Metodologia para Planejamento de Ações de
Alívio de Carregamento em Sistemas de
Distribuição de Energia Elétrica em Média Tensão

Guilherme Pereira Borges

SERVIÇO DE PÓS-GRADUAÇÃO DA EESC-USP

Data de Depósito:

Assinatura: _____

Guilherme Pereira Borges

Metodologia para Planejamento de Ações de Alívio de Carregamento em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Média Tensão¹

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo – EESC-USP, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências – pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. *VERSÃO REVISADA*

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. João Bosco Augusto London Jr.

USP – São Carlos
Abril de 2016

¹ Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original encontra-se disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

P733am Pereira Borges, Guilherme
Metodologia para Planejamento de Ações de Alívio de
Carregamento em Sistemas de Distribuição de Energia
Elétrica em Média Tensão / Guilherme Pereira Borges;
orientador João Bosco Augusto London Jr. São Carlos,
2016.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2016.

1. Alívio de carregamento. 2. Remanejamento de
Carga. 3. Corte de carga. 4. Reconfiguração de Redes.
5. Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo. 6. Sistemas de
Distribuição. 7. Planejamento e Operação do Sistema
Elétrico. I. Título.

Guilherme Pereira Borges

Methodology for Planning of Load Shedding Actions in Electrical Power Distribution Systems in Medium Voltage²

Doctoral Thesis submitted to the University of São Paulo at São Carlos School of Engineering, in partial fulfillment of the requirements for the degree of the Doctorate in Science – Postgraduate Program in Electric Power System. *FINAL VERSION*

Concentration Area: Electric Power Systems

Advisor: Prof. Dr. João Bosco Augusto London Jr.

USP – São Carlos
April 2016

² Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original encontra-se disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica

*Este trabalho é dedicado aos Meus Pais, Marcos e Rita, ao meu irmão Rafael
em especial à minha esposa Olívia,
e a todos que encorajaram a realização deste trabalho.*

AGRADECIMENTOS

Muita gente fez parte deste trabalho. Começo agradecendo a Deus, por esta oportunidade! As oportunidades são raras, e elas me foram dadas, colocando pessoas incríveis no meu caminho, para me auxiliar. Sem elas, não teria dado.

Agradeço ao meu orientador, Profo. João Bosco Augusto London Jr, pelas discussões, orientação, e amizade. Agradeço pela oportunidade de estudo que ele me deu e dá para diversos alunos, principalmente aos formados na Universidade Federal do Mato Grosso. Agradeço pela oportunidade de evolução concedida a mim, evolução intelectual, científica, mas principalmente evolução moral. Os aprendizados adquiridos com o Professor João, são muito maiores do que os que estão gravados nestas páginas.

Agradeço a Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo – EESC/USP, responsável por toda a minha pós graduação.

Agradeço também:

Todos os amigos do Laboratório de Análise Computacional em Sistemas de Potência.

A Daimon Engenharia e Sistemas, por me permitir concluir esta pesquisa, por contribuir com ideias, e por todas as oportunidades abertas. Em especial agradeço ao Alden Uehara Antunes ao André Meffe e ao Mário Filho, pelas contribuições, auxílio, compreensão, liberações e claro, pelas cobranças. Sem estas pessoas, e o que elas fizeram por mim, jamais teria sido possível concluir este trabalho.

Toda a equipe de Pesquisa e Desenvolvimento da Daimon, pessoas que colocaram a mão na massa para transformar algo do mundo das ideias em algo real. Ao Leonardo H.T. Ferreira Neto, pelo auxílio no desenvolvimento do produto final e por sua amizade. Ao João Castilho Neto por contribuir no desenvolvimento. Ao Fabio Romero por coordenar todo o processo, por contribuir com discussões e por sua amizade. Todos os amigos que fiz nesses anos na Daimon.

A equipe de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, por fornecer todo auxílio necessário.

Minha família, meus pais Marcos Borges e Rita Borges por suas sugestões, auxílio, broncas, incentivos, e tudo mais. E ao meu irmão Rafa. Amo vocês! Muito obrigado!

Agradeço minha esposa, Olívia Ferreira do Couto, por seu auxílio, seja no texto, seja dando suporte, braço direito nesta jornada, que sempre acreditou, compreendeu, incentivou, deu forças e principalmente deu "amor", o ingrediente que nunca faltou nesta jornada. Sem você

"meu pessuaal", isto jamais teria se tornado realidade. Te amo!

Por fim, quero agradecer todos, que direta ou indiretamente, participaram deste trabalho.
Considerem-se parte disto!

*“Se não fossem as gotas d’água, a fonte não existiria.
(Chico Xavier)”*

ABSTRACT

BORGES, G. P. Methodology for Planning of Load Shedding Actions in Electrical Power Distribution Systems in Medium Voltage. 2016. 147 f. Thesis (Doctorate in Science – for the Postgraduate Study Program in Electrical Engineering) – University of São Paulo at São Carlos School of Engineering – EESC-USP, São Carlos – SP.

The objective of this research is to develop and implement a methodology for the treatment of load shedding problem due to the existence (operation) or the possibility to occur (planning) contingencies in supply system (High Voltage / Subtransmission). The methodology is based on Multiobjective Evolutionary Algorithm in Tables, initially developed for the service restoration problems in distribution systems. It aims to minimize the number of customers without electricity supply; minimizing the number of switching operations, so that it does not impede the implementation in practice; absence of overload in network and substations; maintaining the voltage levels within the ranges required by the laws of radiality and maintenance of the network. To achieve these goals, are used techniques for determining the required switching sequence for the load shedding plan obtained; prioritization of special consumer in service and selective load shedding when exhausted the possibilities of relocating loads between primary feeders. When applies the proposed methodology in a real large distribution system of the Energy Company of Pernambuco – CELPE, it can be seen that, compared with the technique currently used, it is reliable with good results regarding viable sequence of maneuvers; reducing the number of switchings and number of consumers and priority consumers without service in addition to be able to be applied in similar systems. The methodology has been integrated into a computer system in a graphical environment with facilities of case studies and storing information in the database.

Key-words: Load Shedding, Load Relocation, Network Reconfiguration, Multiobjective Evolutionary Algorithm, Distribution systems, Planning and Operation.

RESUMO

BORGES, G. P. Metodologia para Planejamento de Ações de Alívio de Carregamento em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Média Tensão. 2016. 147 f. Tese (Doutorado em Ciências – pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo (EESC-USP), São Carlos – SP.

O objetivo desta tese é desenvolver e implementar em computador uma metodologia para resolver o problema de alívio de carregamento utilizando técnicas de remanejamento ou corte de carga. Tal metodologia, fundamenta-se no Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo em Tabelas, que foi desenvolvido inicialmente para o problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição. Já metodologia desenvolvida nesta tese trata o problema de alívio de carregamento, buscando minimizar o número de consumidores sem fornecimento de energia elétrica e o número de operações de chaveamento. Todavia, é necessário a obtenção de um plano de manobras em chaves adequado de modo que este não inviabilize a implantação na prática e que resulte em soluções que contemplem: a ausência de sobrecarga na rede e nas subestações, a manutenção dos níveis de tensão dentro dos intervalos exigidos pela legislação e a manutenção da radialidade da rede. Para alcançar estes objetivos, utiliza-se técnicas que determinam a sequência de chaveamento necessária para o plano de alívio de carga obtido. Prioriza-se, ainda, o atendimento aos consumidores prioritários e o corte seletivo de cargas em condições de esgotamento das possibilidades de remanejamento entre os alimentadores primários. Ao aplicar a metodologia proposta em um sistema de distribuição real de grande porte da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, constatou-se que, em comparação com a técnica atualmente utilizada, a metodologia desenvolvida é confiável e apresenta bons resultados no que se refere a: sequência exequível de manobras, diminuição do número de chaveamentos e redução do número de consumidores e consumidores prioritários sem atendimento. Além disso, a metodologia possui capacidade de aplicação em outros sistemas semelhantes e foi integrada em um sistema computacional com ambiente gráfico permitindo estudos de caso e armazenamento em banco de dados.

Palavras-chave: Palavras-chave: Alívio de carregamento, Remanejamento de Carga, Corte de carga, Reconfiguração de Redes, Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo, Sistemas de Distribuição, Planejamento e Operação.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação de um SEP destacando as faixas de tensão	26
Figura 2 – Diagrama de transição de estados de operação de um sistema de potência . .	27
Figura 3 – Fluxogramas das situações consideradas neste trabalho	33
Figura 4 – Técnicas de corte de carga	42
Figura 5 – Exemplo de um grafo	58
Figura 6 – Exemplo de um Sistema de Distribuição com três alimentadores	59
Figura 7 – Representação do sistema de distribuição em grafo	59
Figura 8 – Representação Nó Profundidade	60
Figura 9 – Sistema de Distribuição com dois alimentadores	61
Figura 10 – Agrupamento das linhas e barras em setores	62
Figura 11 – Grafo representando setores do sistema de distribuição radial da Figura(9) .	62
Figura 12 – Fluxograma de funcionamento do AEMT	65
Figura 13 – Fluxograma para análises no caso de contingência no sistema supridor sem conhecimento do montante de carga a ser aliviada	78
Figura 14 – Fluxograma para análises no caso de contingência no sistema supridor com conhecimento do montante de carga a ser aliviada	80
Figura 15 – Subestações e subsistemas	84
Figura 16 – Configuração Inicial - Estado das chaves provenientes do GSE - (Caso 1) . .	88
Figura 17 – Configuração 2 - Estado das chaves após remanejamento do setor C para o alimentador SE2 – (Caso 1)	88
Figura 18 – Configuração 3 - Estado das chaves após remanejamento de do setor D para o alimentador SE2 - (Caso 1)	89
Figura 19 – Configuração 4 - Estado das chaves após corte de do setor B – (Caso 1). . .	89
Figura 20 – Configuração 1 - Estado das chaves fornecida pelo GSE – (Caso 2)	90
Figura 21 – Configuração 2 - Estado das chaves após remanejamento para restabelecer fornecimento – (Caso 2).	90
Figura 22 – Configuração inicial – (Caso 3).	91
Figura 23 – Configuração ao remanejar setor B – (Caso 3).	91
Figura 24 – Configuração ao cortar o setor C – (Caso 3).	91
Figura 25 – Configuração ao remanejar o setor B - (Caso 4).	92
Figura 26 – Configuração ao cortar o setor C – (Caso 4).	93
Figura 27 – Alimentadores da região piloto.	101
Figura 28 – Visualização das fases predominantes no sistema piloto de média tensão. . .	102

Figura 29 – Característica predominante dos arranjos de média tensão do sistema piloto .	102
Figura 30 – Visualização de Fluxo de Potência das redes de distribuição da Celpe	103
Figura 31 – Representação do Sistema de Alta Tensão	103
Figura 32 – Ponto de simulação de contingência no Sistema de Alta Tensão	104
Figura 33 – Resultados obtidos por meio das simulações do PCMC para a rede de alta tensão	104
Figura 34 – Reconfiguração da rede após simulação utilizando o PCMC	105
Figura 35 – Gráfico das potências nos trechos das linhas nas condições pré e pós manobras	105
Figura 36 – Manobras PCMC na rede de distribuição em média tensão	106
Figura 37 – Reconfiguração topológica da rede de média tensão após aplicação do PCMC na rede de distribuição em média tensão	106
Figura 38 – Sistema de Distribuição composto pelas subestações - BGI, IBr, IRA, VZA .	108
Figura 39 – Resultado das manobras realizadas propostas pelo AEMT-Alívio para aliviar contingência na alta tensão	109
Figura 40 – Sistema de Distribuição composto pelas subestações - BGI, IBR, IRA, VZA após execução do alívio de carregamento	109
Figura 41 – VZA-01V5 - Chaves E01241	110
Figura 42 – Alimentador IBR-01I6 - Chaves E07958	110
Figura 43 – Alimentador IBR-01I3 - Chaves E09096 e E07982	111
Figura 44 – Todos os alimentadores que sofreram corte de carga	111
Figura 45 – Trechos dos alimentadores cortados em comparação com o Sistema de Distri- buição como um todo	112
Figura 46 – Gráfico número de manobras	113
Figura 47 – Fronteira de Pareto obtida para o Alívio de 5 MVA do Sistema	114
Figura 48 – Fronteira de Pareto obtida para o Alívio de 10 MVA do Sistema	115
Figura 49 – Fronteira de Pareto obtida para o Alívio de 15 MVA do Sistema	115
Figura 50 – Fronteira de Pareto obtida para o Alívio de 20 MVA do Sistema	116
Figura 51 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 25 MVA do Sistema	116
Figura 52 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 5 MVA do Sistema	117
Figura 53 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 10 MVA do Sistema	117
Figura 54 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 15 MVA do Sistema	118
Figura 55 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 20 MVA do Sistema	118
Figura 56 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 25 MVA do Sistema	119
Figura 57 – PCMC vs AEMT-Alívio - Consumidores sem fornecimento	119
Figura 58 – PCMC vs AEMT-Alívio - Consumidores <i>Vips</i> atingidos	120
Figura 59 – PCMC vs AEMT-Alívio - Número de manobras	121
Figura 60 – Gráfico comparativo PCMC vs AEMT-Alívio - Consumidores sem atendimento	121
Figura 61 – Gráfico comparativo PCMC vs AEMT-Alívio - Consumidores <i>Vips</i> atingidos	122
Figura 62 – Gráfico comparativo PCMC vs AEMT-Alívio - Números de Manobras . . .	122

Figura 63 – Janela principal.	138
Figura 64 – Configuração dos parâmetros do algoritmo evolutivo.	140
Figura 65 – Seleção de uma contingencia na linha de transmissão	140
Figura 66 – Interface de execução do módulo de Otimização contingencial	141
Figura 67 – Interface de execução do módulo de corte de carga	141
Figura 68 – Interface de execução do módulo de corte de carga	142
Figura 69 – Modo de Configuração do PCMC	142
Figura 70 – Trecho com contingência	142
Figura 71 – Confirmação de trecho	143
Figura 72 – Manobras realizadas na rede MT	143
Figura 73 – Módulo de corte otimizado na rede MT	144
Figura 74 – Módulo PCD	145
Figura 75 – Modo de configuração do PCD	145
Figura 76 – Rede ao executar o PCD	146
Figura 77 – Resultado do PCD	146

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ajuste do ERAC por Região ou Área Elétrica - Região Sudeste	30
Tabela 2 – Grau de cada um dos nós do grafo da Figura (12)	58
Tabela 3 – Manobras em Chaves Automáticas	87
Tabela 4 – Manobras alternadas que retornam ao estado anterior	87
Tabela 5 – Tupla parcial com as informações de manobras de chaves – (Caso 1)	89
Tabela 6 – Tupla parcial com as informações de manobras de chaves – (Caso 1)	89
Tabela 7 – Tupla final com as informações de manobras de chaves – (Caso 1)	90
Tabela 8 – Tupla Final com as informações de manobras de chaves em sequência de execução – (Caso 2)	90
Tabela 9 – Tupla Final com as informações de manobras de chaves e a sequência de execução – (Caso 3).	92
Tabela 10 – Tupla final – (Caso 4).	93
Tabela 11 – Tabela de prioridade de consumidores da CELPE	94
Tabela 12 – Valores de carregamento de alguns trechos da rede de alta tensão da área piloto	101

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Sistemas Elétricos de Potência	25
1.2	O Problema de Alívio de Carregamento	26
1.2.1	<i>Situações em que ocorrem as ações de controle de carga</i>	28
1.2.2	<i>Classificação quanto a duração das ações de controle de carga</i>	29
1.2.3	<i>Esquema Regional de Alívio de Carga</i>	29
1.2.4	<i>Plano de Corte Manual de Carga</i>	30
1.3	Objetivo	32
1.3.1	<i>Contribuição</i>	34
1.4	Organização do Texto	35
2	O PROBLEMA DE ALÍVIO DE CARREGAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA TENSÃO	37
2.1	Introdução	37
2.2	Reconfiguração de Redes	37
2.3	O problema de Restabelecimento de Energia	38
2.3.1	<i>Evolução do AEMT no Grupo de Pesquisa</i>	41
2.4	Técnicas de corte de carga	42
2.4.1	Técnicas Convencionais de Corte de Carga	42
2.4.1.1	<i>Técnicas baseadas em relés de Subfrequência</i>	43
2.4.1.2	<i>Técnicas baseadas em relés de Subtensão</i>	43
2.4.2	Técnicas Adaptativas	43
2.4.3	Técnicas Baseadas em Inteligência computacional	44
2.4.3.1	<i>Técnicas baseadas em Redes neurais artificiais</i>	44
2.4.3.2	<i>Técnicas baseadas em Lógica Fuzzy</i>	45
2.4.3.3	<i>Técnicas baseadas em Sistema de Inferência Neuro-Fuzzy Adaptativo – ANFIS</i>	45
2.4.3.4	<i>Técnica baseadas em Otimização por Enxame de Partículas</i>	46
2.4.3.5	<i>Técnica baseada em Algoritmos Genéticos</i>	47
2.4.4	Outras Trabalhos Relevantes	48
2.5	Método Atualmente Utilizado na CELPE	50
2.6	Conclusão	51

3	METODOLOGIA BASE: ALGORITMO EVOLUTIVO MULTI-OBJETIVO EM TABELAS	53
3.1	Introdução	53
3.2	Apresentação do Problema	53
3.3	Modelagem do problema por meio da utilização de Algoritmos Evolutivos	55
3.3.1	Algoritmos Evolutivos - Aspectos Básicos	55
3.3.2	Algoritmos Evolutivos no Contexto de Restabelecimento de Energia	56
3.3.3	Representação de Sistemas de Distribuição por meio de Grafos	57
3.3.4	Representação Nó-Profundidade	60
3.3.5	RNP do Alimentador	61
3.3.6	RNP do Setor	63
3.4	Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo em Tabelas e Funcionamento	64
3.4.0.1	<i>Primeira Configuração Factível</i>	<i>66</i>
3.4.0.2	<i>Gerando Subpopulações Iniciais</i>	<i>66</i>
3.4.0.3	<i>Avaliando os Indivíduos das Subpopulações</i>	<i>66</i>
3.4.0.4	<i>Critério de Parada</i>	<i>67</i>
3.4.0.5	<i>Selecionando aleatoriamente uma subpopulação</i>	<i>67</i>
3.4.0.6	<i>Selecionando aleatoriamente um indivíduo na subpopulação selecionada</i>	<i>67</i>
3.4.0.7	<i>Decisão de aplicação de um dos Operadores da RNP (PAO ou CAO)</i>	<i>68</i>
3.4.0.8	<i>Aplicando Operador Escolhido e Gerando Novo Indivíduo</i>	<i>68</i>
3.4.0.9	<i>Avalia Novo indivíduo</i>	<i>68</i>
3.4.0.10	<i>Seleciona Sobreviventes nas Tabelas de Subpopulações</i>	<i>69</i>
3.5	Cálculo do número de manobras	69
3.6	Conclusão	70
4	METODOLOGIA PROPOSTA	71
4.1	Introdução	71
4.2	Modelagem da Carga	71
4.3	Cálculo Elétrico de Redes de Média Tensão	71
4.4	Formulação Matemática do Problema	73
4.5	Visão Geral da Metodologia Proposta	77
4.6	Novas Subpopulações em Tabelas	79
4.7	Heurísticas	82
4.7.1	<i>Remanejamento de Carga</i>	<i>82</i>
4.7.2	<i>Corte de Carga</i>	<i>83</i>
4.7.3	<i>Decisão de Aplicação dos Operadores da RNP</i>	<i>84</i>
4.8	Cálculo do Número de Manobras e Identificação das Chaves e do Sequenciamento	85
4.9	Sequencia Factível de Chaveamento	85

