 0,09}_{x_0} \quad \underbrace{0,11}_{x_1} \right]$$

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

De posse desses dados, é possível aplicar interpolação linear entre dois pontos para traçar uma curva e obter os valores de taxa de falha do sistema, conforme Figura 24.

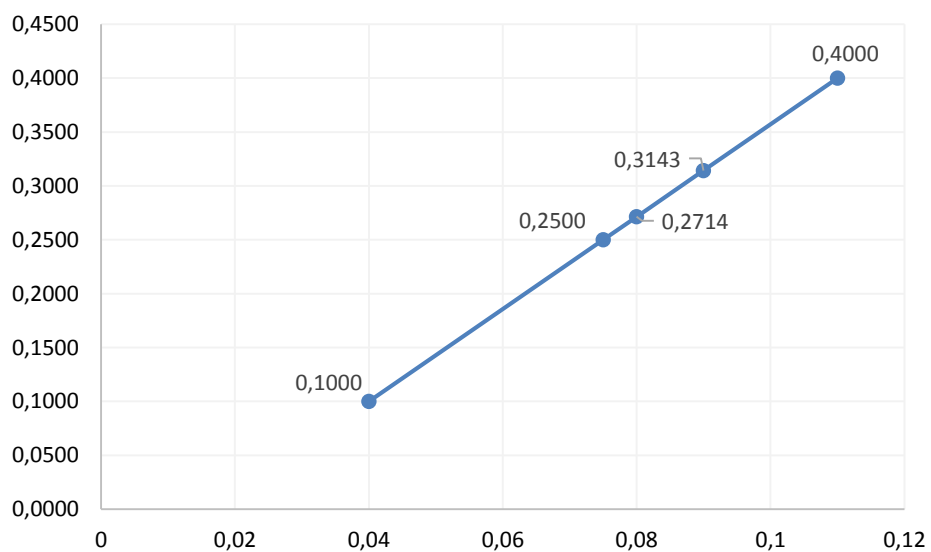
Fig. 24 – Interpolação Linear



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

O resultado da interpolação é mostrado na Figura 25, indicando os valores de taxa de falha utilizados no Sistema de 16 barras.

Fig. 25 – Interpolação Linear para Taxas de Falhas – Sistema de 16 Barras



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Os dados de manobra e reparo utilizados neste sistema são de acordo Tabela 20.

Tabela 20 – Dados de Reparo e Manobra – Sistema de 16 Barras

Tempo de Reparo	Tempo de manobra
1 h	0,5 h

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para os resultados do Sistema de 16 Barras, o presente trabalho utilizou uma análise realizada em um estudo anterior do autor (FERREIRA, 2016) para investigar o resultado, caso a função objetivo fosse minimizar perdas técnicas. O cálculo destas perdas técnicas é feito conforme descrito em FERREIRA, 2016, também via algoritmo CLONR. Assim, os resultados encontrados são ilustrados na Tabela 21.

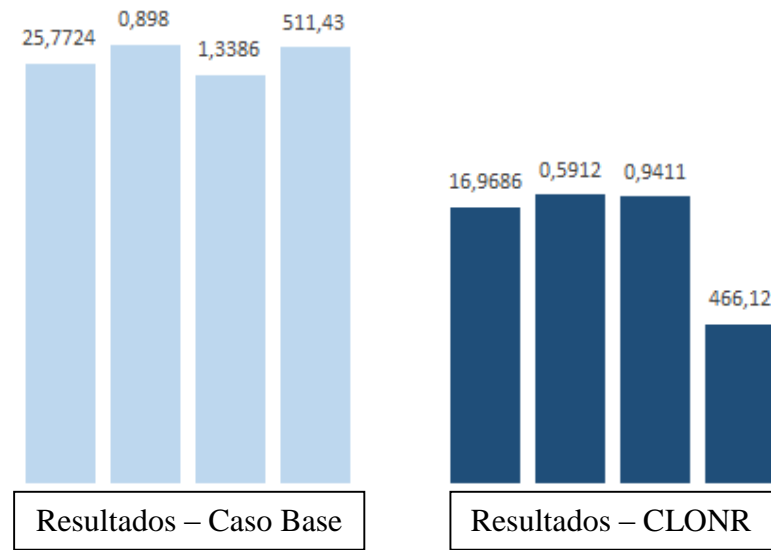
Tabela 21 – Resultados do Sistema de 16 Barras