4.9.1	<i>Exemplo: Caso 1</i>	88
4.9.2	<i>Exemplo: Caso 2</i>	90
4.9.3	<i>Exemplo: Caso 3</i>	91
4.9.4	<i>Exemplo: Caso 4</i>	92
4.10	Priorização de Consumidores Considerando Níveis de Prioridade	93
4.11	Definição de Uma Solução Final	95
4.12	Conclusão	97
5	RESULTADOS	99
5.1	Considerações Iniciais	99
5.2	Área Piloto	100
5.3	Estudo de Caso	104
5.3.1	<i>Aplicando PCMC</i>	104
5.3.2	<i>Aplicando AEMT-Alívio</i>	107
5.4	Testes	112
5.5	Avaliação da Otimização	113
5.5.1	<i>Simulação para solicitação de montante de Carga</i>	113
5.5.1.1	<i>PCMC vs AEMT-Alívio</i>	119
5.5.2	<i>Simulação para contingência no sistema supridor</i>	120
5.6	Conclusão	122
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	123
6.1	Conclusões	123
6.2	Trabalhos Futuros	125
6.3	Artigos Publicados	125
6.3.1	<i>Artigo Enviado para Revista</i>	126
6.3.2	<i>Participação em Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento</i>	126
	REFERÊNCIAS	127
	Glossário	135
APÊNDICE A	SOFTWARE PARA APOIO À DECISÃO NAS AÇÕES DE ALÍVIO DE CARREGAMENTO	137
A.1	Introdução	137
A.2	Descrição do Sistema Computacional	137
A.2.1	<i>ACAAM</i>	138
A.3	Software Corte Seletivo	138
A.3.1	<i>Funcionalidades Gerais</i>	138
A.4	Sistema de Gerenciamento de Carga	139

A.4.1	<i>Módulo de Otimização Contingencial</i>	<i>139</i>
A.4.2	<i>Módulo de Corte de Carga via rede AT</i>	<i>139</i>
A.4.3	<i>Módulo do Plano de Corte Manual de Carga</i>	<i>141</i>
A.4.4	<i>Módulo de Corte de Carga Otimizado na rede MT</i>	<i>143</i>
A.4.5	<i>Módulo do Plano de Corte da Distribuição</i>	<i>144</i>
A.5	<i>Comentários Finais</i>	<i>147</i>

INTRODUÇÃO

Neste capítulo, apresenta-se a estrutura dos sistemas elétricos de potência, com ênfase no sistema de distribuição de energia elétrica em média tensão, e o problema de alívio de carregamento de redes de energia elétrica no que se refere ao remanejamento e corte seletivo de carga na rede primária de sistemas de distribuição. Apresenta-se também, os objetivos e organização desta tese que está estruturada em seis capítulos.

1.1 Sistemas Elétricos de Potência

Um Sistema Elétrico de Potência – SEP é formado por um conjunto de equipamentos que operam de maneira coordenada. Tal sistema tem como finalidade fornecer energia elétrica aos consumidores, dentro de certos padrões de qualidade relacionados a segurança, custo e menor impacto ambiental. Outro aspecto importante é que a estrutura do SEP compreende os sistemas de geração, transmissão, e distribuição de energia (Figura (1)) e em geral cobre uma grande área geográfica.

Na estrutura do SEP o funcionamento do sistema de Geração de energia nas usinas de produção hidroelétrica e termoelétrica configura-se como um processo de transformação de uma fonte primária de energia em energia elétrica, enquanto a função principal do Sistema de Transmissão é transportar grandes blocos de energia elétrica dos centros de produção aos centros de consumo, e deve operar interligado permitindo o intercâmbio entre áreas (regiões físicas do sistema elétrico).

Desse modo, para que o Sistema de Transmissão possa atender os grandes centros de consumo sem sobressaltos, ele deve possuir um elevado nível de confiabilidade. Todavia, isto só será possível por meio de critérios rigorosos na elaboração dos projetos e na operação dos sistemas de transmissão, além da existência obrigatória de capacidade de transmissão ociosa e de interligações. O Sistema de Distribuição de energia, por sua vez, é aquele que se mistura com a

Figura 1 – Representação de um SEP destacando as faixas de tensão

Fonte: Elaborada pelo autor.

própria topografia das cidades, ramificado ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão aos consumidores finais de energia elétrica.

Outra característica relevante dos sistemas de distribuição é que eles são compostos por subestações de distribuição, das quais saem as Redes de Distribuição Primária e Secundária. Esta última, também conhecida como redes de Baixa Tensão — BT, possui um conjunto de linhas elétricas, com equipamentos e materiais diretamente associados, destinados à distribuição de energia elétrica com nível de tensão inferior à 2,3kV.

Já as Redes de Distribuição Primária, objeto principal do estudo apresentado neste trabalho, também conhecidas como redes de Média Tensão — MT, apresentam nível de tensão entre 4,5kV e 34,5kV. As Redes de Distribuição Primária operam, no caso da rede aérea, radialmente, com possibilidade de remanejar blocos de carga (valor de potência ativa – P, e potência reativa – Q, consumidas em um ponto de agrupamento de equipamentos (barra) do sistema) entre circuitos para o atendimento da operação em condições de contingências.

Por contingências entende-se a saída de equipamentos, como geradores, linhas de transmissão, transformadores, entre outros, por vezes vitais ao bom funcionamento do sistema. Nesse aspecto, quando um equipamento sai de operação, tem-se uma contingência simples, quando dois ou mais equipamentos saem de operação, tem-se uma contingência múltipla. Voltaremos a tratar sobre contingência, quando formos analisar o problema do alívio de carregamento.

1.2 O Problema de Alívio de Carregamento

Um sistema elétrico de potência é operado de modo a atender às necessidades de energia elétrica dos consumidores da maneira mais econômica possível, dentro dos padrões compatíveis de continuidade, conformidade e atenção comercial. Para que isto ocorra, a operação do sistema deve ser realizada de maneira contínua e adequada, sempre com o menor número de

interrupções e com a capacidade de manter níveis aceitáveis de tensão e frequência (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

Sendo assim, dados os estados de operação de um SEP (Figura (2)) (MONTICELLI, 1983) podem ocorrer situações emergenciais (estado normal para estado de emergência) que provocam a sobrecarga de equipamentos. Nessas situações, para evitar que equipamentos se danifiquem ações de remanejamento de cargas devem ser realizadas para determinar uma condição de operação que respeite os limites operacionais dos equipamentos (estado de emergência para estado normal). Entretanto, em muitas situações práticas essas ações de remanejamento de carga não são suficientes para resolver a situação de emergência, sendo necessário sacrificar a integridade do sistema, ou seja, cortar cargas (estado de emergência para estado restaurativo). Estando no estado restaurativo, um processo gradual de religar cargas deve ser realizado considerando diversas restrições técnicas (BILLINGTON, 1983). Encontrar a melhor forma de realizar estes procedimentos, ou seja, remanejar e/ou cortar cargas, caracteriza-se como um problema de alívio de carregamento.

Figura 2 – Diagrama de transição de estados de operação de um sistema de potência

Fonte: Billington (1983).

Os estudos de alívio de carregamento são realizados por meio de simulações computacionais em programas tradicionais de fluxo de potência e diminuição da demanda de energia, com base na experiência do analista da concessionária de energia elétrica e com o objetivo de atender restrições de segurança elétrica das redes. Sendo assim, para realizar estes estudos, deve-se levar em consideração que a operação de um sistema de potência obedece algumas condições que podem ser expressas sob a forma de conjuntos de restrições de carga e operação.

Entretanto, mesmo se o sistema de potência sofrer contingência ou déficit energético, como a saída de alimentadores e geradores, ele deve ter condições de continuar sua operação sem interromper o fornecimento de energia, buscando evitar a perda de estabilidade do sistema, a violação de padrões de grandezas elétricas e não atingir os limites de sobrecarga de equipamentos e instalações.

Sendo assim, muitos equipamentos são protegidos por dispositivos automáticos ou manuais que atuam desligando estes equipamentos quando seus limites operacionais forem violados. Se um sistema continua operando com limites operacionais violados e ocorre um evento, este pode ser seguido de uma série de ações que podem ocasionar a saída de vários equipamentos. Este efeito é conhecido como efeito cascata e pode levar todo o sistema ou grande parte dele ao blecaute.

Para evitar que isso ocorra e para que o sistema de potência continue operando respeitando as restrições operacionais, as ações de controle da carga devem ser realizadas, uma vez que são procedimentos implementados em situações de contingência ou emergência e possuem critérios básicos adotados pelos diversos agentes envolvidos (geração, transmissão, e distribuição), (ANEEL, 2010; ONS, 2010). Dentre estas ações, pode-se citar o corte de carga, que caracteriza-se pela interrupção de suprimento de energia elétrica através do desligamento automático ou manual de linhas de transmissão ou de circuitos de distribuição, que pode se subdividir em - corte indireto de carga pela redução intencional do nível de tensão nos barramentos, corte direto de carga (manual ou automático) ou remanejamento de carga entre instalações (ONS, 2010).

1.2.1 Situações em que ocorrem as ações de controle de carga

As ações de controle de carga, em sistemas de distribuição primária, são aplicadas como forma de solucionar o problema de alívio de carregamento, e são geralmente decorrentes de duas situações características:

- i contingências na própria rede de distribuição primária (ANEEL, 2010);
- ii redução da disponibilidade do sistema de suprimento (geração e/ou transmissão) que pode ocorrer devido a contingências ou racionamento de energia (ONS, 2010).

A primeira condição é resultante de contingências que acarretam a perda de alimentadores, ou parte deles, nos sistemas de distribuição primária. Procura-se por meio de ações de controle de carga manter a maior quantidade possível de carga energizada (unidades consumidoras energizadas). Para isso, devemos observar as restrições operativas dos alimentadores, por exemplo, o nível de tensão e o carregamento máximo desses alimentadores. Nessas condições de contingências, as ações de corte de carga devem ser consideradas como última opção, sendo sempre executado somente após o esgotamento das tentativas de remanejamento.

A segunda situação está relacionada às contingências nos sistemas de geração ou transmissão que implicam também em ações de controle de carga no sistema de distribuição de energia elétrica em média tensão. Nesses casos, o problema é devido à falta de suprimento nas subestações de distribuição que leva ao déficit de energia para atender à solicitação de demanda dos consumidores do sistema de distribuição.

1.2.2 Classificação quanto a duração das ações de controle de carga

As ações de controle da carga podem ter curta ou longa duração em função de contingências na rede de operação ou do déficit energético numa região do Sistema Interligado Nacional – SIN. No caso de déficit energético, as ações de controle da carga podem ser caracterizadas como racionamento de energia e estão sujeitas a regulamentação superior.

Quanto ao tempo requerido em sua execução, as ações de controle da carga podem ser classificadas em (ONS, 2010):

- a) transitórias – ações automáticas preventivas, implantadas por meio de esquemas especiais, para evitar o colapso no sistema em regime transitório (por exemplo, os Sistemas Especiais de Proteção e o Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC. Estas são ações executadas sem a interferência humana);
- b) urgentes – ações automáticas ou manuais corretivas, quando decorrentes de contingências que impõem ao sistema o risco iminente de violação de qualquer grandeza operativa ou quando é constatada esta violação;
- c) programáveis – ações manuais preventivas decorrentes de contingências que impõem ao sistema o risco iminente de violação de qualquer grandeza operativa.

Por ações manuais, entende-se aquelas que tiveram determinação do despachante da carga. As ações automáticas, por sua vez, são aquelas tomadas por meio de um Sistema Supervisório que envia um sinal aos controladores instalados em pontos elétricos específicos da rede, ou seja, sem interferência humana. As ações transitórias de controle de carga estão relacionadas ao Esquema Regional de Alívio de Carga, que trataremos a seguir (ONS, 2010).

1.2.3 Esquema Regional de Alívio de Carga

O ERAC é um sistema automático especial de proteção que utiliza relés eletromecânicos para monitorar a frequência do sistema. Os relés instalados nas subestações atuam desligando automaticamente as cargas previamente determinadas sempre que a frequência do sistema atingir ou for inferior às frequências ajustadas. Tal método é realizado para que o Sistema Interligado Nacional - SIN possa se manter íntegro quando ocorrer perda de grandes blocos de geração de energia.

Tabela 1 – Ajuste do ERAC por Região ou Área Elétrica - Região Sudeste

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1	58,5	7
2	58,2	7
3	57,9	7
4	57,7	7
5	57,5	7

Desse modo, a carga a ser rejeitada é especificada em estágios, dentro de valores recomendados, sendo atribuído aos agentes detentores das cargas a função pelo corte isonômico de cargas para garantir a efetividade do ERAC. (ONS, 2010).

É importante ressaltar que, no que se refere a carga que deve ser cortada das distribuidoras de energia e consumidores industriais conectados à rede básica, o montante é proporcional à participação da carga em uma determinada região, considerando a demanda máxima coincidente da área afetada. Portanto, o ajuste do ERAC considera, de acordo com a demanda, que se a frequência atingir um valor entre 58,5Hz e 58,3Hz, serão desligadas as cargas do primeiro estágio (7%), e assim sucessivamente, até atingir um limite de 35%, conforme Tabela (1). Após a atuação do ERAC, a frequência do sistema deverá se estabilizar em um valor superior a 58,5 Hz (ONS, 2010).

Diante do exposto, pode-se observar que este esquema também proporciona maior confiabilidade à operação do SIN, porque evita que perturbações possam levar o sistema a perda de estabilidade ou a colapso de tensão, além de aumentar a segurança elétrica operacional do SIN, diminuindo a possibilidade de ocorrência de perturbações de grande porte ou restringindo a área de abrangência dessas perturbações.

Destaca-se que em função do tempo em que as cargas permanecerão desligadas pelo ERAC, sem possibilidade de reenergização devido ao déficit de geração, é facultado ao agente de distribuição e/ou consumidor industrial desligar manualmente as cargas de igual valor para fazer a substituição das cargas desligadas, permitindo o seu rodízio. O restabelecimento da carga desligada pelo ERAC deverá ser realizada após o desligamento da carga a ser substituída.

Entretanto, em casos de subfrequência sustentada, se o valor não for suficiente para sensibilizar o ERAC ou se o ERAC se mostrar insuficiente para recuperar a frequência, será necessário aplicar o Plano de Corte Manual de Carga - PCMC.

1.2.4 Plano de Corte Manual de Carga

O Plano de Corte Manual de Carga, segue alguns procedimentos estabelecidos pelo agente regulador que são implementados pelos agentes distribuidores. Dentre os procedimentos está a atribuição dos agentes distribuidores para selecionar as unidades consumidoras, subestações e alimentadores, que estarão sujeitos às ações de controle de carga atendendo às diretrizes

de priorização e montantes de corte de carga determinados pelo ONS e por estudos próprios da concessionária de energia, bem como, elaborar um documento onde sejam estabelecidos procedimentos detalhados das ações de operação (PCMC).

A critério do ONS, o percentual total de redução indicado no PCMC pode ser maior do que 35%. Além disso, para a preservação da confiabilidade do SIN, as cargas incluídas no ERAC não deverão ser coincidentes com as cargas incluídas no PCMC (ONS, 2010). Assim, o PCMC deve ser aplicável a todos os períodos de carga (leve, média e pesada), devendo ser estabelecido fatores de correção de carga para os diferentes períodos, mesmo que este tenha sido elaborado tomando como referência os valores de carga pesada (ONS, 2010).

Nesse contexto, as cargas a serem aliviadas são escolhidas com objetivo de restabelecer o sistema a condição normal de operação com o menor impacto possível aos consumidores. Entretanto, esse tipo de estudo exige tempo e está sujeito a imperfeições devido à complexidade e tamanho dos sistemas elétricos atuais. Atualmente, o estudo para elaboração do PCMC carece de flexibilidade, pois trata-se de um plano estático de controle de carga, frente a determinadas contingências no suprimento. Este plano é geralmente elaborado durante um período longo de análises, com base em procedimentos que envolvem simulações em programas tradicionais de fluxo de potência. Já a escolha das cargas a serem aliviadas é feita com base na experiência do analista da concessionária de energia, que efetua o estudo de análise de alívio de carregamento para elaboração do PCMC (PRODIST, 2010).

Todavia, apesar de balizados em experiências cotidianas, estes procedimentos não são capazes de avaliar uma grande quantidade de alternativas de remanejamento e corte de cargas, além de não considerar dados de medição atuais, como os valores de tensão, de corrente e a topologia atual da rede, que estão disponíveis online por meio do sistema de Gerência do Sistema Elétrico – GSE.

Além disso, em sua grande maioria, as ações utilizadas pelos agentes distribuidores com o método atual contemplam a abertura do disjuntor do alimentador na Subestação de Distribuição, retirando todo o alimentador de operação, o que impacta diretamente nos indicadores que mensuram a frequência e a duração das interrupções ocorridas nos consumidores, conhecidos como índices de continuidade da concessionária.

Nesse sentido, ao ocorrer uma contingência no sistema supridor, o operador depara-se com o problema de quais chaves controladas remotamente devem ser abertas ou fechadas no sistema de distribuição em média tensão. Em situações de contingências no sistema supridor, é preciso que seja mantido o maior número possível de consumidores com energia elétrica com a realização da menor quantidade de manobras, considerando que deve ser priorizado os remanejamentos de carga, ao invés do corte, garantindo ainda que as restrições operativas sejam obedecidas.

As considerações apresentadas até este momento nos levam a questionar sobre: Como

otimizar um procedimento para o tratamento do problema de reconfiguração de redes no que se refere a alívio de carregamento no sistema de distribuição em média tensão de grande porte?

Nossa hipótese é de que utilizando como base um algoritmo evolutivo multiobjetivo e uma eficiente estrutura de dados para representar a topologia elétrica das redes de distribuição, seja possível desenvolver uma metodologia aplicável ao problema de alívio de carregamento em sistemas de distribuição em média tensão de grande porte que auxilie nas ações de planejamento e operação do sistema elétrico de potência.

Nesse sentido, a proposta deste trabalho é desenvolver uma metodologia que possa ser aplicada tanto para o caso do desligamento automático (via ERAC), uma vez que permite a realização de estudos que conduzam à melhor classificação dos alimentadores nas zonas de desligamento, quanto para o caso de solicitações programadas de alívio de carregamento.

1.3 Objetivo

O objetivo desta tese de doutorado é desenvolver e implementar, em computador, uma metodologia para o tratamento do problema de alívio de carregamento. Para tanto, foram utilizadas técnicas de reconfiguração de redes aplicadas nas análises de remanejamento e corte de carga em SDMT de grande porte. Tal metodologia tem por finalidade auxiliar nas etapas de operação e planejamento de sistemas de distribuição, sem exigência de simplificação alguma, seja na modelagem do problema ou na quantidade de equipamentos da rede elétrica a serem considerados. Dessa forma, propõe-se uma metodologia que possibilite de maneira otimizada:

- Obtenção de adequados planos de reconfiguração da rede (manobras de chaves) em situações que seja necessário aliviar carga;
- Determinação da sequência de chaveamento praticável necessária para implementar o plano obtido;
- Priorização do atendimento de consumidores especiais;
- Corte seletivo de carga em condições de esgotamento das possibilidades de remanejamento de carga a partir dos alimentadores.

Nesse aspecto, com a finalidade de ilustrar como o problema de alívio de carregamento pode ser abordado, duas situações específicas foram analisadas sob o ponto de vista do Planejamento da Operação. Vale ressaltar que, estas são condições reais enfrentadas diariamente por várias concessionárias, em especial a Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, na qual a metodologia proposta foi aplicada.

A primeira situação, apresentada no Fluxograma (3a), considera que o Operador Nacional do Sistema solicita o alívio de um montante de carga pré-estabelecido, tendo em vista que o

sistema elétrico em alta tensão poderá sair do estado normal de operação. Nesta condição o sistema de distribuição está intacto. Sendo assim, tenta-se primeiro com remanejamento de carga no sistema de distribuição, para aliviar o montante necessário. Caso não seja possível, pois o montante solicitado é grande, ou porque não há possibilidade de remanejamento, parte-se para o corte seletivo de carga, até que no final o montante estabelecido seja atingido.

Figura 3 – Fluxogramas das situações consideradas neste trabalho

Fonte: Elaborada pelo autor.

A segunda situação, conforme Fluxograma (3b), considera que há uma contingência no sistema de alta tensão (equipamentos de proteção/transformação, linhas de transmissão, etc). Neste caso o primeiro passo é isolar o defeito no sistema supridor.

Após o defeito ter sido isolado, duas outras situações podem surgir:

- i - desligamento de subestações, em que será necessário o remanejamento de cargas por meio de abertura e fechamento de chaves nos alimentadores de distribuição buscando restabelecer todo ou parte dos alimentadores afetados, verificando se a solução obtida na média tensão é válida na alta tensão.
- ii - sobrecarga em subestações, sendo necessária a execução de ações de alívio de carregamento como o remanejamento dos alimentadores ou parte deles das subestações afetadas para subestações não afetadas.

Na situação (i), uma solução pode não ser factível na alta tensão, pois ela contém remanejamentos entre subestações alimentadas por uma mesma linha de transmissão. Além

disso, se ao remanejar a carga não for possível levar o sistema para o estado normal de operação, então será necessário cortar cargas.

Na situação (ii), são realizadas tentativas de remanejamento de carga entre alimentadores na rede de média tensão, e caso não seja possível retornar o sistema ao estado normal de operação, parte-se para as operações de corte de carga.

Para atingir o objetivo proposto nesta tese, utilizou-se como fundamentação os procedimentos para restabelecimento de energia após ocorrência de contingências na média tensão apresentados em (SANTOS, 2009; SANTOS *et al.*, 2010). Assim, desenvolveu-se uma metodologia de alívio de carregamento, que fundamentada em Algoritmos Evolutivos Multiobjetivos, considera aspectos práticos desse tipo de problema, por exemplo, a sequência de chaveamento, consumidores prioritários, priorização de chaves automáticas e a possibilidade de remanejamento e/ou corte de carga.

1.3.1 Contribuição

A principal contribuição deste trabalho é o desenvolvimento em computador, de uma metodologia para o tratamento do problema de alívio de carregamento. Para tanto, foram utilizadas técnicas de reconfiguração de redes aplicadas nas análises de remanejamento e corte de carga em SDMT de grande porte. Tal metodologia tem por finalidade auxiliar nas etapas de operação e planejamento de sistemas de distribuição, sem exigência de simplificação alguma, seja na modelagem do problema ou na quantidade de equipamentos da rede elétrica a serem considerados.

Dessa forma, a metodologia possibilita de maneira otimizada - (i) obtenção de adequados planos de reconfiguração da rede (manobras em chaves automáticas) em situações que seja necessário aliviar carga; (ii) determinação da sequência de chaveamento praticável necessária para implementar o plano obtido; (iii) priorização do atendimento de consumidores especiais; (iv) corte seletivo de carga em condições de esgotamento das possibilidades de remanejamento de carga a partir dos alimentadores.

O problema de alívio de carregamento é um problema prático, real, pelo qual as concessionárias de energia devem lidar todos os dias. Duas situações específicas reais foram analisadas. A primeira situação, considera que dado uma contingência no sistema supridor, e o montante de carga é pré-estabelecido. Nesta condição o sistema de distribuição está intacto. A segunda situação considera que há uma contingência no sistema de alta tensão (equipamentos de proteção/transformação, linhas de transmissão, etc), e o montante de carga a ser aliviado não é conhecido.

Em ambos os casos, o que se propõe é uma solução melhor do que a solução atualmente proposta, que considere remanejamento e/ou corte de carga no sistema de distribuição para aliviar o montante necessário, que verifique diversas alternativas de manobras, de maneira rápida,

robusta, e que apresente uma sequência de manobras em chaves automáticas que possa ser colocada em prática.

1.4 Organização do Texto

Esta tese foi estruturada por meio de 6 capítulos, o primeiro capítulo corresponde a Introdução. Já os demais capítulos abordam o problema de reconfiguração de redes de energia elétrica no que se refere a alívio de carregamento, remanejamento ou corte seletivo de carga em sistemas de distribuição de grande porte.

Para estruturação do trabalho, foi realizada uma ampla pesquisa bibliográfica com o intuito de analisar os materiais disponíveis na literatura, possibilitando maior conhecimento das teorias produzidas. Assim, foi possível avaliar as contribuições na compreensão do problema objeto de investigação.

Dessa forma, no Capítulo 1 apresenta-se uma abordagem introdutória, exemplificando os principais objetivos do trabalho. No Capítulo 2, apresenta-se uma revisão dos métodos que tratam o problema de alívio de carregamento no sistema de distribuição em média tensão. No Capítulo 3, apresenta-se a metodologia utilizada como fundamentação ([SANTOS *et al.*, 2010](#)). No Capítulo 4, apresenta-se o método proposto destacando as contribuições do trabalho. No Capítulo 5 são apresentados os resultados de diversas simulações computacionais validando a metodologia proposta e, por fim, no Capítulo 6 encontram-se as considerações finais e trabalhos futuros. A metodologia desenvolvida é parte integrante de um sistema computacional que foi desenvolvido como parte do projeto de um P&D da ANEEL. Sendo assim, no Apêndice A, pode-se obter informações a respeito das funcionalidades principais do software utilizado.

O PROBLEMA DE ALÍVIO DE CARREGAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA TENSÃO

2.1 Introdução

Neste capítulo apresenta-se inicialmente uma revisão bibliográfica de abordagens já desenvolvidas para o tratamento do problema de reconfiguração de redes de energia em sistemas de distribuição no que se refere ao restabelecimento de energia, isto em função de esse problema também contemplar remanejamento e corte de carga. Em seguida, faz-se uma revisão sobre o problema principal desta tese que é o alívio de carregamento, com remanejamento e corte de carga, destacando alguns dos principais trabalhos que auxiliaram no desenvolvimento e reflexão desta pesquisa. Assim, são apresentadas apenas aqueles que tratam os assuntos específicos de conceito, princípio ou aplicabilidade.

2.2 Reconfiguração de Redes

Os sistemas de distribuição de energia elétrica em média tensão, em geral, são operados de forma radial devido à proteção do sistema. Desta forma, a sobrecarga em algum ponto, ou até mesmo a falha de algum componente, pode acarretar transtornos e prejuízos financeiros. É nesse contexto que o procedimento de reconfiguração de redes aparece como alternativa para manter a operação e a confiabilidade do sistema, pois consiste na abertura e fechamento de chaves seccionadoras, modificando a topologia da rede, mas mantendo a topologia radial dos alimentadores. Outro aspecto relevante é que o problema de reconfiguração de redes é combinatorial, não linear, multiobjetivo e sujeito a diversas restrições, dentre elas os limites para as tensão nas barras e correntes nas linhas.

Tradicionalmente, o procedimento de reconfiguração de redes de distribuição é implementado com objetivos de: minimizar as perdas elétricas, melhorar perfil de tensão, balancear cargas entre alimentadores e restaurar serviço. Todavia, a reconfiguração de redes também pode ser aplicada em situações emergenciais como, por exemplo, aquelas que provocam a perda de parte da rede supridora e unidades geradoras ocasionando um desequilíbrio entre as potências geradas e consumidas. Nestes casos, a remoção ou remanejamento rápido e seletivo de algumas cargas pode possibilitar que o sistema elétrico recupere o equilíbrio de potência, evitando um desligamento de todas as cargas. Nesse contexto o procedimento de reconfiguração de rede é compreendido como Esquemas de Alívio, Rejeição, Descarte ou Corte de Cargas – do inglês, *Load Shedding*, e se configura como uma tentativa em restabelecer o balanço de potência entre geração e consumo. Vale destacar que existem vários métodos para aliviar o carregamento, entretanto, todos devem cumprir princípios básicos, tais como: desligar o menor número de cargas possível, obedecer às prioridades das cargas que devem permanecer ligadas, e atuar em intervalo de tempo suficiente para restabelecer o equilíbrio. Estes princípios podem ser atingidos utilizando técnicas como Algoritmos Genéticos, Lógica Fuzzy, dentre outros.

Ao longo deste capítulo serão apresentados alguns estudos que analisaram o problema de reconfiguração de redes e contribuíram para o desenvolvimento desta tese. Dentre eles destacam-se as pesquisas fundamentadas em meta-heurísticas, especialmente em Algoritmos Evolutivos – AEs.

2.3 O problema de Restabelecimento de Energia

O problema de restabelecimento de energia em Sistema de Distribuição é um dos quais pode ser resolvido com o uso da técnica de reconfiguração de redes e possui múltiplos objetivos, alguns conflitantes. Além disto, devido à grande quantidade de variáveis envolvidas nesse problema, ele está sujeito ainda ao fenômeno de explosão combinatória, tornando inviável a utilização de técnicas de programação matemática (DELBEM *et al.*, 2004; CAMILLO *et al.*, 2016).

Isso ocorre em razão de o espaço de busca de soluções possíveis aumentar exponencialmente com o número de variáveis. Eis a razão de diversas metas-heurísticas estarem sendo propostas como alternativas para resolver o problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de grande porte, isto é, sistemas com milhares de barras, linhas e chaves. Em geral, metas-heurísticas não garantem que a solução encontrada seja a ótima, mas possibilitam a determinação de soluções adequadas ou “quase” ótimas.

Dentre as metas-heurísticas existentes, os algoritmos evolutivos, têm sido a mais explorada para o problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição (CARRANO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008; MANSOUR *et al.*, 2009; SANCHES *et al.*, 2011; SANTOS *et al.*, 2010; KUMAR; DAS; SHARMA, 2008; SANCHES; LONDON; DELBEM,

2014; CARRANO *et al.*, 2016) e possuem um suporte relevante da literatura em problemas multiobjetivos (DEB, 2001; MENDOZA *et al.*, 2006).

De acordo com a literatura específica, o desempenho de um algoritmo evolutivo, para o tratamento do problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de grande porte, é afetado principalmente pelos seguintes fatores (DELBEM *et al.*, 2004; CARRANO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008; KUMAR; DAS; SHARMA, 2008; MENDOZA *et al.*, 2006; SANTOS *et al.*, 2010).

- Utilização de uma estrutura de dados inadequada, para representar computacionalmente a topologia elétrica dos sistemas de distribuição, reduzindo de forma significativa o desempenho do algoritmo;
- Os operadores genéticos normalmente utilizados não geram configurações radiais;
- A conversão de um problema multiobjetivo, em um mono-objetivo, por meio da utilização de fatores de ponderação que penalizam a violação das restrições do problema.

Face ao exposto, na tentativa de melhorar o desempenho dos algoritmos evolutivos no que se refere ao tratamento do problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de grande porte, diversas pesquisas foram desenvolvidas com os seguintes objetivos: desenvolvimento de estruturas de dados adequadas, desenvolvimento de eficientes operadores genéticos, e utilização de Algoritmos Evolutivos Multi-objetivos – AEMOs, que possibilitam o tratamento de diversos objetivos simultaneamente, sem a utilização de fatores de ponderação.

Ao longo da última década, o grupo de pesquisa no qual esta tese foi desenvolvida vem buscando de várias maneiras aprimorar uma metodologia eficiente para o tratamento do problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de grande porte, fazendo uso de algoritmos evolutivos juntamente com o uso de uma estrutura de dados denominada Representação Nó-Profundidade – RNP, para representar computacionalmente a topologia elétrica das redes de distribuição (DELBEM *et al.*, 2004).

Diversos AEMOs, bem como, suas combinações, já foram estudadas pelo grupo, como o NSGA-II – do inglês, Elitist Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II, (MANSOUR *et al.*, 2009); o AEMO que trabalha em paralelo com várias subpopulações armazenadas em tabelas (SANTOS *et al.*, 2010), base desta pesquisa; e o SPEA-2 (do inglês, Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2) (GOIS *et al.*, 2013).

O trabalho proposto por (SANTOS *et al.*, 2010) para o tratamento do problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição radiais de tamanho real faz uso da estrutura de dados RNP, e seus operadores genéticos propostos por (DELBEM *et al.*, 2004). Conforme resultados apresentados em (SANTOS *et al.*, 2010), a RNP melhora o desempenho dos algoritmos evolutivos em problemas de reconfiguração, sendo isto devido as suas seguintes propriedades:

- i - a RNP e seus operadores produzem exclusivamente configurações factíveis, isto é, redes radiais capazes de fornecer energia para todo o sistema;
- ii - para um mesmo período de tempo, a RNP pode gerar muito mais configurações factíveis em relação às outras estruturas de dados, tendo em vista que ela apresenta complexidade computacional de ordem $O\sqrt{n}$ (onde n é o número de vértices ou nós do grafo que é um elemento de representação para grafos que equivale à barra no sistema de distribuição.);
- iii - cada configuração gerada pela RNP e seus operadores possui todos os nós ordenados de acordo com uma relação conhecida como Modelo Pai-Filho – MPF, possibilitando assim a execução de um algoritmo de fluxo de carga de varredura direta inversa de forma mais eficiente. Outras estruturas de dados exigem uma ordenação toda vez que uma nova configuração for gerada.

O método proposto em (SANTOS *et al.*, 2010) foi chamado de Algoritmo Evolutivo Multi-objetivo em Tabela – AEMT, e faz uso da representação nó-profundidade em conjunto com um AEMO, baseado no método de tabelas. Este algoritmo, (o AEMT) trabalha em paralelo com várias subpopulações armazenadas em tabelas, onde as melhores soluções, ou seja, as melhores configurações do sistema de distribuição radial em média tensão para cada características do problema, são armazenadas em suas respectivas tabelas.

Os resultados de diversas simulações computacionais apresentados em (SANTOS *et al.*, 2010) demonstram que o AEMT é uma alternativa eficiente para lidar com problemas de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de grande porte. Entretanto, apesar de seu excelente desempenho computacional, essa metodologia não leva em consideração alguns aspectos práticos como: priorização de chaves telecomandadas, sequência de chaveamento, consumidores especiais (ou prioritários, tais como, hospitais e centros de saúde de uma forma geral, indústrias, etc.) e a possibilidade de corte seletivo de carga. Além disso, ela foi desenvolvida para buscar restaurar o sistema elétrico após a ocorrência de uma falta na rede de média tensão.

Ao contrário do que é apresentado em (SANTOS *et al.*, 2010), nesta tese as análises envolvem também o sistema de alta tensão. Algumas contingências neste sistema podem causar o desligamento de subestações, o que torna o problema um problema de restauração de energia por meio de remanejamento de carga no sistema de média tensão, assim como em (SANTOS *et al.*, 2010). Porém, contingências na alta tensão também podem ocasionar sobrecarga de subestações, então, nesse caso, o problema difere do apresentado em (SANTOS *et al.*, 2010), visto que é necessário remanejar e/ou cortar cargas considerando diversos aspectos técnicos e práticos.

Além dessas análises, é preciso considerar também a possibilidade de aliviar um montante de carga, considerando o sistema de alta e média tensão operando em estado normal de operação, porém com a possibilidade de sair deste estado. Para isso uma nova metodologia foi desenvolvida, tomando como fundamentação aquela proposta em (SANTOS *et al.*, 2010). Sendo assim, este

trabalho investiga o problema do alívio de carregamento na distribuição, dado um problema nos sistemas de geração e/ou transmissão (sistema supridor).

2.3.1 *Evolução do AEMT no Grupo de Pesquisa*

As pesquisas referentes ao problema de restabelecimento de energia no grupo de pesquisa no qual este trabalho foi desenvolvido avançaram com os trabalhos apresentados em (SANTOS, 2004) e (SANTOS, 2009). Como resultado deste último trabalho, foi proposto e publicado em (SANTOS *et al.*, 2010) o AEMT, que vem sendo amplamente aplicado aos problemas de restabelecimento de energia e de redução de perdas resistivas em sistemas de distribuição de grande porte. Paralelamente a este trabalho, uma metodologia que faz uso do NSGA-II (DEB *et al.*, 2002) e das vantagens da representação nó-profundidade foi desenvolvida para lidar com o problema de restabelecimento de energia (MANSOUR *et al.*, 2009).

Embora tanto o AEMT quanto esta última abordagem tenham mostrado-se capazes de lidar com o problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de grande porte de maneira computacionalmente eficiente, em (SANCHES, 2013) foram desenvolvidos duas outras metodologias apresentadas em (SANCHES; LONDON; DELBEM, 2014) e (SANCHES *et al.*, 2014). Paralelamente, foi realizada a pesquisa apresentada em (MARQUES, 2013a) por meio da qual foi obtido o AEMT++. O principal diferencial do AEMT++ – desenvolvido para tratar o problema de restabelecimento de energia – em relação às metodologias existentes, é a sua capacidade de considerar a presença e priorizar a operação de chaves controladas remotamente e o fornecimento de energia aos consumidores especiais.

Junto com este último trabalho foram desenvolvidas também as pesquisas apresentadas em (AMORIM, 2012), que propôs uma metodologia para obtenção, em tempo-real, de planos de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de grande porte, que priorize a utilização de chaves seccionadoras controladas remotamente.

Em (BORGES, 2013), foi desenvolvida uma metodologia que divide o processo de restabelecimento de energia em duas etapas. Na primeira a troca de cargas entre alimentadores é realizada utilizando apenas chaves automáticas, e a segunda etapa utiliza-se qualquer tipo de chave, automática ou não.

Em (CAMILLO, 2013), avaliou-se a aplicação do AEMT para obtenção de planos de restabelecimento de energia após a ocorrência de faltas simples no sistema da Companhia Paranaense de Energia – COPEL, na cidade de Londrina. Mais recentemente, em (ZAN, 2015) foi proposta uma metodologia que considera as características de operação de diferentes tipos de chaves seccionadoras (existência de telecomando, possibilidade de abertura com carga e/ou em curto circuito, etc.) para obtenção de planos de restabelecimento.