Índices de confiabilidade	Caso Base	CLONR
<i>ENS</i> [kWh/ano]	25,7724	16,9686
<i>SAIDI</i> [horas/ano]	0,898	0,5912
<i>SAIFI</i> [falhas/ano]	1,3386	0,9411
<i>ASUI</i>	0,000102	0,000067
<i>ASAI</i>	0,999898	0,99993
Perdas [kW]	511,43	466,12
Chaves abertas	'14', '15', '16'	'7', '8', '16'
Chaves fechadas	-	'14', '15'

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A topologia encontrada pelo algoritmo condiz com o resultado apresentado em MENDOZA *et al.*, 2009, focado no problema multi-objetivo em otimizar o indicador *ENS* e perdas técnicas. Nota-se que os indicadores de confiabilidade apresentaram reduções significativas e o valor com perdas técnicas também diminuiu, conforme ilustrado na Figura 26. A redução dos indicadores de confiabilidade foi, na média, de 30% e a redução em perdas técnicas foi de 8,9%. O tempo computacional deste estudo de caso foi de 3 minutos.

Fig. 26 – Comparação dos Resultados – Sistema de 16 Barras

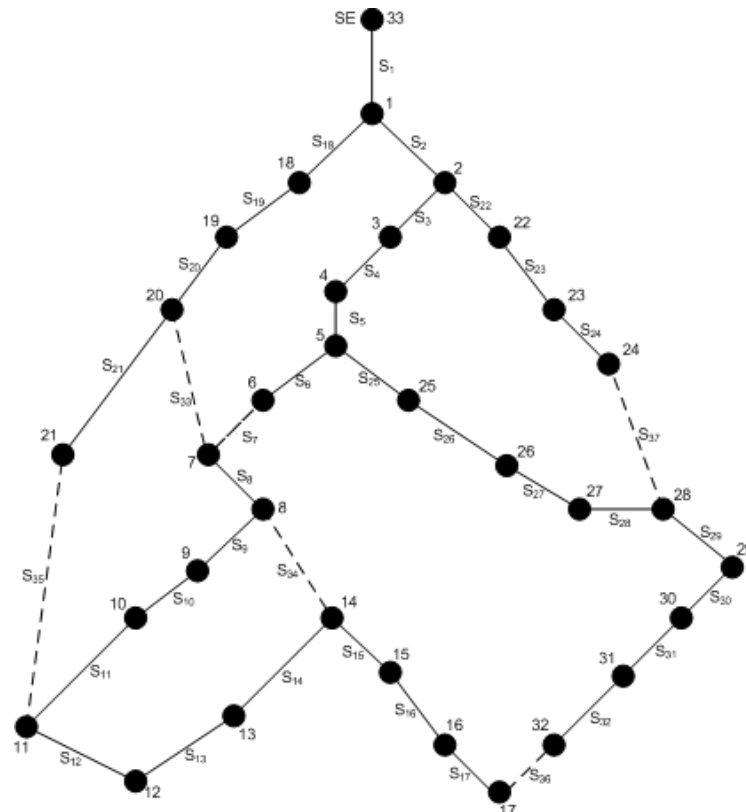


Fonte: Elaborado pelo próprio autor

4.4 SISTEMA DE 33 BARRAS

O sistema teste de 33 barras (BARAN e WU, 1989) possui potência ativa de 3.715 kW, potência reativa de 2.300 kVAr e tensão de 12,66 kV. É composto por 37 linhas, incluindo 5 chaves NA e 32 chaves NF, conforme ilustrado pela topologia inicial da Figura 27.