Nesses diferentes trabalhos, observa-se que ao longo do tempo o AEMT original foi aperfeiçoado, mas a ideia básica ainda é a mesma – a combinação entre um algoritmo evolutivo

multi-objetivos em tabelas e a representação nó profundidade.

2.4 Técnicas de corte de carga

Diversas são as técnicas de corte de carga existentes. Elas são comumente divididas em três grandes categorias – convencionais, adaptativas e as baseadas em inteligência computacional.

Em (LAGHARI *et al.*, 2013) apresenta-se uma nova visão geral das técnicas aplicadas ao problema de corte de carga em sistemas elétricos de energia. Além disso, apresenta as vantagens de técnicas de inteligência computacional, em relação as técnicas de corte de cargas convencionais.

Figura 4 – Técnicas de corte de carga

Fonte: Laghari *et al.* (2013).

2.4.1 Técnicas Convencionais de Corte de Carga

As técnicas convencionais dividem-se em dois grupos – as técnicas baseadas no uso de relés de subfrequência e as técnicas baseadas no uso de relés de subtensão.

2.4.1.1 Técnicas baseadas em relés de Subfrequência

Estas técnicas são aplicadas em casos com faltas severas, com rápido decaimento da frequência devido à perda de geradores. Com a queda da frequência cargas devem ser rapidamente cortadas para deter esta queda, diminuindo a carga no sistema para corresponder a capacidade disponível de geração (ANDERSON; MIRHEYDAR, 1992). Para isto, certos limites de frequência estão pré-definidos para iniciar o corte de carga. A frequência mínima aceitável depende dos equipamentos do sistema, tais como tipo de gerador, o seu dispositivo auxiliar e a turbina (DELFINO *et al.*, 2001). O relé de subfrequência é inicializado para cortar uma quantia fixa de cargas nas etapas pré-definidas quando a frequência cair abaixo de um certo limite pré-definido, e evitar assim um apagão (TANG *et al.*, 2013).

2.4.1.2 Técnicas baseadas em relés de Subtensão

As técnicas de subtensão são aplicadas para proteger o sistema do colapso de tensão. Analisando apagões ocorridos em todo o mundo, observa-se que a maioria foi causada por problemas de instabilidade de tensão, que geralmente ocorrem devido ou a interrupção forçada do gerador, ou da linha, ou sobrecarga (EL-SADEK, 1998). Quando isso acontece, a demanda de potência reativa nas linhas de transmissão varia severamente e pode causar um apagão se não for recuperado rapidamente. A técnica baseada em relés de subtensão é aplicada por empresas de energia para prevenir a instabilidade de tensão e restaurar a tensão ao seu valor nominal (AMRAEE; MOZAFARI; RANJBAR, 2006).

2.4.2 Técnicas Adaptativas

As técnicas de corte de carga adaptativas empregam uma equação de oscilação de potência para determinar o montante de carga necessário para corte. O desequilíbrio de energia do sistema é obtido por meio de uma equação que relaciona desequilíbrio de potência, a constante de inércia dos geradores, a frequência nominal e a variação da frequência.

O mais comum exemplo de esquema adaptativo é o que faz uso do relé de taxa de variação de frequência, muito referido na literatura como relé ROCOF – *Rate of Change of Frequency*. Estas técnicas aumentam a confiabilidade do corte de carga convencional, no entanto, elas também sofrem com corte de cargas não-ótimos, devido às variações no comportamento da variação da razão da frequência com o tempo.

Esta razão é encontrada e depende da capacidade de operação do sistema elétrico. Este valor é diferente para quantidades similares de variação da carga e este comportamento resulta na estimativa não ideal do desequilíbrio de potência e afeta o desempenho destes tipos de técnicas.

Outros estudos apresentados na literatura específica clássica, procuram analisar efeitos percebidos no sistema elétrico quando ocorre alteração na magnitude e na frequência do sinal de tensão. Entretanto, ao considerar apenas um fator, ou seja, a frequência, estes estudos tornam os

resultados menos precisos. Sendo assim, para contornar o problema de precisão dos resultados, o procedimento de corte de carga pode, por exemplo, ser fundamentado no conceito de algoritmos genéticos com o objetivo de minimizar o corte de carga.

Já trabalhos como o apresentado em (MECHENBIER; ELLIS; CURTNER, 2004) propõem um esquema automático baseado em relés de subtensão que busca evitar colapsos de tensão no sistema de transmissão, efetuando o desligamento completo de alimentadores na distribuição. Este esquema é aplicado na *Public Service Company of New México* – PMN, uma empresa norte americana de serviços públicos provedora de gás e eletricidade.

Outro esquema semelhante ao apresentado em (MECHENBIER; ELLIS; CURTNER, 2004) é o esquema proposto por (CÔTÉ; COTE; LACROIX, 2001) que apresenta uma técnica programável de corte de carga usada na Hydro-Québec. O esquema atua de forma automatizada em subestações telecomandas, por meio do processamento automático e digital de informações coletadas na rede, como a taxa de variação da magnitude e frequência das tensões nos pontos observados.

Uma técnica que se preocupa com o colapso de tensão é apresentada em (ECHAVARREN *et al.*, 2003). Os autores propõem um algoritmo de otimização para determinar o montante de corte de carga necessário para aumentar a margem de carga para o colapso de tensão. A função objetivo procura minimizar a demanda desconectada considerando as restrições de balanço de potência e limites de geração.

2.4.3 Técnicas Baseadas em Inteligência computacional

A Inteligência Computacional busca, através de técnicas inspiradas na Natureza, o desenvolvimento de sistemas inteligentes que imitem aspectos do comportamento humano, tais como: aprendizado, percepção, raciocínio, evolução e adaptação. Dentre estas técnicas estão as Redes neurais artificiais, a lógica fuzzy, Sistema de Inferência Neuro-Fuzzy Adaptativo, os algoritmos genéticos, e a Otimização por enxame de partículas. Estas técnicas podem facilmente resolver problemas não lineares, multiobjetivos em sistemas de potência que não podem ser resolvidos por métodos convencionais com desejada velocidade e precisão.

2.4.3.1 Técnicas baseadas em Redes neurais artificiais

Redes Neurais Artificiais – RNA, são técnicas computacionais que apresentam um modelo matemático inspirado na estrutura neural de organismos inteligentes e que adquirem conhecimento através da experiência.

Vários trabalhos tem aplicado RNA ao problema de corte de carga. Hsu, Chuang e Chen (2011) propõem análises de corte de carga para sistemas com cogeração. O treinamento da RNA foi organizado considerando três entradas — geração total, demanda total e frequência — e uma saída — quantidade mínima de carga que será cortada. Para demonstrar a eficácia do sistema de

corte de cargas mínimo por RNA, o método tradicional de corte de carga e o esquema proposto de corte de carga para sistemas com cogeração são comparados.

Outra aplicação da RNA é para fornecer um rápido e ótimo corte de carga em sistemas de potência isolados (HOOSHMAND; MOAZZAMI, 2012; MOAZZAMI; KHODABAKHSHIAN, 2010). Esta técnica foi validada no sistema de 39-barras New England. As simulações mostram que a técnica proposta fornece o corte de carga ótimo, ou seja, em situações em que o corte de carga é necessário, a técnica não cortará nem mais nem menos do que o necessário para que o sistema continue operando em situação normal de operação.

Mitchell *et al.* (2000) apresentam uma estratégia baseada em RNA para prever a resposta dinâmica em um sistema de potência. Em (THALASSINAKIS; DIALYNAS; AGORIS, 2006) desenvolve-se uma técnica baseada em RNA para realizar o ajuste dos relés de subfrequência com foco nas análises de corte de carga.

Javadian *et al.* (2013) propõe uma técnica para análise de corte de carga quando da ocorrência de contingências severas em redes de distribuição com Geradores Distribuídos.

Apesar dos inúmeros trabalhos e das vantagens que a RNA possui em relação a outras técnicas, ela possui muitas restrições para sua aplicação em tempo real. Pesquisas comprovam que a RNA pode fornecer resultados satisfatórios para casos conhecidos (treinados). A RNA falha ao fornecer precisão nos resultados não treinados, ou casos diferentes (TSO *et al.*, 1997) (HOBSON *et al.*, 1994)

2.4.3.2 Técnicas baseadas em Lógica Fuzzy

A Lógica Fuzzy – LF, é uma ferramenta matemática utilizada pra modelar sistemas muito complexos e que não são bem definidos por formulação matemática. Diversos autores tem aplicado a lógica fuzzy nas análises do problema de corte de carga. Um controlador fuzzy foi aplicado para desenvolver um corte de carga inteligente que forneça um controle de vulnerabilidade a um sistema conectado à rede em (HAIDAR; MOHAMED; HUSSAIN, 2010).

Em outro trabalho, a lógica fuzzy foi aplicada para evitar o colapso de tensão cortando cargas de menor importância. Ambas as técnicas foram testadas nos sistemas IEEE-14, 30 e 57 barras (SALLAM; KHAFAGA, 2002). Já em (SASIKALA; RAMASWAMY, 2011) aplica-se a lógica fuzzy para controlar o corte de carga e obter estabilidade de tensão no sistema IEEE-14 barras. Os resultados mostram que o corte de carga utilizando lógica fuzzy estabiliza o sistema e restaura a tensão ao valor nominal.

2.4.3.3 Técnicas baseadas em Sistema de Inferência Neuro-Fuzzy Adaptativo – ANFIS

Um Sistema de Inferência Neuro-Fuzzy Adaptativo – ANFIS é um sistema híbrido incorporado, constituído pela combinação de duas técnicas de modelagem muito conhecidas, as Redes Neurais Artificiais (RNA) e a Lógica Fuzzy (LF). Têm se tornado de grande interesse pois

trazem os benefícios tanto da RNA quanto da LF, removendo assim as desvantagens individuais de cada um (ONAT; ERSOZ, 2011; ZARENEZHAD; AMINIAN, 2012).

A técnica ANFIS pode ser aplicada para o problema de corte de carga em sistemas de potência. Em (HAIDAR; MOHAMED; HUSSAIN, 2010) apresenta-se uma aplicação para determinar o montante de carga a ser cortado. A técnica é aplicada e validada no sistema IEEE-300 barras. O teste fornece precisão ao determinar o montante de carga a ser cortado, e ainda apresenta potencial para aplicação em tempo real.

Bikas, Voumvoulakis e Hatziaargyriou (2009) apresentam a técnica ANFIS aplicada ao problema de corte de carga em que se considera dois casos de estudo. O primeiro diz respeito ao sistema de potência operando sobre condições de stress, envolvendo corte de carga para evitar o colapso de tensão. O segundo diz respeito a integração de fontes de geração eólica aos sistemas de potência existentes.

2.4.3.4 Técnica baseadas em Otimização por Enxame de Partículas

O algoritmo de otimização por enxame de partículas, por outro lado, é um tipo de inteligência de enxame inspirado no comportamento de bandos de pássaros. A busca por alimentos e a interação entre aves ao longo do vôo são modeladas como um mecanismo de otimização. No caso, a área sobrevoada é equivalente ao espaço de busca e encontrar o local com comida corresponde a encontrar a solução ótima. O algoritmo é modelado por pássaros (doravante chamados de partículas) que fazem uso de sua experiência e da experiência do próprio bando para encontrar a melhor região do espaço de busca.

Esta técnica, também conhecida como *Particle Swarm Optimization* – PSO, foi introduzida por Eberhart, Kennedy *et al.* (1995) e pôde ser aplicada com sucesso para o problema de corte de carga em sistemas de potência de modo a determinar o máximo ponto de carga ou ponto de colapso, como apresentado em (AMRAEE; MOZAFARI; RANJBAR, 2006). A técnica foi aplicada ao sistema IEEE-14 barras e ao ser comparada, com uma técnica baseada em algoritmo genético, mostrou-se mais rápida para encontrar o ótimo global.

Uma técnica híbrida que utiliza de PSO combinado à técnica denominada Arrefecimento simulado, ou *Simulated Annealing* – uma meta-heurística para otimização que consiste numa técnica de busca local probabilística fundamentada numa analogia com a termodinâmica – foi aplicada em um problema de corte de carga de subtensão (SADATI; AMRAEE; RANJBAR, 2009). Esta técnica fornece um corte de carga ótimo nas análises de subtensão e foi aplicada nos sistemas de 118 e 14 barras do IEEE. Essa técnica identifica a solução ótima global com poucas iterações, o que encoraja seu uso em tempo real, porém essa técnica possui o problema de facilmente cair na otimização parcial do problema.

2.4.3.5 Técnica baseada em Algoritmos Genéticos

Algoritmos Genéticos - AG são técnicas de otimização global para resolução de problemas não lineares, mono ou multi-objetivos e foram introduzidos por [Holland \(1975\)](#). Esses algoritmos possuem algumas aplicações no problema de corte de carga.

Em ([SANAYE-PASAND; DAVARPANAH, 2005](#)) um algoritmo genético foi aplicado ao problema de corte de carga em sistemas de potência. A base de dados para o problema foi obtida por meio de um estudo de fluxo de potência implementado e aplicado ao sistema IEEE-30 barras.

Outra aplicação para análises de corte de carga pode ser encontrada em ([RAD; ABEDI, 2008](#)), que considera o corte de carga para cada barra do sistema. As técnicas de PSO e AG são comparadas neste estudo. Os fatores de ponderação são determinados usando o Método de Análise Hierárquica – AHP para selecionar fatores de ponderação, que é baseado em perguntas feitas aos especialistas. O método proposto é testado no sistema IEEE-30 barras. Os resultados mostram que em termos de tempo de processamento o PSO é mais rápido do que o AG, entretanto, a mínima quantidade para corte de carga é encontrada pelo AG. O problema de corte de carga é formulado como um problema de otimização não-linear, sujeito a restrições de operação e de segurança, onde a função objetivo é o custo de interrupção do serviço.

Em ([HONG et al., 2013](#)) utiliza-se da técnica de AG para determinar o ajuste do relé de subfrequência para um sistema isolado e uma micro-rede. O AG foi empregado para determinar a carga mínima a ser cortada em cada fase de ajuste do relé. Os testes foram realizados em um sistema com fontes renováveis e não-renováveis.

Em ([LOPES; WA; PROENÇA, 1999](#)) foi proposta uma metodologia baseada em AG para determinar o valor ótimo de corte de carga em situações de sub-frequência no sistema de geração. A técnica proposta provou ser factível e eficiente. Porém, a estratégia consiste na desconexão de alimentadores por completo, objetivando a minimização do corte total de carga sujeito às características dinâmicas do sistema.

[Chen et al. \(2011\)](#) fazem uso do modelo máquina-barra infinita, um método comumente adotado para analisar um sistema de potência, para simular a carga do sistema com um algoritmo genético com a finalidade de estimar a carga ótima para o corte em cada etapa. Segundo o autor, os resultados simulados indicam que o método proposto é eficaz para facilitar o planejamento ideal para o corte de carga.

Em ([GAULKE, 2007](#)) foi desenvolvido um método para determinação do corte de carga em sistemas de distribuição, atentando para a melhoria na qualidade do fornecimento aos consumidores e para os ganhos da concessionária de distribuição. Esse método é constituído por dois módulos distintos, sendo o primeiro deles responsável por determinar as tensões ótimas de despacho nas subestações, com o objetivo de reduzir a demanda de energia sem infringir o limite mínimo de tensão nos pontos de carga. O segundo módulo tem a finalidade de completar a solicitação de corte de carga, através do desligamento de alimentadores. Nesse segundo módulo

são utilizadas ferramentas de inteligência artificial aplicadas para otimização de problemas com múltiplos critérios, como tensão mínima e máxima dos alimentadores

Segundo [AL-Hasawi e Naggar \(2002\)](#), o principal problema dos algoritmos genéticos, quando aplicados as análises de corte de carga, diz respeito a sua restrição ao operar em tempo real devido a sua resposta lenta. Foi observado, que o tempo de processamento dos AGs, para determinar o montante de carga a ser cortado, é muito grande. Esta lentidão relativa limitaria sua utilização para aplicação em tempo real.

2.4.4 Outras Trabalhos Relevantes

[Silva \(2001\)](#) aborda um problema semelhante ao desta tese, porém além de considerar apenas o corte de carga, faz uma análise sob o ponto de vista dos impactos das estratégias de corte nos índices de confiabilidade. O sistema de transmissão é representado por uma rede fictícia equivalente cujos parâmetros são obtidos por meio de uma simulação de Monte-Carlo não sequencial, ao contrário do método desenvolvido nesta tese que considera o problema do ponto de vista prático, considerando redes e situações reais. Após conectada com a rede de distribuição, a confiabilidade do sistema proposto em ([SILVA, 2001](#)) é analisada considerando diferentes cortes de carga entre os alimentadores. A melhor estratégia não é só analisada sob o ponto de vista dos custos de interrupção, mas também sob o ponto de vista dos principais índices do sistema de distribuição em média tensão impostos pela ANEEL.

Outras técnicas, como a proposta em ([GRANVILLE; MELLO; MELLO, 1996](#)), formulam um problema de minimização dos cortes de carga, mantendo o fator de potência constante, resolvendo-o pelo método de pontos interiores. Durante o processo de cálculo, controles como *Load Tap Changer* – LTC dos transformadores e redespacho de potência ativa podem ser otimizados de forma a minimizar o corte de carga. Este método foi implementado no software FLUPOT® (Fluxo de Potência Ótimo), desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL, e busca corrigir violações operativas.

Na técnica proposta por [Granville, Mello e Mello \(1996\)](#), duas equações modelam as restrições de igualdade que representam as equações de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente na barra. A terceira restrição representa os limites nas variáveis, ou seja, os limites operacionais do sistema elétrico. O conjunto de barras candidatas a corte pode ser especificado como um subconjunto de barras ou todas as barras da rede. Já o corte de carga pode ser calculado para um conjunto especificado de barras ou para todas as barras da rede e o custo do corte de carga pode ser diferenciado por barra ou para um subconjunto de barras, porém, não estão incluídos limites de cortes por barras ou por áreas do sistema nas restrições de desigualdade.

Em ([FARANDA; PIEVATOLO; TIRONI, 2007](#)) apresenta-se uma nova estratégia de controle das cargas denominada *Distributed Interruptible Load Shedding* – DILS, que fornece

uma alternativa aos métodos tradicionais que são baseados no desligamento de alguns usuários ou de alimentadores inteiros de acordo com os planos de emergência pré-estabelecidos pela concessionária. Esta estratégia, proposta com base no controle de cargas individuais, pode ser adotada em situações de emergência e torna os efeitos do corte de carga menos traumático ao usuário final. Portanto, é possível dividir a carga de cada usuário em cargas com possibilidade de interrupção e cargas sem possibilidade de interrupção, e então operar somente as cargas com possibilidade de interrupção. Assim, a redução de carga ideal é encontrada, minimizando o valor esperado de uma função de custo adequado, assumindo a incerteza sobre a energia absorvida por cliente. Segundo os autores, o método para o controle de carga distribuída proposto é factível graças a melhorias substanciais na comunicação e informática, e é potencialmente aplicável em redes de energia, além de outros métodos empregados com regularidade para evitar apagões.

Rao *et al.* (2013) analisam o problema de corte de carga sob o ponto de vista da demanda de energia maior do que a geração. Sob esse esquema, em sua maioria, o corte de carga é realizado desconectando um alimentador por completo, em um sistema de rodízio. Em muitos casos este método falha em aliviar exatamente o montante de carga necessário, aliviando ora mais, ora menos carga. Dessa forma, os autores propõe um esquema de classificação da carga para minimizar o impacto do corte de carga levando em consideração perda de receita e fatores sociais.

Assim como abordado em (RAO *et al.*, 2013), esta tese também contempla análises quando a demanda de energia é maior do que a geração. Porém, aqui apresenta-se uma abordagem que verifica, inicialmente, se é possível aliviar o carregamento através de remanejamento de carga, para evitar corte de carga. Se não for possível, para evitar o corte por completo do alimentador, a abordagem aqui proposta vai priorizar o corte em blocos de carga, no final do alimentador. Os blocos de carga são classificados em grau de importância, com base na lista de consumidores prioritários fornecida pela concessionária, no caso deste trabalho contamos com a colaboração da CELPE, onde o projeto piloto foi aplicado.

Ao contrário desta tese, em (WANGDEE; BILLINTON, 2005) visa-se avaliar diretamente os aspectos financeiros decorrentes do desligamento de cargas. Os autores descrevem uma técnica de corte de carga na qual a função objetivo sugere a desconexão de cargas preocupada com a minimização dos custos que a interrupção de energia elétrica causa para os consumidores.

Face ao exposto, é importante ressaltar que cada concessionária deve avaliar que critérios melhor se enquadram nas necessidades de cada região. Nesse sentido, aspectos como o atendimento às metas de continuidade DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, estabelecidas pela ANEEL, podem ser inseridas na função objetivo para a indicação de alimentadores candidatos ao corte de carga. Além de multas, o não cumprimento desses indicadores de continuidade pode gerar insatisfação por parte dos clientes.

Com enfoque neste tipo de análise, ou seja, atendimento às metas de continuidade, em

(BILLINTON; SATISH, 1996) os autores investigaram o efeito do corte de carga rotativo nos índices de confiabilidade de sistemas de potência. Sabe-se que este tipo de corte tem como base variar a escolha dos alimentadores para corte. Os resultados encontrados pelos pesquisadores mostraram que diferentes procedimentos de corte de carga podem ter impactos consideráveis nos índices de confiabilidade do sistema.

Em (COMASSETTO; HASS; DAZA, 2014) apresenta-se uma metodologia utilizada em uma concessionária de energia elétrica brasileira para determinação da prioridade de corte de carga. Para analisar o problema, os autores utilizaram uma abordagem multi-objetivo, com várias restrições, considerando o conhecimento prático dos especialistas da concessionária. Dentre os objetivos analisados considerou-se: o percentual de carga que deveria ser cortado conforme patamar determinado pela concessionária, a minimização do número de clientes interrompidos, as multas por violação dos indicadores de continuidade, e a minimização do número de equipamentos interrompidos. Desse modo, como restrição do problema foram definidas a interrupção de clientes classificados como imprescindíveis e a interrupção de cargas de serviços essenciais. Os objetivos são, então, normalizados para se obter uma mesma base para os diferentes objetivos individuais. Os equipamentos da rede, por sua vez, são ranqueados segundo um índice de criticidade nos quais foram aplicadas ponderações atribuídas pelos especialistas da concessionária para cada uma das funções objetivo.

Conclui-se que a técnica apresentada por Comassetto, Hass e Daza (2014) pode ser utilizada quando ocorre contingência no sistema de transmissão de energia em alta tensão e que resulta em corte de carga nos sistemas de distribuição de energia média tensão. Entretanto, o corte de carga retira os alimentadores, das subestações atingidas, por inteiro, ao contrário da técnica proposta nesta tese, que considera inicialmente o remanejamento de carga, e, na impossibilidade do remanejamento, busca cortar cargas em trechos dos alimentadores.

2.5 Método Atualmente Utilizado na CELPE

Atualmente, há uma orientação técnica proposta pelo agente regulador do setor elétrico brasileiro e executada pelo agente distribuidor denominada Plano de Corte Manual de Carga, que sugere a execução de ações complementares na MT por meio do Plano de Corte da Distribuição – PCD, porém carece de flexibilidade, pois trata-se de um plano estático de corte de carga, frente a determinadas contingências no suprimento.

Este plano é elaborado durante um período de quatro meses de estudo, com base em procedimentos, que apesar de balizados em experiência do dia a dia, não são capazes de avaliar uma grande quantidade de alternativas de remanejamento e/ou corte de cargas, considerando os dados de medição e o estado atual da rede. Em sua grande maioria, as ações indicadas pelo método atual, contemplam a abertura do disjuntor do alimentador na subestação de distribuição, retirando todo o alimentador de operação. A técnica atualmente utilizada pela CELPE, enquadra-

se, segundo (LAGHARI *et al.*, 2013), no ramo de técnicas convencionais de corte de carga.

Estas técnicas de corte de carga convencionais são limitadas por sua incapacidade de fornecer o corte de carga ideal. Elas simplesmente seguem uma regra pré-definida em que uma quantidade fixa de carga é cortada quando a frequência se desvia do valor nominal. A principal desvantagem deste método é que ele não estima a quantidade real do desequilíbrio de energia, e o resultado é ou excesso de corte de carga ou a falta de corte de carga, o que afeta a qualidade de energia elétrica.

Com a intenção de melhorar as técnicas e práticas atualmente utilizadas nas concessionárias de energia elétrica, como, na CELPE, a metodologia proposta permite avaliar uma grande quantidade de alternativas, fornece um plano otimizado de manobras no sistema elétrico de distribuição de energia, dados os aspectos complexos a serem ponderados que incluem a determinação de sequência ordenada de manobras que minimize as interrupções (corte de cargas), mitiga os impactos técnicos, e implique em uma quantidade de operações que não inviabilize na prática a solução indicada. Caso ainda mais complexo se verifica quando há esgotamento da capacidade de remanejamento de cargas entre circuitos, implicando em cortes seletivos de carga, considerando a hierarquização destes cortes além de buscar impactar a menor quantidade possível de clientes.

2.6 Conclusão

Conforme apresentado neste capítulo, existem diferentes metodologias para o tratamento do problema de restabelecimento de energia e alívio de carregamento. Muitas destas metodologias fundamentam-se na técnica de reconfiguração de redes, que é amplamente utilizada, por exemplo, com o objetivo de fornecer um adequado plano de restabelecimento, ou reduzir perdas ôhmicas do sistema elétrico. A metodologia apresentada nesta tese também faz uso da técnica de reconfiguração de redes e de teorias existentes, porém, para propor soluções eficientes para resolução do problema de alívio de carregamento.

No Capítulo (3) será apresentada a metodologia base, que permitiu o desenvolvimento da metodologia proposta.

METODOLOGIA BASE: ALGORITMO EVOLUTIVO MULTI-OBJETIVO EM TABELAS

3.1 Introdução

Conforme mencionado anteriormente, este trabalho tem como metodologia base o Algoritmo Evolutivo Multi-objetivo em Tabelas, associado com a estrutura de dados RNP, conhecido como AEMT, desenvolvido em (SANTOS *et al.*, 2010). Trata-se de uma metodologia para solução dos problemas de restabelecimento de energia e redução de perdas, em sistemas de distribuição de grande porte (sistemas com milhares de chaves e barras), através do processo de reconfiguração de redes.

Neste capítulo o AEMT será apresentado detalhadamente (com foco no problema de restabelecimento de energia), com todo o embasamento teórico necessário para compreensão do seu funcionamento.

3.2 Apresentação do Problema

O sistemas elétricos de potência estão sujeitos a faltas permanentes e não permanentes. Faltas permanentes são caracterizadas pela existência de um caminho físico entre fases, ou fase/terra. Quando ocorre uma falta permanente, é de grande utilidade o uso de sistemas computacionais que forneçam um plano adequado de restabelecimento de energia.

O restabelecimento de energia em sistemas de distribuição consiste na busca da melhor topologia com o maior número de cargas restabelecidas e o menor número possível de chaveamentos. Os limites de operação devem ser respeitados, ou seja, a rede deve manter a estrutura radial, os limites das capacidades de carga dos alimentadores e subestações não devem

ser violados, as magnitudes de tensão e corrente de cada seção devem estar dentro dos limites permitidos.

Portanto, o problema de restabelecimento é resolvido tentando minimizar as ações de controle e chaveamentos, os custos de interrupção e manter a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores, mantendo assim as restrições operacionais do sistema. Desta forma, o problema de restabelecimento de energia pode ser estabelecido, de uma forma geral, como:

- minimizar número de chaveamentos; cargas fora de serviço; perdas;
- manter a capacidade de fornecimento de subestações e alimentadores;
- respeitar a capacidade de fluxo nos alimentadores;
- respeitar os limites de magnitude da tensão nas barras do sistema;
- manter o atendimento da demanda (equações de fluxo de potência);
- manter a característica de radialidade do sistema de distribuição.

Para atender a capacidade de fornecimento do alimentador, o somatório das cargas das barras nesse alimentador não deve exceder a sua capacidade limite de transferência de potência. Além disto, deve também ser respeitado o limite máximo de corrente dos alimentadores, pois o valor máximo do fluxo de potência permitido nas linhas está relacionado com o valor da corrente máxima suportada pelo condutor elétrico dependendo de sua bitola (seção), isolamento, condições de operação (regime permanente, temperatura ambiente, condutores aéreos ou condutores subterrâneos), etc, de forma que, não se produza uma elevação perigosa de temperatura.

Outro parâmetro que deve ser respeitado é a capacidade de fornecimento de energia das subestações do sistema. Sendo assim, o somatório das cargas dos alimentadores de uma determinada subestação não deve exceder a capacidade limite de sua transferência de potência. Além disso, o perfil de tensão permitido para manter a qualidade da operação da rede deve ser mantido segundo normas da agência reguladora, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por isso a magnitude das tensões nas barras deve estar dentro de limites pré-estabelecidos.

Face ao exposto, o problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição possui múltiplos objetivos, alguns conflitantes. Além disto, devido à grande quantidade de variáveis envolvidas nesse problema, ele está sujeito ainda ao fenômeno de explosão combinatória, tornando inviável a utilização de técnicas de programação matemática (SCHMIDT *et al.*, 2005; DELBEM *et al.*, 2004). Este fenômeno de explosão combinatória ocorre em razão de o espaço de busca de soluções possíveis aumentar exponencialmente com o número de variáveis. Esta é a razão de diversas metas-heurísticas estarem sendo propostas como alternativas para resolver o problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de grande porte, isto é, sistemas de distribuição com milhares de barras, linhas e chaves. Em geral, metas-heurísticas

não garantem que a solução encontrada seja ótima, mas possibilitam a determinação de soluções adequadas ou "quase"ótimas.

Dentre as metas-heurísticas existentes, os Algoritmos Evolutivos têm sido a mais explorada para o problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição (CARRANO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008; MANSOUR *et al.*, 2009; SANCHES *et al.*, 2012; SANTOS *et al.*, 2008; KUMAR; DAS; SHARMA, 2008) e possuem um suporte relevante da literatura em problemas multiobjetivos (DEB, 2001; MENDOZA *et al.*, 2006).

Vale lembrar que os algoritmos evolutivos são ferramentas poderosas de otimização inspiradas na evolução natural e que têm sido aplicadas a muitos problemas nas mais diversas áreas do conhecimento humano. Nos algoritmos evolutivos, simula-se a evolução de uma população de indivíduos, que são possíveis soluções para um determinado problema. Essas possíveis soluções evoluem de tal forma que as mais adaptadas possuem maior probabilidade de sobreviver ou transmitir suas características para gerações futuras.

3.3 Modelagem do problema por meio da utilização de Algoritmos Evolutivos

Dado que a metodologia proposta fundamenta-se em algoritmos evolutivos, nesta seção serão apresentados alguns conceitos básicos sobre algoritmos evolutivos em geral e sua aplicação no contexto de restabelecimento de energia.

3.3.1 Algoritmos Evolutivos - Aspectos Básicos

Os Algoritmos Evolutivos (AEs) são uma classe de algoritmos de otimização que simulam o processo de evolução natural e têm sido bastante utilizados por possuírem uma série de características que os tornam bem atraentes para problemas do tipo minimização ou maximização de uma função objetivo, considerando restrições do tipo equações ou inequações, sejam estas lineares ou não. Algumas das características que tornam os AEs atraentes são: o fato de serem métodos de otimização global, robustos, facilmente adaptáveis; realizam buscas em paralelo, sem necessidade de derivadas; podem ser eficientemente combinados com heurísticas de busca local. Naturalmente, também possuem algumas desvantagens. Por exemplo, podem ser mais lentos que outras alternativas e possuem parâmetros que devem ser bem ajustados para se obter eficácia.

O princípio básico dos AEs é o seguinte (DEB, 2001): dada uma população inicial de indivíduos (isto é, um conjunto de soluções candidatas), pressões do ambiente desencadeiam um processo de seleção natural (ou seja, um processo que privilegia as melhores soluções candidatas até então encontradas), causando um incremento na adequação dos indivíduos (soluções candidatas). Dessa forma, dada uma função a ser otimizada (seja maximizada ou minimizada),

gera-se aleatoriamente um conjunto de soluções candidatas (uma população), isto é, elementos pertencentes ao domínio da função. Em seguida, aplicando a função a ser otimizada, verifica-se a qualidade das soluções candidatas geradas, atribuindo-lhes um valor que mede sua adequação ao problema, chamado fitness ou adequação. Com base no fitness, algumas das melhores soluções candidatas são selecionadas para darem origem a um novo conjunto de soluções candidatas (uma nova geração), pela aplicação de operadores genéticos (recombinação e/ou mutação).

A recombinação é um operador genético aplicado em duas ou mais soluções candidatas (chamadas pais) resultando em duas ou mais novas soluções (chamadas descendentes ou filhos). A mutação é aplicada em uma única solução candidata a fim de gerar outra. Ao final desse processo, as novas soluções candidatas (descendentes) competem com as soluções da geração anterior, com base no fitness, para assumir um lugar na nova população. Esse processo é iterativo até que se encontre uma solução candidata que seja suficientemente qualificada ou até que um número máximo de iterações (gerações) seja atingido.

3.3.2 Algoritmos Evolutivos no Contexto de Restabelecimento de Energia

Quando se trata de AEs aplicados ao problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição, os indivíduos, ou soluções candidatas, representam as configurações do sistema de distribuição, modeladas geralmente através de florestas de grafo, em que termo floresta se refere a um conjunto de árvores. No contexto do trabalho, uma árvore equivale topologicamente a um alimentador.

Assim, por meio da abertura e fechamento de chaves seccionadoras, obtém-se uma população inicial de configurações. Em seguida, verifica-se a factibilidade e a adequação (*fitness* da solução) de cada configuração gerada. Para ser factível uma solução (configuração do alimentador) deve atender às restrições operacionais do problema, por exemplo, a característica radial da rede e os limites operacionais dos equipamentos.

A adequação de cada configuração é definida em função dos objetivos a serem minimizados ou maximizados. Para o problema de restabelecimento de energia os objetivos podem ser, por exemplo, minimizar o número de consumidores atingidos e o número de manobras necessárias para implantação de cada configuração gerada.

As melhores configurações, ou soluções candidatas, são selecionadas para dar origem a um novo conjunto de configurações, por meio da aplicação de operadores genéticos. Estes operadores realizam basicamente alterações nos estados das chaves seccionadoras, gerando novas configurações a partir das configurações anteriores.

Para avaliar a adequação de cada configuração gerada por um AE, no contexto de restabelecimento de energia, é necessária a execução de um fluxo de carga e de metodologias eficientes que realizem a contagem do número de manobras necessárias para implantar cada

configuração. Como as avaliações são numerosas, é necessária a utilização de estruturas de dados eficientes para representar computacionalmente a topologia elétrica dos sistemas de distribuição, que possibilitem o desenvolvimento e/ou aplicação de operadores genéticos eficientes que gerem exclusivamente configurações radiais, bem como de eficientes algoritmos para cálculo de fluxo de carga.

Por se tratar de um problema com natureza multi-objetiva, algumas das metodologias desenvolvidas utilizam AEs mono-objetivos, que convertem um problema de otimização multi-objetivo, em um problema mono-objetivo, através da utilização de uma função de agregação e de fatores de ponderação. Outras fazem uso de algoritmos evolutivos multiobjetivos, que permitem o tratamento de diversos objetivos simultaneamente.

Importa destacar que um problema de otimização combinatória multi-objetivo consiste em minimizar (ou maximizar) simultaneamente, um conjunto de objetivos, satisfazendo um conjunto de restrições. Para esse tipo de problema não existe uma solução única que seja ótima com relação a todos os objetivos, mas um conjunto de boas soluções não dominadas, que é chamado de conjunto Pareto Ótimo (ou também de Fronteira de Pareto Ótimo). Onde uma solução x domina outra solução y se x é melhor que y em pelo menos um dos objetivos e não pior em todos os demais objetivos.

A característica fundamental de um AEMO é a estratégia usada para selecionar o subconjunto de soluções ranqueado por mais de uma função objetivo. Uma das estratégias mais utilizadas é o ranking de dominância, utilizado pelo *Non Dominated Sorting Genetic Algorithm II – NSGAII*, (DEB *et al.*, 2002). Ele consiste em dividir o conjunto de soluções em várias frentes de acordo com o grau de dominância de cada solução.

Entretanto, o NSGA II e outras abordagens baseadas no ranking de dominância podem falhar para problemas de otimização combinatória com três ou mais objetivos. Por outro lado, o AEMT proposto em (SANTOS *et al.*, 2010) apresenta desempenho satisfatório para problemas combinatórios com três ou mais objetivos (DEB; SUNDAR, 2006). Esse método utiliza subpopulações distribuídas em tabelas para representar os objetivos do problema. Ao longo do processo evolutivo, cada tabela armazenará as melhores soluções para cada objetivo. Vale destacar, entanto, que o AEMT proposto em (SANTOS *et al.*, 2010) trata do problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição.

3.3.3 Representação de Sistemas de Distribuição por meio de Grafos

Diversos tipos de problemas podem ser representados por meio de diagramas que consistem em um conjunto de pontos e linhas conectadas à alguns desses pontos. Um exemplo conveniente são as redes elétricas, que podem ser definidas como um conjunto de barras e de ramos que se interconectam. Cada barra pode ser representada por um ponto e as conexões entre as mesmas podem ser representadas pelas linhas. Assim, a abstração matemática de problemas

desse tipo dá lugar ao conceito de grafo.

Tal conceito demonstra que um **grafo** G consiste de um conjunto finito $N(G)$ de elementos, chamados de **nós** ou **vértices**, e um conjunto finito $A(G)$ de pares de nós não-ordenados, chamados arestas. Um grafo é simbolicamente representado por $G = (N, A)$. Se U e V são dois nós de um grafo, e se o par (U, V) é uma aresta denotada por “ a ”, diz-se que a conecta u e v , como pode ser visto na Figura (5). Neste caso, a aresta (U, V) é dita incidente ao nó U e ao nó V .