Fig. 27 – Topologia Inicial – Sistema de 33 Barras



Fonte: (BARAN e WU, 1989)

Os dados completos deste sistema são apresentados no Apêndice B. Assim como no estudo de caso do Sistema de 16 Barras, algumas premissas foram utilizadas para o definir o Sistema de 33 Barras com relação aos quesitos de confiabilidade. Os dados de reparo e manobra são conforme Tabela 22.

Tabela 22 – Dados de Reparo e Manobra – Sistema de 33 Barras

Tempo de Reparo	Tempo de manobra
6 h	0,5 h

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O número de consumidores conectados aos pontos de carga foi extraído de KAVOUSHI-FARD e AKBARI-ZADEH, 2013 e apresentado pela Tabela 23. A barra de número 33 não possui nenhum consumidor conectado pelo fato de ser a barra de subestação.

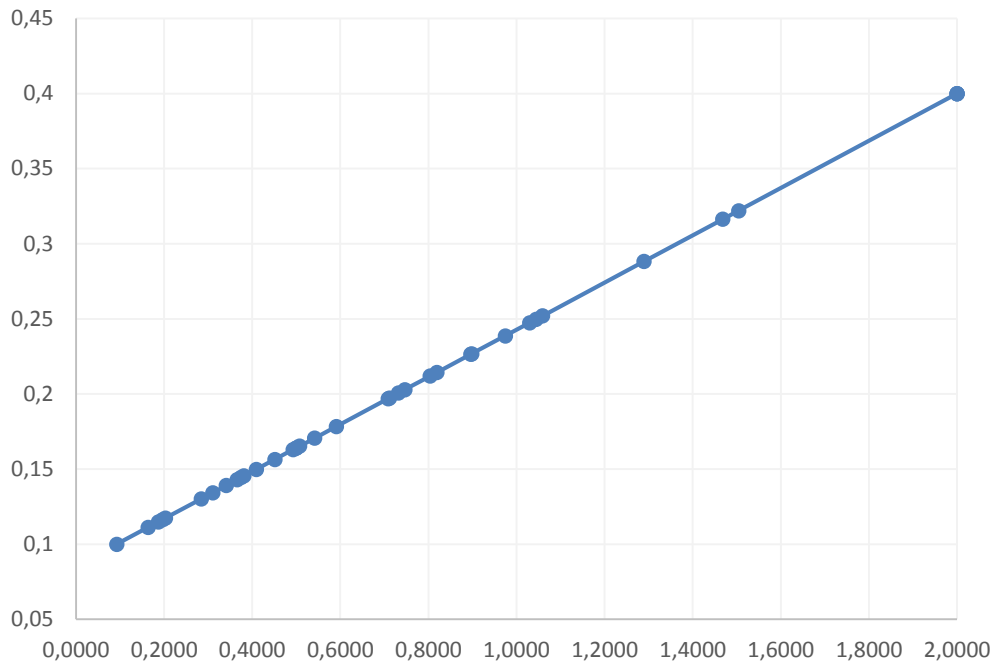
Tabela 23 – Dados de Reparo e Manobra – Sistema de 33 Barras

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8
Nº de Consumidores	500	400	600	350	350	1000	1000	550
Barra	9	10	11	12	13	14	15	16
Nº de Consumidores	550	400	300	400	550	300	450	300
Barra	17	18	19	20	21	22	23	24
Nº de Consumidores	400	450	350	450	550	450	1500	1300
Barra	25	26	27	28	29	30	31	32
Nº de Consumidores	300	500	300	600	900	800	1050	300

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As taxas de falha também são encontradas a partir de interpolação linear, considerando que a linha com menor impedância do sistema possui taxa de falha igual a 0,1 falhas/ano e a linha com maior impedância, 0,4 falhas/ano. O resultado da interpolação é mostrado na Figura 28.

Fig. 28 – Interpolação Linear para Taxas de Falhas – Sistema de 33 Barras



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Seguindo a análise feita no Sistema de 16 Barras, nesse caso, o resultado obtido é comparado como se o algoritmo fosse utilizado para minimizar perdas técnicas do Sistema de 33 Barras (FERREIRA, 2016; OLIVEIRA, *et al*, 2014; RESENDE *et al*, 2011). A Tabela 23 apresenta os resultados encontrados.

Tabela 24 – Resultados do Sistema de 33 Barras

Índices de confiabilidade	Caso Base	CLONR – min <i>ENS</i>	CLONR – min <i>PERDAS</i>
<i>ENS</i> [kWh/ano]	3,846	3,302	3,867
<i>SAIDI</i> [horas/ano]	1,247	1,047	1,259
<i>SAIFI</i> [falhas/ano]	2,445	2,158	2,467
<i>ASUI</i>	0,0001423	0,0001195	0,0001437
<i>ASAI</i>	0,9998576	0,9998804	0,9998562
Perdas [kW]	202,67	164,41	139,55
Chaves abertas	'33', '34', '35', '36', '37'	'10', '13', '16', '28', '33'	'7', '9', '14', '32', '37'
Chaves fechadas	-	'34', '35', '36' e '37'	'33', '34', '35' e '36'

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os resultados encontrados para o caso base e confiabilidade nesta análise estão condizentes com o apresentado em DUAN, *et al*, 2015. Observa-se que foram encontradas topologias diferentes ao minimizar o índice de confiabilidade, *ENS*, e as perdas técnicas. Ainda,

os resultados de confiabilidade para a topologia que visa minimizar as perdas são maiores que aqueles apresentados no próprio caso base. Tal diferença nos índices indica que os objetivos de confiabilidade e perdas técnicas são conflitantes entre si. O tempo computacional deste estudo de caso foi de 11 minutos.

5 CONCLUSÃO

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação apresentou uma proposta de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica visando a melhoria do quesito de confiabilidade, através da minimização do índice de Energia Não-Suprida.

Durante os estudos e revisão bibliográfica realizados, pôde-se constatar a importância do problema de reconfiguração de SDE de forma assistida por sistemas computacionais aliados a modelos matemáticos para o tratamento das diversas e complexas características do problema proposto. O grande número de alternativas de topologias na reconfiguração inviabiliza a busca exaustiva de todas as opções possíveis, reforçando a importância anteriormente mencionada. A revisão também permitiu identificar os principais indicadores de confiabilidade de redes de distribuição, utilizados no Brasil e no mundo. A presente dissertação baseou-se na utilização do índice Energia Não-Suprida, uma vez que o objetivo global do problema é otimização da confiabilidade. Como a teoria da confiabilidade é um pressuposto para todo o trabalho desenvolvido, considera-se sua descrição como de suma importância.

Para obter resultados satisfatórios, deve-se determinar a topologia ótima, de acordo com a função objetivo. Dado que a reconfiguração envolve variáveis discretas associadas às muitas opções de topologias, uma técnica meta-heurística foi proposta, uma vez que problemas com as características citadas criam ambiente propício para tais técnicas. Mais especificamente, a técnica denominada Sistemas Imunológicos Artificiais, baseada no sistema imune adaptativo dos animais vertebrados, foi proposta para utilização. A escolha destas técnicas deveu-se à possibilidade de aplicação de um algoritmo já adaptado para representar restrições de redes de distribuição e fundamentado na referida técnica. Além disso, a aplicação deste algoritmo ao problema de reconfiguração, visando otimizar a confiabilidade, é pouco explorada na literatura, o que caracteriza aspecto inovador da contribuição.

A metodologia desenvolvida aliou o algoritmo de sistema imune artificial, para as decisões ótimas de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia, com um modelo de cálculo de índices de confiabilidade, desenvolvido durante a realização desta dissertação com base em referências tradicionais e reconhecidas da literatura. Este modelo foi exaustivamente testado à luz de comparações com as referências citadas, com o propósito de validação da

metodologia de otimização da confiabilidade. Ao todo, foram seis sistemas testados e os resultados apresentados foram satisfatórios e aderentes à literatura existente.