A ordem de um grafo G é dada pelo número de elementos do conjunto finito $N(G)$, ou seja, pelo número de nós de G . O tamanho de um grafo G é dado pelo seu número de arestas, isto é, o tamanho $N(A)$. Assim, a ordem do grafo da Figura (5) é 4 e seu tamanho também é 4, e o grau de um nó é dado pelo número de arestas que lhe são incidentes. A Tabela (2) apresenta o grau de cada nó do grafo da Figura (5).

Em suma, nota-se que em um grafo G , uma sequência de arestas $\{\epsilon_0, \epsilon_1\}, \{\epsilon_1, \epsilon_2\}, \dots, \{\epsilon_{m-2}, \epsilon_{m-1}\}, \{\epsilon_{m-1}, \epsilon_m\}$, em que todas as arestas são distintas é chamada de caminho, isto é, um caminho é uma sequência de nós, em que, cada nó possui uma única aresta distinta para o nó seguinte. Além disso, se os nós $s_0, s_1, s_2, \dots, s_{m-1}$ e s_m são distintos, nenhum dos nós se repete, então o caminho é chamado de cadeia ou caminho simples. O comprimento do caminho é o número de arestas que o caminho usa. Se somente os nós s_0 e s_m são iguais, o caminho é chamado de ciclo (SANTOS *et al.*, 2010)..

Figura 5 – Exemplo de um grafo

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 2 – Grau de cada um dos nós do grafo da Figura (12)

Nó	W	U	V	Z
Grau	1	2	2	3

Como exemplo, ao observar a Figura (5) tem-se que $\{W, Z\}$, $\{Z, U\}$, e $\{U, V\}$ são exemplos de caminhos, $\{U, V\}$, $\{V, Z\}$, e $\{Z, W\}$ são exemplos de uma cadeia e $\{U, V\}$, $\{V, Z\}$, e $\{Z, U\}$ são exemplos de um ciclo. Um par de nós de um grafo é um par conexo, se existir um caminho entre esses nós. Portanto, um grafo G é um grafo conexo, se todo par de nós em G é um par conexo. De fato, pode se afirmar que H é um subgrafo conexo máximo de um grafo G , se um único subgrafo conexo contendo H é o próprio H . Logo, um subgrafo conexo H máximo também é chamado de componente. Já um grafo G é conexo se o número de seus componentes for igual a um.

Neste contexto, um grafo acíclico é um grafo sem ciclos, pois uma árvore é um grafo acíclico conexo e uma floresta é um grafo formado por um conjunto de árvores. Assim, cada componente de uma floresta é uma árvore e quando uma floresta tem apenas uma árvore, ela é uma floresta conexa, logo uma árvore é uma floresta conexa. Geralmente, chama-se um dos nós de uma árvore de nó raiz, este é tomado como uma referência e pode ter grau maior ou igual a um. Já os demais nós não raiz, que possuem grau um, são chamados de nós terminais ou folha. Portanto, uma árvore geradora – *spanningtree* – de um grafo G é qualquer subárvore de G que contenha todos os nós de G .

Com o intuito de exemplificar, em problemas envolvendo reconfiguração de redes, o sistema de distribuição pode ser visto como um conjunto de setores (cada setor é composto pela junção de barras e linhas) interconectados por chaves (retângulos pretos – chaves NFs e retângulos brancos – chaves NAs), (Figura (6)). Assim, para problemas de alívio de carregamento o sistema de distribuição é geralmente representado por grafos, isto é, um conjunto de nós conectados por arestas.

Figura 6 – Exemplo de um Sistema de Distribuição com três alimentadores

Fonte: Zan (2015).

A Figura (6) apresenta um sistema de distribuição com três alimentadores. A Figura (7) apresenta o mesmo sistema de distribuição por grafos, em que os nós representam os setores e as arestas representam as chaves seccionadoras. As arestas tracejadas representam chaves seccionadoras NAs e as arestas preenchidas representam as chaves NFs.

Figura 7 – Representação do sistema de distribuição em grafo

Fonte: Zan (2015).

3.3.4 Representação Nó-Profundidade

A Representação Nó-Profundidade é uma representação de árvore de grafos baseada nos conceitos de nó e profundidade de um nó de uma árvore de grafo, e consiste basicamente de uma lista contendo os nós de árvore e suas respectivas profundidades, formando pares do tipo (n_x, n_p) , em que n_x é o nó da árvore e n_p é a profundidade do nó.

A ordem em que os pares são dispostos na lista é importante. Uma busca em profundidade em árvore de grafo pode produzir uma ordenação adequada inserindo um par (n_x, n_p) na lista quando o nó n_x é visitado pela busca.

Este processamento pode ser executado *off-line*. Como exemplo, a Figura (8) representa um grafo, onde as linhas espessas indicam a árvore geradora de grafo. Na mesma figura, também pode-se observar a correspondente RNP desta árvore geradora, assumindo o nó “1” como raiz. Várias RNPs possibilitam a representação de uma floresta, isto é, um sistema de distribuição.

Figura 8 – Representação Nó Profundidade

Fonte: Elaborada pelo autor.

De modo a facilitar a manipulação da floresta armazenada em RNPs, com baixo tempo de processamento computacional, foram criados dois operadores, chamados de PAO – do inglês, *Preserve Ancestor Operator* e CAO – do inglês, *Change Ancestor Operator*, responsáveis por realizar poda ou enxerto nas árvores da floresta de forma a gerar modificações na floresta (SANTOS *et al.*, 2010).

Tais operadores geram uma floresta F' de um grafo G quando são aplicados a outra floresta F de G . Os resultados produzidos pela aplicação de ambos operadores são similares. Dada uma floresta com duas árvores ou mais, a aplicação de um dos operadores a essa floresta é equivalente a remanejar uma subárvore (parte podada) de uma árvore A_{de} (árvore origem) para uma árvore A_{para} (árvore destino).

Entretanto, no operador PAO a raiz da subárvore podada será a raiz dessa subárvore na nova árvore A_{para} ; já no operador CAO, um novo nó (diferente da raiz) é escolhido para ser a nova raiz da subárvore em A_{para} (DELBEM *et al.*, 2004).

O operador PAO requer a definição prévia de dois nós: o nó de poda “p”, que indica a raiz da subárvore que será podada; e o nó adjacente “a”, que é o nó da árvore A_{para} , onde a subárvore será inserida. Já o operador CAO, além desses dois nós, requer ainda o nó “r”, que será a nova raiz da subárvore que será remanejada.

Diversos trabalhos que analisam o restabelecimento de energia em sistemas de distribuição radiais de tamanho real, realizam simplificações na modelagem da rede, como, por exemplo, considerar todas as barras de carga e linhas de um trecho como se estivessem concentradas em um único ponto. Esse tipo de procedimento pode reduzir o grau de confiabilidade da resposta fornecida, uma vez que o modelo utilizado não corresponde diretamente à rede em operação.

Para reproduzir com maior fidelidade os sistemas de distribuição, em (SANTOS, 2009) utiliza-se a RNP de dois diferentes níveis – a RNP do alimentador e a RNP do setor.

3.3.5 RNP do Alimentador

Na RNP do alimentador representa-se computacionalmente uma árvore de grafo na qual os nós representam os setores e as arestas são chaves seccionadoras.

Considere os dois alimentadores apresentados na Figura (9). As barras em vermelho representam o alimentador 1, enquanto as barras em verde representam o alimentador 2. Na Figura (9) e na Figura (10), retângulos representam barras em uma subestação, círculos representam barra do sistema de distribuição (barras de carga, extremidades de chaves, ponto de conexão de duas ou mais linhas), linhas cheias representam as linhas do sistema de distribuição, linhas tracejadas são chaves seccionadoras normalmente fechadas e a linha interrompida representa uma chave seccionadora do tipo normalmente aberta.

Figura 9 – Sistema de Distribuição com dois alimentadores

Fonte: Adaptada de Amorim (2012).

Ao agrupar barras e linhas não separadas por chaves da Figura (9), (veja a Figura (10)) tem-se um grafo em que todas as arestas são chaves seccionadoras, conforme apresentado na Figura (11).

Figura 10 – Agrupamento das linhas e barras em setores

Fonte: Adaptada de Amorim (2012).

Figura 11 – Grafo representando setores do sistema de distribuição radial da Figura(9)

Fonte: Adaptada de Amorim (2012).

Portanto, a Figura (11) possui duas árvores que podem ser representadas por duas RNPs, uma para o alimentador 1 (cinza) e outra para o alimentador 2 (branco), denominadas RNP do alimentador, em que as arestas em preto e cinza são chaves seccionadoras normalmente fechadas e a aresta em azul – que liga os setores D e H – é uma chave aberta. Observe que na RNP do Alimentador as barras das subestações são tomadas como os nós raízes das árvores.

Assim, temos uma estrutura T1 que armazena o endereço de memória da RNP do alimentador 1 e a estrutura T2 que armazena o endereço de memória da RNP do alimentador 2:

$$T_1 = \begin{bmatrix} Profundidade \\ Nó \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 2 \\ A & B & C & D \end{bmatrix}$$

$$T_2 = \begin{bmatrix} Profundidade \\ Nó \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 2 \\ E & F & G & H \end{bmatrix}$$

3.3.6 RNP do Setor

A RNP do setor codifica uma árvore de grafo na qual os nós representam barras de carga e de passagem e as arestas representam trechos de linha não separados por chave (a exceção da aresta que conecta o nó raiz à árvore). A RNP do setor permite a execução de um fluxo de potência de Varredura Direta/Inversa (BARAN; WU, 1989; SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988) considerando-se todas as barras de carga e de passagem e todos os trechos de linha, isto é, sem simplificações.

Além disso, segundo (SANTOS *et al.*, 2010), a representação de sistemas de distribuição por meio da RNP do setor permite a ordenação e o armazenamento das barras, de forma natural, segundo uma relação conhecida como Modelo Pai-Filho – MPF, (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). No MPF todas as barras estão ordenadas segundo o sentido do fluxo de potência através do sistema de distribuição radial, possibilitando a execução de um algoritmo de fluxo de potência de Varredura Direta/Inversa mais eficiente computacionalmente (SANTOS *et al.*, 2008). Quando outras estruturas de dados são utilizadas faz-se necessário a execução de um algoritmo específico para ordenar as barras segundo essa relação toda vez que uma nova configuração for gerada.

Com base na Figura (10), é possível também demonstrar a associação das RNPs aos setores. Cada trecho de linhas e barras não separadas por chaves podem ser analisados como uma árvore de grafo. Cada setor pode ter mais de um nó raiz, dependendo do sentido em que está sendo alimentado. Assim, pode haver mais de uma árvore representando cada setor. Para a finalidade de fluxo de carga, acrescenta-se a cada uma dessas árvores, o nó adjacente ao seu nó raiz.

A RNP do setor pode ser representada computacionalmente de forma semelhante a RNP do alimentador, onde as árvores foram armazenadas em estruturas denotadas por T_i . Para a RNP do setor, utiliza-se a nomenclatura $B_{s,r}$, onde s representa o setor em análise e r refere-se ao setor pelo qual a energia chega ao setor s , setor pai.

Considere então, como exemplo, o setor D da Figura (11). O fluxo de corrente pode chegar ao setor D por dois caminhos diferentes – do setor B ou do setor H . Logo, vindo pelo setor B , tem-se $B_{sr} = B_{DB}$ e para o setor H , tem-se $B_{sr} = B_{DH}$. As estruturas que armazenam as RNPs para o setor D são apresentadas a seguir:

$$B_{D,B} = \begin{bmatrix} \text{Profundidade} \\ \text{Nó} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 2 & 3 \\ 6 & 7 & 8 & 9 & 10 \end{bmatrix}$$

$$B_{D,H} = \begin{bmatrix} \text{Profundidade} \\ \text{Nó} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 & 4 \\ 15 & 10 & 9 & 7 & 8 \end{bmatrix}$$

3.4 Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo em Tabelas e Funcionamento

Para lidar com os problemas de restabelecimento de energia ou redução de perdas resistivas via reconfiguração de redes o AEMT, (SANTOS *et al.*, 2010), considera como indivíduo (ou configuração ou solução) toda floresta de grafo representada através da RNP, correspondente a uma configuração do sistema de distribuição na qual o setor em falta encontra-se isolado e as áreas sãs fora de serviço reconectadas a algum setor da rede com fornecimento de energia. Lembrando que uma subpopulação é dividida como um conjunto formado por alguns dos indivíduos de uma população.

O AEMT trabalha então com várias subpopulações em paralelo, armazenadas em tabelas (BENAYOUN *et al.*, 1971; SANTOS *et al.*, 2010). Estas tabelas armazenam os melhores indivíduos para carregamento da rede, carregamento da subestação, queda de tensão, perdas resistivas, função agregação e número de operação de manobras em chaves. A função agregação é uma equação que reuni as restrições operacionais e as perdas resistivas para cada configuração F gerada pelo AEMT, conforme apresentado pela Equação (3.1).

$$f(F) = \gamma(F) + w_x X(F) + w_s B(F) + w_v V(F), \quad (3.1)$$

em que:

- F é uma floresta de grafo representando uma configuração do sistema;
- $\gamma(F)$ são as perdas resistivas totais, em kW, na configuração F ;
- $X(F)$ é o maior valor de carregamento da rede na configuração F ;
- $B(F)$ é o maior valor de carregamento da subestação na configuração F ;
- $V(F)$ é a maior queda de tensão da configuração F ;
- w_x, w_s, w_v são pesos definidos da seguinte forma:

$$w_x = \begin{cases} A & X(F) > 1 \\ 0 & \text{caso contrário;} \end{cases}$$

$$w_b = \begin{cases} B & B(F) > 1 \\ 0 & \text{caso contrário;} \end{cases}$$

$$w_v = \begin{cases} C & V(F) > 1 \\ 0 & \text{caso contrário;} \end{cases}$$

em que A , B e C são valores maiores do que zero. Os valores de $X(G)$, $B(G)$ e $V(G)$ são determinados da seguinte forma:

- $X(G) = \text{MÁXIMO} (x_j/\bar{x}_j)$, em que $\bar{x}_j$ é um limitante superior de corrente para cada corrente de linha x_j em uma linha j ;
- $B(G) = \text{MÁXIMO} (b_s/\bar{b}_s)$, em que $\bar{b}_s$ é um limitante superior para cada injeção de corrente b_s provida por uma subestação s ;
- $V(G) = \text{MÁXIMO} (1 - (v_k/v_b))$, em que $\bar{v}_k$ é a magnitude de tensão na barra k e v_b é a magnitude da tensão base do sistema;

O fluxograma geral do AEMT é apresentado na Figura (12). Entretanto, para facilitar a compreensão do funcionamento dessa metodologia, a seguir serão explicados principais passos de execução do AEMT.

Figura 12 – Fluxograma de funcionamento do AEMT

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.4.0.1 Primeira Configuração Factível

O funcionamento do AEMT começa com a obtenção da primeira configuração factível, chamada em (SANTOS *et al.*, 2010) de “*Starting Solution*”, a partir da configuração inicial. Uma configuração é considerada factível se esta puder ser representada por meio de um grafo acíclico e conexo. Em outras palavras, é uma configuração radial (sem formação de malhas) e que garante fornecimento de energia a todos os setores, a exceção do setor sob falta.

Dada uma configuração inicial qualquer, a primeira configuração factível é obtida no AEMT por meio da reconexão dos setores fora de serviço em setores adjacentes a estes, escolhidos aleatoriamente dentre todos os setores adjacentes que possuem fornecimento de energia e conexão com os setores fora de serviço. Existe ainda a possibilidade de que a falta ocorra em um setor que não possui setores à jusante. Nestes casos, a primeira configuração factível obtida será a própria configuração inicial. A primeira configuração factível é o primeiro indivíduo do AEMT e servirá como ponto de partida para a geração da população inicial – dividida em subpopulações – e para o processo evolutivo das subpopulações armazenadas em tabelas.

3.4.0.2 Gerando Subpopulações Iniciais

A partir da primeira configuração factível, é possível gerar novos indivíduos a fim de preencher todas as tabelas de subpopulação, que juntas formarão a primeira população. Para tal, aplica-se exclusivamente o operador PAO da RNP, na primeira configuração factível ou em uma das configurações já geradas a partir dela, até que todas as tabelas de subpopulações estejam completas. As tabelas presentes no AEMT são dez, e as subpopulações que armazenam são:

- T_1 armazena as soluções com os menores valores de função agregação;
- T_2 armazena soluções com os menores valores de perdas resistivas;
- T_3 armazena as soluções com os menores valores de carregamento da rede;
- T_4 armazena as soluções com os menores valores de carregamento de subestação;
- T_5 armazena as soluções com os menores valores de queda máxima de tensão;
- T_{5+i} , ($1 \leq i \leq 5$), armazena soluções com os menores valores de perdas resistivas e com i pares de manobras após a isolamento da falta e reconexão das cargas sem fornecimento.

3.4.0.3 Avaliando os Indivíduos das Subpopulações

No AEMT, os indivíduos são avaliados por meio da aplicação de um fluxo de potência do tipo varredura Direta Inversa por Soma de Correntes (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988) com representação nó profundidade (AMORIM, 2012). Nele as cargas são representadas segundo o modelo de corrente constante com a tensão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005) e o trecho

entre barras é representado por uma impedância Z_{linha} . Os indivíduos também são analisados no que se refere ao número de operações de manobras em chaves, necessárias para obtê-lo, conforme será detalhado na Seção (3.5) deste capítulo.

Os fluxos de potência do tipo Varredura Direta Inversa são recomendados, principalmente, para sistemas puramente radiais embora possa ser adaptada para redes com algumas poucas malhas (fracamente malhados). Nesses métodos, a rede é representada por uma árvore orientada, onde a raiz corresponde à subestação, o tronco ao ramal principal e os ramos estão associados aos ramais secundários que partem do tronco.

A varredura reversa consiste em, partindo-se dos nós extremos e usando uma estimativa inicial das tensões nodais, calcular as correntes ou fluxos nas linhas até o nó raiz. A partir do resultado da injeção de corrente ou potência do nó raiz, e do valor conhecido da tensão nessa barra, procede-se a varredura direta a qual consiste em recalculer os valores de tensão das barras da rede até os nós extremos. Esse processo é repetido até que os valores de tensão de duas iterações consecutivas não varie mais que um valor de tolerância pré-estabelecido.

3.4.0.4 Critério de Parada

O critério de parada de AEs pode variar de acordo com a característica do problema ou opção do usuário. Uma das formas é definir uma quantidade de gerações que devem ser geradas. Outra forma é aplicá-lo até que se encontre uma população onde os indivíduos tenham a função de avaliação que se deseja alcançar.

O critério de parada adotado pelo AEMT é um número máximo de indivíduos gerados g_{max} , sendo este um parâmetro a ser informado no início da sua execução.