Com os estudos apresentados nesta dissertação, observou-se que o algoritmo demonstrou eficácia para o problema de reconfiguração visando otimizar a confiabilidade. A técnica meta-heurística, sistemas imunológicos artificiais, apresentou um bom desempenho e atratividade, visto que foi pouco investigada na literatura com foco no quesito de confiabilidade.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

O trabalho desenvolvido nesta dissertação identificou alguns pontos potenciais para continuidade, deixando algumas questões e sugestões para trabalhos futuros. Estas sugestões são listadas a seguir:

- Avaliação de um índice de confiabilidade relacionado com custo;
- Avaliação de outras técnicas meta-heurísticas no problema de reconfiguração;
- Avaliação de uma metodologia multi-objetivo;
- Avaliação de sistemas de distribuição reais;

REFERÊNCIAS

- AHMAD, N. H.; RAHMAN, T. K. A.; AMINUDDIN, N. Multi-objective quantum-inspired Artificial Immune System approach for optimal network reconfiguration in distribution system. In: **2012 IEEE International Power Engineering and Optimization Conference Melaka, Malaysia**. IEEE, 2012. p. 384-388.
- ALLAN, Ronald N. et al. A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. **IEEE Transactions on Power systems**, v. 6, n. 2, p. 813-820, 1991.
- ALONSO, F. R. et al. Distribution system reconfiguration using artificial immune systems. In: **2014 North American Power Symposium (NAPS)**. IEEE, 2014. p. 1-6.
- ALONSO, F. R.; OLIVEIRA, D. Q.; DE SOUZA, AC Zambroni. Artificial immune systems optimization approach for multiobjective distribution system reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 2, p. 840-847, 2014.
- ARYA, Rajesh; CHOUBE, S. C.; ARYA, L. D. Reliability evaluation and enhancement of distribution systems in the presence of distributed generation based on standby mode. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 607-616, 2012.
- BARAN, Mesut E.; WU, Felix F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 725-734, 1989.
- Barbosa, F. S. V., Vicente L. M., Oliveira, L. W., Gomes F. V. and Silva Jr, I. C. Reconfiguração e Alocação de Capacitores em Sistemas de Distribuição via Sistemas Imunológicos Naturais. **XV Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ**, pp. 1-8, 2013.
- BERNARDON, D. P. et al. Methodology for allocation of remotely controlled switches in distribution networks based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 2, p. 414-420, 2011.
- BETTONI, Luiz MM et al. Uma aproximação linear para modelagem matemática do balanceamento de cargas em redes de distribuição. **SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, XLI SBPO**, v. 41, p. 286-297, 2009.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. Reliability assessment of large electric power systems, ser. **Power Electronics and Power Systems**. Springer, 1988.
- BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald N. Reliability evaluation of engineering systems- Concepts and techniques (Book). **New York: Plenum Press, 1992.**, 1992.
- BILLINTON, Roy; JONNAVITHULA, Satish. Optimal switching device placement in radial distribution systems. **IEEE transactions on power delivery**, v. 11, n. 3, p. 1646-1651, 1996.
- BILLINTON, Roy; JONNAVITHULA, Satish. A test system for teaching overall power system reliability assessment. **IEEE transactions on Power Systems**, v. 11, n. 4, p. 1670-1676, 1996.
- BILLINTON, Roy. Evaluation of reliability worth in an electric power system. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 46, n. 1, p. 15-23, 1994.

BIN, Ye et al. Distribution network reconfiguration for reliability worth enhancement. In: **Proceedings. International Conference on Power System Technology**. IEEE, 2002. p. 2547-2550.

BROWN, Richard E. Distribution reliability assessment and reconfiguration optimization. In: **2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No. 01CH37294)**. IEEE, 2001. p. 994-999.

BROWN, Richard E. **Electric power distribution reliability**. CRC press, 2017.

CANDIÁ JÚNIOR, Antônio. **Alocação ótima de dispositivos de manobra e proteção para planejamento de sistemas de distribuição**. 2016. Tese (Mestrado em Sistemas de Energia) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2016.

CHEN, Chao-Shun et al. Optimal placement of line switches for distribution automation systems using immune algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 3, p. 1209-1217, 2006.

CIVANLAR, Seyhan et al. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 3, p. 1217-1223, 1988.

COELHO, A.; RODRIGUES, A. B.; DA SILVA, M. G. Distribution network reconfiguration with reliability constraints. In: **2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004**. IEEE, 2004. p. 1600-1606.

COELHO NETO, Agnelo. **Análise da Confiabilidade em Redes de Distribuição Radiais: Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída**. 2006. Tese (Mestrado em Sistemas de Energia) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2006.

COELHO, Guilherme Palermo. **Redes imunológicas artificiais para otimização em espaços contínuos: uma proposta baseada em concentração de anticorpos**. 2011. Tese (Mestrado) - Faculdade de Engenharia de Eletricidade, Universidade Federal do Maranhão, 2011.

DA SILVA, Luis Gustavo Wesz; PEREIRA, Rodrigo Apaecido Fernandes; MANTOVANI, José Roberto Sanches. Optimized allocation of sectionalizing switches and control and protection devices for reliability indices improvement in distribution systems. In: **2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (IEEE Cat. No. 04EX956)**. IEEE, 2004. p. 51-56.

DE ASSIS, Laura Silva et al. Optimal allocation of remote controlled switches in radial distribution systems. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, 2012. p. 1-8.

DE CASTRO, L. Nunes; VON ZUBEN, Fernando J. The clonal selection algorithm with engineering applications. In: **Proceedings of GECCO**. 2000. p. 36-39.

DE CASTRO, Leandro N.; VON ZUBEN, Fernando J. Learning and optimization using the clonal selection principle. **IEEE transactions on evolutionary computation**, v. 6, n. 3, p. 239-251, 2002.

DE CASTRO, Leandro Nunes. Engenharia imunológica: desenvolvimento e aplicação de ferramentas computacionais inspiradas em sistemas imunológicos artificiais. **Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP**, 2001.

DE CASTRO, Pablo Alberto Dalbem. **Sinergia entre sistemas imunológicos artificiais e modelos gráficos probabilísticos**. 2009. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

DE OLIVEIRA, Leonardo W. et al. Artificial immune systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 56, p. 64-74, 2014.

ETEMADI, A. H.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Distribution system reliability enhancement using optimal capacitor placement. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 2, n. 5, p. 621-631, 2008.

FERREIRA, Ewerton Luiz. **Aplicações de Reconfiguração em Redes de Distribuição Através de Sistemas Imunológicos Artificiais**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2016.

GHASEMI, Sasan; MOSHTAGH, Jamal. Radial distribution systems reconfiguration considering power losses cost and damage cost due to power supply interruption of consumers. **International Journal on Electrical Engineering and Informatics**, v. 5, n. 3, p. 297, 2013.

GUIMARAES, Marcos A. N; LORENZETI, Jorge F. C; CASTRO, Carlos A. Reconfiguration of distribution systems for stability margin enhancement using tabu search. In: **Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on**. IEEE, 2004. p. 1556-1561.

JOSE, J; KOWLI, A. Reliability constrained distribution feeder reconfiguration for power loss minimization. In: **Proc. 2016 National Power Systems Conference (NPSC)**, pp. 1-6, 2016.

JUNIOR, Benvindo Rodrigues Pereira et al. Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 8, n. 1, p. 35-45, 2014.

KALANTAR, Mohsen; DASHTI, Rahman; DASHTI, Reza. Combination of network reconfiguration and capacitor placement for loss reduction in distribution system with based genetic algorithm. In: **Proceedings of the 41st international universities power engineering conference**. IEEE, 2006. p. 308-312.

KAYAL, Partha; CHANDA, Sayonsom; CHANDA, C. K. An ANN based network reconfiguration approach for voltage stability improvement of distribution network. In: **2011 International Conference on Power and Energy Systems**. IEEE, 2011. p. 1-7.

KHODR, H. M. et al. Maximum savings approach for location and sizing of capacitors in distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 7, p. 1192-1203, 2008.

MANSO, L. A. F.; LEITE DA SILVA, A. M.; MELLO, J. C. O. Comparação de Métodos Alternativos para Avaliação dos Custos de Perda de Carga em Sistemas de Geração e Transmissão. **XII CBA**, v. 6, 1998.