3.4.0.5 Selecionando aleatoriamente uma subpopulação

Criadas as subpopulações iniciais, que preencheram todas as tabelas, o AEMT iniciará, então, o processo de evolução da população por meio da competição entre as soluções (ou indivíduos) armazenadas nas tabelas e soluções que serão geradas a partir de agora. A seleção de um novo indivíduo para reprodução inicia-se pela escolha randômica de uma tabela de subpopulação T^x .

3.4.0.6 Selecionando aleatoriamente um indivíduo na subpopulação selecionada

Nesta etapa, um indivíduo F^x , que pertencente a tabela de subpopulação T^x , é escolhido aleatoriamente. Assim, uma nova solução F^{novo} , poderá ser gerada ao aplicar-se um dos operadores da RNP (PAO ou CAO) em F^x . Desse modo, o indivíduo selecionado para reprodução pode ser proveniente de qualquer subpopulação.

Segundo (SANTOS *et al.*, 2010), essa estratégia de seleção aumenta a diversidade entre os indivíduos que se reproduzem, de forma que as características de um indivíduo de uma

subpopulação possam migrar para as demais subpopulações. Consequentemente, aumentam-se as possibilidades do algoritmo escapar de ótimos locais, aproximando-se de soluções com avaliações mais próximas de um ótimo global.

3.4.0.7 Decisão de aplicação de um dos Operadores da RNP (PAO ou CAO)

Uma vez iniciado o processo de evolução da população, dividida em subpopulações armazenadas em tabelas, a seleção de um dos operadores da RNP que será aplicado em uma configuração F^x , a fim de gerar uma nova configuração F^{novo} , é feita seguindo um ajuste dinâmico, que funciona da seguinte forma: no início do processo de busca, o algoritmo utiliza a mesma taxa de probabilidade de escolha para ambos operadores ($PB_{PAO} = PB_{CAO} = 0,50$). Suponha que o operador PAO tenha sido escolhido para gerar um novo indivíduo. Se o indivíduo gerado tiver sucesso, ou seja, for acrescentado a uma ou mais subpopulações, aumenta-se PB_{PAO} para 0,51 e, como consequência, PB_{CAO} é reduzido para 0,49, e assim sucessivamente. Esse ajuste dinâmico do processo de escolha dos operadores melhora consideravelmente o desempenho do algoritmo, conforme mostrado nos testes apresentados em (SANTOS *et al.*, 2010).

3.4.0.8 Aplicando Operador Escolhido e Gerando Novo Indivíduo

Esse passo consiste na aplicação, em F^* , do operador escolhido, a fim de gerar F^{novo} . Maiores informações sobre os operadores da RNP, utilizados no AEMT como operadores de mutação, podem ser adquiridas em (MARQUES, 2013a).

3.4.0.9 Avalia Novo indivíduo

A avaliação do novo indivíduo gerado é feita da mesma forma que a dos indivíduos das subpopulações iniciais. Ou seja, utiliza-se um fluxo de carga do tipo Varredura Direta/Inversa do tipo soma de correntes com a RNP. Este fluxo de carga irá determinar para este novo indivíduo F^{novo} , os valores de perdas resistivas totais, da maior queda de tensão, do maior carregamento da rede e do maior carregamento de subestação. De posse desses dados, calcula-se o valor da função de agregação.

Nesta etapa é determinado ainda o número de operações de chaveamento ou o número de manobras necessários para se obter F^{novo} a partir da configuração pré-falta (denotada por F^{pf}). Para realizar este cálculo, utiliza-se um algoritmo eficiente proposto em (SANTOS *et al.*, 2010) que é apresentado na Seção (3.5)

Destaca-se que a cada novo indivíduo gerado, a rotina de fluxo de potência é executada somente para o par de alimentadores que sofreram modificações, uma vez que a topologia dos demais alimentadores do sistema de distribuição não sofreu nenhuma alteração, e, portanto, as variáveis de estado nestes permanecem iguais. Essa estratégia contribui para a eficiência computacional dessa metodologia.

3.4.0.10 Seleciona Sobreviventes nas Tabelas de Subpopulações

Esta etapa possui a função de verificar se um novo indivíduo substituirá um indivíduo existente em alguma tabela de subpopulação T . Após determinar-se as características do indivíduo F^{novo} , este é, então comparado com o pior indivíduo presente em cada uma das tabelas de subpopulação e será incluído em uma tabela T_q , qualquer, se F^{novo} for melhor que a pior solução presente em T_q .

Desta forma, dependendo do quão adequado F^{novo} for em relação aos objetivos do problema, este poderá ser descartado, ou armazenado em uma ou mais tabelas. Como já foi destacado anteriormente, o tamanho das tabelas é fixo, ou seja, se F^{novo} entrar em uma tabela T_q , automaticamente o pior indivíduo T_q será descartado.

3.5 Cálculo do número de manobras

Normalmente, o número de manobras é determinado ao realizar uma comparação entre vetores que armazenam, de forma binária, os estados das chaves seccionadoras. Neste tipo de abordagem, para cada nova configuração gerada é criado um vetor com os estados de todas as chaves nessa nova configuração. Então, para se determinar o número de operações requeridas para implantar essa configuração, faz-se uma comparação daquele vetor de estado das chaves com o vetor que armazena o estado das chaves na configuração pré-falta (SANTOS, 2009).

Entretanto, esse procedimento envolve custo computacionalmente elevado, ao passo que requer a comparação dos estados de todas as chaves, mesmo que somente algumas poucas tenham sido alteradas de uma configuração para outra. Além disso, esse custo computacional é proporcional ao número de chaves presentes no sistema de distribuição.

Assim, quanto maior for o número de chaves maior será o custo computacional para determinação do número de manobras necessário para se obter uma certa configuração da rede. Logo, para sistemas de distribuição radiais de grande porte, esse procedimento pode tornar-se inviável dada a necessidade do problema de obtenção de soluções em tempo real.

Assim sendo, para garantir ao AEMT eficiência computacional no cálculo do número de manobras, foi proposto em (SANTOS *et al.*, 2010) um novo algoritmo que requer apenas dois vetores: um vetor com o estado das chaves na configuração pré-falta e outro vetor, de tamanho g_{max} , para armazenar o número de operações de manobras requerido para obter de cada configuração G (SANTOS *et al.*, 2010) a partir da configuração pré-falta.

Além disso, esse algoritmo baseia-se na informação de que, após isolar o setor sob falta e a reconexão das cargas fora de serviço, as alterações em chaves ocorrerão sempre em pares. Em outras palavras, depois da execução das manobras em chaves necessárias para restabelecer o fornecimento aos setores fora de serviço, todas as operações em chaves ocorrem para transferência de cargas entre alimentadores e correção de possíveis sobrecargas e/ou

melhoria do perfil de tensão. Logo, para cada chave que for aberta outra deverá ser fechada.

3.6 Conclusão

Este capítulo apresentou a metodologia AEMT, tomada como base para o desenvolvimento da metodologia proposta nesta tese de doutorado. Conforme apresentado, fazendo uso da estrutura de dados RNP, o AEMT possibilita a obtenção de planos de restabelecimento de energia para sistemas de distribuição de grande porte, considerando todas as barras e chaves desses sistemas, de forma eficiente computacionalmente. Importa destacar que em ([SANTOS *et al.*, 2010](#)) a eficiência computacional do AEMT foi comprovada através de diversas simulações computacionais no sistema de distribuição da cidade de São Carlos, São Paulo, em operação em 1994, que possui 3.860 barras, 632 chaves, 23 alimentadores e 3 subestações, bem como nas suas versões duplicada e octuplicada. Eis a razão de o AEMT ter sido tomado como base para o desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho.

METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 Introdução

Este capítulo aborda os conceitos e procedimentos desenvolvidos neste trabalho, apresentando a metodologia proposta, as heurísticas, características do fluxo de potência monofásico aplicado, a técnica de remanejamento e corte de carga, o sequenciamento de manobras, modelagem da carga, avaliação da factibilidade das soluções e a escolha de uma solução final. Apresenta-se também uma formulação matemática do problema.

4.2 Modelagem da Carga

A metodologia desenvolvida leva em consideração diferentes modelos de carga, com base em suas curvas típicas de consumo.

Para a obtenção das curvas típicas de carga representativas, os consumidores de baixa tensão são classificados por estratos de consumo, determinando-se uma curva de carga média e uma curva de desvio padrão para cada estrato. Isto inclui todos os tipos de consumidores: residenciais, comerciais, industriais, rurais e outros ([MEFFE, 2007](#)).

Assim, hábitos de consumo para consumidores de baixa tensão são definidos pela faixa de consumo médio mensal típico de energia elétrica (kWh). Antes de realizar os cálculos, o usuário define os valores em porcentagem para os modelos de carga: potência constante, corrente constante e impedância constante.

4.3 Cálculo Elétrico de Redes de Média Tensão

Nesta seção, apresenta-se a metodologia utilizada para o cálculo do fluxo de potência, que possui como função, obter informações importantes da rede de média tensão, por exemplo,

o carregamento dos trechos, a queda de tensão em pontos importantes, além de diagnósticos em geral.

O fluxo de potência utilizado é o conhecido como Fluxo de varredura direta/inversa, amplamente aplicado segundo a literatura específica da área, para realizar cálculos elétricos em redes radiais de distribuição em média tensão, porém com modificações para que possa aproveitar das vantagens propostas pela estrutura de dados RNP, conforme proposto em ([SANTOS *et al.*, 2008](#))

Para que esta técnica de cálculo de fluxo de potência possa ser devidamente aplicada, algumas informações básicas são necessárias:

- dados do barramento das subestações (tensões dos secundários dos transformadores nos quatro patamares utilizados – madrugada, manhã, tarde, noite)
- dados topológicos da rede e informações dos trechos da rede primária – comprimentos, tipo e bitola dos condutores, configuração dos arranjos, número de condutores, etc.
- dados dos centros de carga, como o tipo de ligação – monofásica, bifásica, trifásica, fases que ocupa – informações do consumo mensal por tipo de consumidor, ponto de ligação e, principalmente, as curvas de carga diárias típicas das diferentes categorias das cargas presentes na rede.

De posse dessas informações, pode-se determinar os parâmetros elétricos necessários, que são a corrente, o carregamento e a queda de tensão em todos os trechos da rede. As potências ativa e reativa das cargas, ou seja, as demandas nos centros transformadores são obtidas a partir de curvas de cargas estratificadas por tipos de consumidores e por níveis de consumo ([MEFFE, 2007](#)). Para cada transformador de distribuição, têm-se as energias mensais consumidas, bem como o número de consumidores ligados a ele.

Basicamente, o método consiste em somar os valores das demandas médias de cada consumidor, obtidas por meio das curvas típicas e dos consumos mensais, conseguindo-se assim, a curva diversificada do transformador em quatro patamares diários. Os fatores de potência típicos são utilizados então para a determinação da potência reativa de cada consumidor e posteriormente, do centro de carga.

Para a determinação da corrente de uma carga, utiliza-se o modelo de corrente constante, no qual se avalia a corrente absorvida, em pu, a partir da demanda instantânea adquirida das curvas de carga diária típicas de cada consumidor, e da tensão nominal na barra de média tensão do transformador ou consumidor primário.

Para a obtenção das curvas típicas de carga representativas, os consumidores são classificados por estratos de consumo, determinando-se uma curva de carga média e uma curva

de desvio padrão para cada estrato. Isto inclui todos os tipos de consumidores: residenciais, comerciais, industriais, rurais e outros (MEFFE, 2007).

Para obtenção das curvas típicas de carga devem-se identificar segmentos de mercado; obter o mercado total do segmento (faturamento anual de energia) desagregado em classes de consumo (residencial, comercial, industrial, outros); obter, para cada classe, da energia mensal, semanal e diária e do consumo horário médio, determinando-se, desta forma, a curva de carga correspondente com base em informações passadas e em cenários.

Os segmentos de mercado podem ser subdivididos em classes de consumo. As classes mais importantes são a residencial, a comercial e a industrial. Para consumidores da classe residencial pode-se, a partir do consumo típico mensal, determinar a curva de carga típica. Esta, por sua vez, pode ser dividida em faixas de consumo ou estratos. Exemplo: 0 a 200 kWh; 200 a 400 kWh; 400 a 500 kWh e acima de 500 kWh mensais. Em suma, hábitos de consumo para consumidores de baixa tensão são definidos pela faixa de consumo médio mensal típico de energia elétrica (kWh) (ANEEL, 2012).

As correntes de carga, por fase, são acumuladas na barra de MT do consumidor, e avaliadas em função do tipo dos transformadores de distribuição e do tipo de ligação de cada consumidor (mono, bi, ou trifásica) e, para determinar a corrente num dado trecho, basta acumular a corrente, por fase e neutro das cargas à jusante do trecho.

Na sequência, para o cálculo da corrente em todos os trechos da rede em estudo, parte-se desde os trechos finais até o ponto de suprimento (etapa de varredura inversa), determinando-se então as correntes por fases e neutro da rede.

De posse dos valores das correntes e das quedas de tensão em cada trecho, parte-se da barra inicial (barra de suprimento) e determina-se as quedas de tensão acumuladas por fase em todos os trechos da rede, e por consequência, os valores da tensão em qualquer ponto (nó) da rede sob análise. Para mais detalhes sobre os passos do fluxo de potência vide (AMORIM, 2012).

4.4 Formulação Matemática do Problema

Dependendo de como um problema é modelado, uma técnica para o seu tratamento pode-se mostrar mais ou menos adequada que as demais, e os resultados obtidos também podem diferir significativamente.

No que se refere às funções objetivo, os problemas podem ser tratados considerando-se a otimização de uma única função objetivo, ou então duas ou mais funções, sendo possível modelar um problema com um único objetivo ou com múltiplos objetivos.

Dentre os atributos de otimização normalmente considerados nos problemas de restabelecimento de energia e corte seletivo de carga, pode-se citar os custos de investimento, também chamados de custos de instalação ou fixos; custos operacionais, geralmente representados pelos

custos das perdas elétricas, também chamados de custos variáveis; índice de confiabilidade, geralmente representado pela Energia Não Distribuída – END, e o número de chaves manobradas.

Sabe-se que nem sempre é possível a determinação de uma única solução “ótima”, pois muitas vezes os objetivos considerados são conflitantes entre si – por exemplo, quando se busca ao mesmo tempo a minimização dos custos de expansão do sistema e a minimização da END. Portanto, a priorização de certos objetivos e preferências subjetivas, devem então ser consideradas na solução do problema para a obtenção da melhor “solução de compromisso”, (KAGAN; ADAMS, 1994).

O problema de alívio de carregamento também pode ser modelado considerando-se restrições técnicas, econômicas, ou de outra natureza. Como exemplo pode-se citar as restrições de carregamento máximo de condutores, chaves e transformadores de subestações; restrições de queda de tensão máxima ao longo da rede; radialidade da rede, ou seja, configuração do sistema com todos os alimentadores operando de forma radial, sem fechamento de malhas; restrições respeitando a primeira lei de Kirchhoff ou balanço de demanda, bem como a segunda lei de Kirchhoff; número máximo de chaves que podem ser manobradas, além de restrições financeiras e/ou orçamentárias.

No âmbito das incertezas, os problemas podem ser modelados com enfoque determinístico, quando não se consideram aspectos de incertezas, ou se consideram simplesmente através da simulação do modelo determinístico com análise de sensibilidade sobre alguns parâmetros de interesse; probabilístico, quando alguns parâmetros do problema são considerados como variáveis aleatórias e possibilístico, quando as incertezas são tratadas através da teoria dos conjuntos difusos.

Portanto, o problema de alívio de carregamento é resolvido tentando minimizar as ações de controle e chaveamentos, os custos de interrupção e manter a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores mantendo assim as restrições operacionais do sistema.

Desta forma, o problema de alívio de carregamento pode ser estabelecido como:

- i minimizar número de chaveamentos; cargas fora de serviço; perdas;
- ii manter a capacidade de fornecimento de subestações e alimentadores;
- iii respeitar a capacidade de fluxo nos alimentadores;
- iv respeitar os limites de magnitude da tensão nas barras do sistema;
- v respeitar as Leis de Kirchhoff;
- vi atender ao alívio de carga solicitado;
- vi manter a característica de radialidade do sistema de distribuição.

Uma formulação matemática que trata computacionalmente o problema de alívio de carregamento é apresentada nesta seção.

O problema de alívio de carregamento a partir de reconfiguração de redes consiste, basicamente, em determinar uma configuração radial que alivia a quantidade de carga solicitada (preferencialmente via remanejamento, mas caso não seja possível, via corte de carga) e minimize o número de manobras realizadas atendendo uma série de restrições estabelecidas.

Sendo assim, informado o montante de carga que deve ser aliviado, uma formulação geral para o problema de alívio de carregamento pode ser expressa como apresentado na Equação (4.1):

$$\text{Min. } \phi(F), \psi(F, F^0) \quad e \quad \omega(F) \quad (4.1)$$

$$\begin{aligned} s.a : \quad & A(F)x = b \\ & (A(F)Y_x A^t(F))v = b \\ & \phi(F) \geq C_{Al} \\ & X(F) \leq 1 \\ & B(F) \leq 1 \\ & V(F) \leq 1 \\ & F \text{ ser uma floresta} \end{aligned}$$

em que:

F é uma floresta de grafo representando uma configuração radial do sistema de distribuição, em que cada árvore dessa floresta corresponde a um alimentador conectado a uma subestação;

$\phi(F)$ é o montante de carga aliviada em uma configuração F (seja por remanejamento ou corte de carga);

C_{Al} é o montante de carga que deve ser aliviado;

$\psi(F, F^0)$ é o número de operações em chaves automáticas necessárias para se obter uma configuração F , a partir de uma configuração F^0 ;

$\omega(F)$ são as perdas de potência no sistema, na configuração F ;

A é a matriz de incidência de F ;

x é um vetor contendo as correntes complexas de linha na configuração F ;

b é um vetor contendo as injeções de corrente complexa nas barras de carga ($b_i \leq 0$) e de passagem ($b_i = 0$), e as injeções de corrente complexa nas barras das subestações ($b_i \geq 0$);

$A(F)x = b$ são as restrições de igualdade representando as equações de fluxo de carga

Y_x é a matriz admitância diagonal da rede;

v é o vetor das tensões complexas nodais;

$X(F)$ é o máximo carregamento da rede na configuração F , dado pela maior razão $x_j/\bar{x}_j$, em que, $\bar{x}_j$ é um limitante superior de corrente para cada corrente x_j em uma linha j .

$B(F)$ é o máximo carregamento de subestação em uma configuração F , dado pela maior razão $b_s/\bar{b}_s$, em que $\bar{b}_s$ é um limitante superior para cada injeção de corrente b_s provida por uma subestação S ;

$V(F)$ é o máxima queda de tensão em uma configuração F , dado pelo maior valor de $|v_s - v_k|/\delta$, em que v_k é a magnitude de tensão, em *p.u.*, na barra k e v_s é a magnitude de tensão, em *p.u.*, na barra da subestação s que alimenta a barra k , e δ é a máxima queda de tensão admissível.