MANTOVANI, José RS; CASARI, Fernando; ROMERO, Rubén A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. **Controle and Automacao**, p. 150-159, 2000.

MENDOZA, J. E. et al. Microgenetic multiobjective reconfiguration algorithm considering power losses and reliability indices for medium voltage distribution network. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 3, n. 9, p. 825-840, 2009.

MILOCA, Simone Aparecida. **Planejamento da expansão em redes de distribuição de energia elétrica com indicadores de confiabilidade e base de dados georreferenciada**. 2012. Tese (Doutorado) - Faculdade de Ciências Exatas e Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, 2012.

MOHAMMADI, Mehdi et al. Distribution automation planning and operation considering optimized switch placement and feeder reconfiguration strategies from reliability enhancement perspective. **Journal of Intelligent & Fuzzy Systems**, v. 35, n. 3, p. 3493-3506, 2018.

MORADI, Adel; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Optimal switch placement in distribution systems using trinary particle swarm optimization algorithm. **IEEE Transactions on power delivery**, v. 23, n. 1, p. 271-279, 2007.

NGATCHOU, Patrick; ZAREI, Anahita; EL-SHARKAWI, A. Pareto multi objective optimization. In: **Proceedings of the 13th International Conference on, Intelligent Systems Application to Power Systems**. IEEE, 2005. p. 84-91.

PADRÃO IEEE 1366: **Guide for electric power distribution reliability indices**. IEEE, 2003.

PRODIST, ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8** – Qualidade da Energia Elétrica. 2012.

PRODIST: **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. 2015.

RESENDE, P. V. C. et al. Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica via sistemas imunológicos artificiais. In: **Proc 9th Latin-American congress on electricity generation and transmission Mar del Plata Argentina**. 2011. p. 5.

RODRIGUES, Fabio Miranda. **Otimização multi-objetivo de redes de distribuição utilizando algoritmos genéticos visando melhoria da confiabilidade**. 2015. Tese (Mestrado em Sistemas de Energia) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2015.

SETA, F. S. et al. Alocação Ótima de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição via Sistemas Imunológicos Artificiais e Fluxo de Potência Ótimo. **Décimo Quinto Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ**, 2013

SHAREEF, H. et al. Power quality and reliability enhancement in distribution systems via optimum network reconfiguration by using quantum firefly algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 58, p. 160-169, 2014.

SIRISUMRANNUKUL, Somporn. Network Reconfiguration for Reliability Worth Enhancement in Distribution Systems by Simulated Annealing. In: **Simulated Annealing, Theory with Applications**. IntechOpen, 2010.

SKOONPONG, A.; SIRISUMRANNUKUL, S. Network reconfiguration for reliability worth enhancement in distribution systems by simulated annealing. In: **2008 5th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology**. IEEE, 2008. p. 937-940.

TIPPACHON, Wiwat; RERKPREEDAPONG, Dulpichet. Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 7, p. 1171-1178, 2009.

TOMOIAGĂ, Bogdan et al. Pareto optimal reconfiguration of power distribution systems using a genetic algorithm based on NSGA-II. **Energies**, v. 6, n. 3, p. 1439-1455, 2013.

WACKER, Garry; BILLINTON, Roy. Customer cost of electric service interruptions. **Proceedings of the IEEE**, v. 77, n. 6, p. 919-930, 1989.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE 16 BARRAS

Linha	De	Para	Resistência, R [pu]	Reatância, X [pu]	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kVAr]	Tipo de Equipamento	Taxa de Falha [falhas/ano]	Número de consumidores
1	1	2	0,075	0,1	0,0	0,0	21	0,2500	0
2	2	3	0,08	0,11	2,0	1,6	41	0,2714	20
3	2	4	0,09	0,18	3,0	1,5	41	0,3143	30
4	4	5	0,04	0,04	2,0	0,8	41	0,1000	20
5	1	6	0,11	0,11	0,0	0,0	21	0,4000	0
6	6	7	0,08	0,11	1,5	1,2	41	0,2714	15
7	6	8	0,11	0,11	4,0	2,7	41	0,4000	40
8	7	9	0,11	0,11	5,0	3,0	41	0,4000	50
9	7	10	0,08	0,11	1,0	0,9	41	0,2714	10
10	1	11	0,11	0,11	0,0	0,0	21	0,4000	0
11	11	12	0,09	0,12	0,6	0,1	41	0,3143	6
12	11	13	0,08	0,11	4,5	2,0	41	0,2714	45
13	13	14	0,04	0,04	1,0	0,9	41	0,1000	10
14	3	9	0,04	0,04	1,0	0,7	51	0,1000	10
15	8	12	0,04	0,04	1,0	0,9	51	0,1000	10
16	5	14	0,09	0,12	2,1	1,0	51	0,3143	21

APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS

Linha	De	Para	Resistência, R [pu]	Reatância, X [pu]	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kVAr]	Tipo de Equipamento	Taxa de Falha [falhas/ano]	Número de consumidores
1	33	1	0,0922	0,047	0,0	0,0	21	0,1000	0
2	1	2	0,493	0,2511	100,0	60,0	41	0,1630	500
3	2	3	0,366	0,1864	90,0	40,0	41	0,1431	400
4	3	4	0,3811	0,1941	120,0	80,0	41	0,1454	600
5	4	5	0,819	0,707	60,0	30,0	41	0,2143	350
6	5	6	0,1872	0,6188	60,0	20,0	41	0,1149	350
7	6	7	0,7114	0,2351	200,0	100,0	41	0,1974	1000
8	7	8	1,03	0,74	200,0	100,0	41	0,2475	1000
9	8	9	1,044	0,74	60,0	20,0	41	0,2497	550
10	9	10	0,1966	0,065	60,0	20,0	41	0,1164	550
11	10	11	0,3744	0,1238	45,0	30,0	41	0,1444	400
12	11	12	1,468	11550	60,0	35,0	41	0,3163	300
13	12	13	0,5416	0,7129	60,0	35,0	41	0,1707	400
14	13	14	0,591	0,526	120,0	80,0	41	0,1784	550
15	14	15	0,7463	0,545	60,0	10,0	41	0,2029	300
16	15	16	1,289	17210	60,0	20,0	41	0,2882	450
17	16	17	0,732	0,574	60,0	20,0	41	0,2006	300
18	1	18	0,164	0,1565	90,0	40,0	41	0,1113	400
19	18	19	1,5042	13554	90,0	40,0	41	0,3220	450
20	19	20	0,4095	0,4784	90,0	40,0	41	0,1499	350
21	20	21	0,7089	0,9373	90,0	40,0	41	0,1970	450
22	2	22	0,4512	0,3083	90,0	40,0	41	0,1565	550
23	22	23	0,898	0,7091	90,0	50,0	41	0,2267	450
24	23	24	0,896	0,7011	420,0	200,0	41	0,2264	1500
25	5	25	0,203	0,1034	420,0	200,0	41	0,1174	1300
26	25	26	0,2842	0,1447	60,0	25,0	41	0,1302	300
27	26	27	1,059	0,9337	60,0	25,0	41	0,2520	500
28	27	28	0,8042	0,7006	60,0	20,0	41	0,2120	300
29	28	29	0,5075	0,2585	120,0	70,0	41	0,1653	600
30	29	30	0,9744	0,963	200,0	600,0	41	0,2387	900
31	30	31	0,3105	0,3619	150,0	70,0	41	0,1343	800
32	31	32	0,341	0,5302	210,0	100,0	41	0,1391	1050
33	7	20	2,0	2,0	0,0	0,0	51	0,4000	0
34	8	14	2,0	2,0	0,0	0,0	51	0,4000	0
35	11	21	2,0	2,0	0,0	0,0	51	0,4000	0
36	17	32	0,5	0,5	0,0	0,0	51	0,1641	0
37	24	28	0,5	0,5	0,0	0,0	51	0,1641	0