A formulação apresentada pode ser reescrita por meio das seguintes considerações:

- i Utilização da RNP e de seus operadores que são capazes de armazenar e manipular de forma eficiente florestas de grafo e garantir que todas as modificações produzirão também uma floresta geradora;
- ii A RNP organiza naturalmente todas as barras de cada configuração gerada F segundo uma relação conhecida como “Modelo Pai-Filho” – MPF, (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005), necessária à execução de fluxo de carga de varredura direta/inversa. Com isso, evita-se o uso de um algoritmo de busca para obter tal modelo. Assim, o fluxo de carga pelo modelo pai-filho com RNP é mais eficiente que fluxos de carga convencionais para sistemas de distribuição (SANTOS *et al.*, 2008). Dessa forma, através desse fluxo de carga com RNP resolve-se $A(F)x = b$ de uma forma bastante eficiente. Através do vetor x obtido via uma varredura inversa obtém-se então o vetor v por meio da varredura direta;
- iii Tratar as restrições relacionadas à $X(F)$, $B(F)$, e $V(F)$ por meio da minimização do valor assumido por estes parâmetros;

Assim, a formulação matemática apresentada anteriormente pode ser simplificada e reescrita da seguinte forma:

$$\text{Min. } \phi(F), \psi(F, F^0), \omega(F), X(F), B(G) \quad e \quad V(F) \quad (4.2)$$

s.a : Utilizar MPF com RNP para cálculo do Fluxo de Carga,
 F ser uma floresta gerada pela RNP.

As restrições $X(F)$, $B(F)$, $V(F)$, podem ser tratadas como objetivos, pois segundo testes realizados (SANCHES *et al.*, 2014), isto permite mapear melhor o espaço de busca, garantindo maior diversidade das soluções, ou seja, permite explorar melhor a região dos extremos da fronteira de pareto.

4.5 Visão Geral da Metodologia Proposta

A questão problema desta tese é como otimizar um procedimento, para o tratamento do problema de alívio de carregamento, utilizando técnicas de reconfiguração de redes com remanejamento e/ou corte de cargas no sistema de distribuição em média tensão de grande porte. Serão consideradas duas situações distintas. A primeira é quando da ocorrência de contingências no sistema supridor, ou seja, alta tensão/subtransmissão. A segunda é quando um montante conhecido de carregamento necessita ser aliviado de uma subestação. Buscando uma solução para este problema, desenvolveu-se uma metodologia baseada no AEMT (SANTOS *et al.*, 2010) apresentado no capítulo anterior.

Considerando a análise para o caso em que há uma contingência no sistema supridor, e não se conhece de antemão o montante de carga necessário para aliviar o sistema, o primeiro passo é tentar o remanejamento de carga via reconfiguração de redes, permitindo remanejar determinado montante de carga para alimentadores de subestações diferentes. O objetivo deste primeiro passo é o de reduzir o carregamento dos transformadores das subestações envolvidas na contingência, minimizar o número de manobras, operando apenas chaves automáticas, e priorizando chaveamentos em alimentadores que não contenham cargas prioritárias (serviços essenciais).

Ao final da tentativa de remanejamento de cargas, verifica-se se o montante que pôde ser aliviado contribui para que o sistema supridor opere em estado normal. Esta verificação é realizada aplicando uma análise de fluxo de potência na alta tensão do tipo Newton Raphson. Esta análise é necessária devido a contingências não previstas, ou seja, quando não se sabe o montante de carga a ser aliviado, sendo então necessária uma verificação do impacto na alta tensão da ação realizada na média tensão (Figura (13)).

Caso as operações de remanejamento de carga não sejam suficientes para que o sistema supridor opere em seu estado normal, serão necessárias operações de corte de carga, considerando também somente a operação de chaves automáticas, priorizando manter as cargas de consumidores prioritários, evitando chaveamentos desnecessários e por fim avaliando se o montante cortado/remanejado resolve o problema no sistema supridor. Um fluxograma que ilustra este procedimento pode ser observado na Figura (13).

A aplicação da metodologia proposta no âmbito do planejamento da operação, permite que estudos prévios sejam realizados, auxiliando na elaboração dos documentos normativos, como o PCMC solicitado pelo órgão regulador.

Figura 13 – Fluxograma para análises no caso de contingência no sistema supridor sem conhecimento do montante de carga a ser aliviada

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nesta situação, dado um o montante de carga conhecido que deve ser aliviado do sistema, esta análise busca remanejar cargas entre alimentadores na rede de média tensão, pertencentes a uma mesma subestação ou não, via reconfiguração de redes, com o objetivo de reduzir o carregamento dos transformadores de subestações ou do sistema como um todo, para atingir o montante estipulado, além de reduzir o número de manobras, operando somente chaves automáticas, priorizando cargas prioritárias e evitando sequências de chaveamento desnecessárias e permitindo manobras do tipo “abre-fecha”, conforme procedimento utilizado na CELPE (empresa através da qual foi possível validar a metodologia proposta).

Neste tipo de ação, não é necessária a verificação do impacto na rede de Alta Tensão/-Subtransmissão, justamente por que se parte do pressuposto de que é conhecido previamente o montante de carga (MW) que deve ser aliviado do sistema. Um fluxograma que ilustra este procedimento pode ser observado na Figura (14).

Para essa análise, é necessário determinar os montantes que circulam nas Linhas de Transmissão - LTs, e SEs, por patamar de carregamento, antes dos defeitos, para quando houver a redistribuição dos fluxos (p.ex.: perda de uma linha de um circuito duplo), saber-se o quanto terá que ser aliviado de carga, e onde, o que irá depender dos critérios de corte escolhidos e da hierarquização da carga.

Caso as operações de remanejamento de carga não sejam suficientes para atender toda a demanda de alívio de carregamento solicitada, serão necessárias operações de corte de carga, considerando também a operação de chaves automáticas, priorizando manter as cargas de serviços essenciais, evitando a sequência de chaveamento “fecha-abre”, conforme procedimento adotado pela CELPE.

4.6 Novas Subpopulações em Tabelas

Para obter uma metodologia que considere as análises de alívio de carregamento, no que se refere à remanejamento e/ou corte de carga, sem que se restrinja o espaço de busca do AEMT, propõe-se novos critérios para definição dos indivíduos que serão armazenados em tabelas. Sendo assim, propõe-se uma modificação dos critérios que definem as soluções que serão salvas nas tabelas $T_{5+i}, \forall (1 \leq i \leq 5)$ que armazenam originalmente soluções com as menores perdas resistivas e com "i" pares de manobras após a isolamento da falta e reconexão das cargas sem fornecimento. Neste trabalho, estas tabelas armazenarão as soluções que contenham menores valores de perdas resistivas totais e que possuam, respectivamente, manobras de 1 até 5 em chaves automáticas. Além disto, foram inseridas mais 5 tabelas que armazenam menores valores de perdas resistivas e manobras em chaves automáticas de 5 até 10. Sendo assim, a tabela T_6 armazenará indivíduos que possuam menores perdas resistivas totais e foram obtidos com 1 chave automática manobrada, T_7 armazenará indivíduos que possuam menores perdas resistivas totais e que foram obtidos com 2 chaves automáticas manobradas, e assim por diante, até o total

Figura 14 – Fluxograma para análises no caso de contingência no sistema supridor com conhecimento do montante de carga a ser aliviada

Fonte: Elaborada pelo autor.

de 10 tabelas de subpopulações.

Os critérios para inserção de um indivíduo F^{novo} em uma tabela T_{5+i} , $\forall (1 \leq i \leq 10)$ são: Se T_{5+i} não estiver cheia, então F^{novo} será inserido na mesma e nenhuma verificação adicional é realizada; caso contrário, se T_{5+i} estiver cheia, então, F^{novo} será inserido em uma tabela T_{5+i} somente se tiver "i" manobras em chaves automáticas e se possuir perdas resistivas totais menores que o pior indivíduo existente em T_{5+i} , substituindo-o. Já as tabelas T_1 , T_2 , T_3 , T_4 , T_5 são as mesmas tabelas que foram propostas no AEMT (SANTOS *et al.*, 2010).

Para priorizar soluções que forneçam indivíduos adequados no que se refere ao alívio de carregamento necessário, sete novas tabelas foram criadas, sendo que as tabelas de T_{11} até T_{14} são as mesmas nas duas situações de estudo desta tese, ou seja, com contingência no sistema de

alta tensão, ou com solicitação do montante de alívio de carregamento necessário. Desta forma tem-se que:

- T_{11} – armazena indivíduos em que tenha sido remanejado e/ou cortado a menor quantidade possível de consumidores com nível alto de prioridade.
- T_{12} – armazena indivíduos em que tenha sido remanejado e/ou cortado a menor quantidade possível de consumidores com nível médio de prioridade.
- T_{13} – armazena indivíduos em que tenha sido remanejado e/ou cortado a menor quantidade possível de consumidores com nível baixo de prioridade.
- T_{14} – armazena indivíduos em que tenha sido remanejado e/ou cortado a menor quantidade possível de consumidores comuns, sem nível de prioridade.

Quando se está analisando a situação em que o alívio de um montante de carga é solicitado, as tabelas armazenarão indivíduos que atendam este alívio de carregamento solicitado e que contenham:

- T_{15} – o menor número de operação em chaves automáticas que resultaram somente em remanejamento de carga;
- T_{16} – a menor quantidade de manobras em chaves automáticas que resultaram em remanejamento e corte de carga;
- T_{17} – a menor quantidade de manobras em chaves automáticas que resultaram somente em corte de carga.

Para priorizar soluções que forneçam indivíduos adequados quando ocorre uma contingência no sistema supridor, as tabelas de 15 a 16, passam a armazenar indivíduos novos obtidos, com a maior minimização do somatório das potências dos alimentadores das SEs envolvidas. No caso de empate, adiciona-se aquela com o menor número de operação em chaves automáticas que resultaram somente em remanejamento de carga. Desta forma as tabelas armazenarão indivíduos que contenham:

- T_{15} – indivíduos com a maior minimização do somatório das potências dos alimentadores das SEs envolvidas. No caso de empate, adiciona-se aquela com o menor número de operação em chaves automáticas. Em ambas as situações, a tabela é preenchida com indivíduos gerados somente com remanejamento de carga;
- T_{16} – indivíduos com a maior minimização do somatório das potências dos alimentadores das SEs envolvidas. No caso de empate, adiciona-se aquela com o menor número de

operação em chaves automáticas. Em ambas as situações, a tabela é preenchida com indivíduos gerados com remanejamento e corte carga;

- T_{17} , indivíduos com a maior minimização do somatório das potências dos alimentadores das SEs envolvidas. No caso de empate, adiciona-se aquela com o menor número de operação em chaves automáticas. Em ambas as situações, a tabela é preenchida com indivíduos gerados somente com corte de carga.

As tabelas passam a ter o seu tamanho como um parâmetro ajustável pelo usuário, sendo que diferentemente do tamanho proposto no AEMT (SANTOS *et al.*, 2010), agora o tamanho mínimo das tabelas é de 10 posições.

4.7 Heurísticas

A metodologia proposta considera somente chaves automáticas em suas análises, o que faz com que obviamente sua resposta seja influenciada pela quantidade de dispositivos telecomandados do sistema. Se só houver telecomando nos disjuntores de saída de alimentadores, não há muito o que fazer. A solução será interromper o alimentador. Estas ações devem ser realizadas em questão de minutos, para não causar efeitos cascatas gerando até um desligamento sistêmico (blecaute).

Para melhorar o desempenho da metodologia proposta, utiliza-se uma heurística para priorizar a aplicação dos operadores da RNP em alimentadores com valores elevados de queda de tensão e carregamento da rede. Desta forma, prioriza-se manobras em regiões que já possuem um elevado valor de queda de tensão e carregamento, conforme apresentado em (SANCHES *et al.*, 2014). Com estas duas medidas, busca-se restringir o espaço de busca e, consequentemente, obter soluções com um menor número de manobras e que não violem os limites operacionais do sistema.

Os alimentadores candidatos são ordenados em uma lista em que o que possuir maior queda de tensão será o primeiro e assim por diante. Quando dois ou mais alimentadores empatarem neste quesito, então utiliza-se os alimentadores com maiores carregamentos. Quanto houver empate nestes dois quesitos, então a escolha do alimentador passa a ser aleatória.

4.7.1 Remanejamento de Carga

Dado o alívio de um montante de carregamento solicitado, o remanejamento de carga no algoritmo proposto é realizado pela aplicação dos operadores genéticos PAO – *Preserve Ancestor Operator* e CAO – *Change Ancestor Operator*. Ambos os operadores transferem uma subárvore (parte podada) de uma árvore T_{de} (árvore origem) para uma árvore T_{para} (árvore destino). Entretanto, para o operador PAO a raiz da subárvore podada será a raiz dessa subárvore

na nova árvore T_{para} , enquanto que no operador CAO um novo nó, diferente da raiz, é escolhido para ser a nova raiz da subárvore em T_{para} (DELBEM *et al.*, 2004). O operador PAO requer a definição prévia de dois nós: o nó de poda p , que indica a raiz da subárvore que será podada; e o nó adjacente a , que indica onde a subárvore será inserida na árvore T_{para} . Além desses dois nós, o operador CAO requer ainda o nó r , que será a nova raiz da subárvore que será transferida (DELBEM *et al.*, 2004).

Os nós de poda são selecionados aleatoriamente, iniciando-se por setores presentes em uma lista pré-determinada que contém setores que pertencem a regiões do sistema de distribuição nas quais as restrições de queda de tensão e carregamento da rede encontram-se mais próximas de serem violadas. Esta lista é preenchida em ordem decrescente de seu valor de queda máxima de tensão. Caso dois alimentadores empatem em queda máxima de tensão e em carregamento máximo da rede, a definição de um, dentre ambos, será aleatória.

Para ambas as situações, ou seja, conhecendo ou não o montante de carga que necessita ser aliviada do sistema, os setores “candidatos” a serem selecionados como nó de poda, são os setores cujos nós adjacentes (nó “a”) pertencem a alimentadores que fazem parte de outro subsistema, ou seja, façam parte de alimentadores cujas subestações são alimentadas por linhas de transmissão diferentes da subestação cujo alimentador o nó de poda p faz parte. Desta forma:

- i Caso seja necessário aliviar o carregamento no subsistema formado pelas SEs **A** e **E**, no exemplo da Figura (15a), a opção envolve unicamente cortar setores da **A**, cortar setores de **E**, ou se possível remanejar para outros subsistema. Um eventual remanejamento de setores de **A** para **E**, aliviaria o carregamento na SE **A**, mas não aliviaria o carregamento no Subsistema formado por essas duas SEs.
- ii Caso seja necessário aliviar o carregamento em **A**, no exemplo da Figura (15b), as opções são – a) remanejar setores de **A** para **E**, ou cortar setores da **A**. Isto em virtude das SEs **A** e **E** pertencerem a subsistemas distintos - subsistemas alimentados por diferentes linhas de transmissão.

Em ambos os casos, podem ocorrer situações em que só remanejando cargas, seja possível aliviar o carregamento necessário.

4.7.2 Corte de Carga

Observe que o algoritmo proposto funciona da seguinte maneira: Inicialmente verifica-se a possibilidade de só remanejar cargas, sem possibilidade de corte de cargas, e prossegue até convergir. Em seguida, a partir da melhor configuração obtida só com remanejamento, executa-se novamente o algoritmo mas agora para corte. Depois, a partir dessa configuração obtida, executa-se novamente tentando somente remanejar carga, sem corte e assim sucessivamente. Ou seja,

Figura 15 – Subestações e subsistemas

Fonte: Elaborada pelo autor.

o algoritmo será executado sem corte, só com remanejamento e depois com corte a partir da configuração anterior e assim sucessivamente.

Desta forma, assim que as tentativas de remanejamento de carga forem esgotadas, se necessário, inicia-se o processo de corte de cargas. O operador de Corte de Carga requer a definição prévia de um nó: o nó de poda “ p ”, que indica a raiz da subárvore que será podada.

Para realizar esta escolha, algumas priorizações foram desenvolvidas. Independente do dado de entrada do AEMT proposto (contingência no sistema supridor ou montante de carga pré-estabelecido), o corte de carga (corte de setores), inicia-se retirando setores dos alimentadores que pertencem às subestações afetadas por esta contingência no sistema supridor. Para isto, seleciona-se setores que possuam uma única ligação, também chamados de nó folha. Estes são os setores candidatos a corte. Por fim, setores à montante do nó folha tem prioridade de corte.

Destaca-se que em todas estas situações, a avaliação do nível de prioridade dos consumidores pertencentes à estes setores é levada em consideração. Desta forma, consumidores com nível baixo de prioridade tem preferência de corte em relação à consumidores com nível médio de prioridade, que por sua vez, tem prioridade de corte em relação à consumidores com nível alto de prioridade.

4.7.3 Decisão de Aplicação dos Operadores da RNP

Iniciado o processo de evolução da população, dividida em subpopulações armazenadas em tabelas, em (SANTOS *et al.*, 2010) a seleção de um dos operadores da RNP que será aplicada

em uma configuração F^* para gerar uma nova configuração F^{nova} era feita seguindo um ajuste dinâmico.

No início do processo de busca o algoritmo utiliza a mesma taxa de probabilidade de escolha para ambos operadores ($P_{PAO} = P_{CAO} = 0,50$). Supondo que o operador PAO tenha sido o escolhido para gerar um novo indivíduo, caso este novo indivíduo tenha sucesso, ou seja, for acrescentado a uma ou mais subpopulações, aumenta-se o valor de P_{PAO} para 0,51 e como consequência P_{CAO} é reduzido para 0,49 e assim sucessivamente.

Este ajuste dinâmico melhora o desempenho do algoritmo conforme apresentado em (SANTOS *et al.*, 2010), porém, percebeu-se, ao realizar testes, que este tipo de abordagem pode causar a saturação do operador, fazendo que à partir de determinado momento, somente um operador seja aplicado. Para contornar tal problema, assim que um operador saturar, a taxa de probabilidade de escolha é reiniciada, melhorando o ajuste dinâmico.

4.8 Cálculo do Número de Manobras e Identificação das Chaves e do Sequenciamento

Conforme apresentado no Capítulo 3, para garantir eficiência ao AEMT no cálculo do número de manobras, foi proposto em (SANTOS *et al.*, 2010) um novo algoritmo que requer apenas dois vetores: um vetor com o estado das chaves na configuração pré-falta e outro com o tamanho máximo de gerações, para armazenar o número de operações de manobras requerido para se obter cada configuração nova F , a partir da configuração pré-falta.

Esta técnica funciona bem para o problema quando se considera que após a isolamento do setor sob falta e a reconexão das cargas fora de serviço, todas as operações em chaves ocorrem sempre aos pares. Ao aplicar os Operadores (PAO ou CAO), este vetor é atualizado com as informações das chaves manobradas.

4.9 Sequencia Factível de Chaveamento

Ao contrário do que foi proposto no AEMT (SANTOS *et al.*, 2010), neste trabalho, além de determinar a quantidade de manobras, é necessário determinar quais chaves são manobradas, e ainda levar em consideração que excetuando as manobras em chaves, necessárias para execução do corte de carga, que serão ímpares, as manobras para remanejamento de carga entre alimentadores, seja para alívio de uma SE ou para restabelecer cargas sem fornecimento – devido à contingência no sistema supridor que desligue Subestações –, são sempre executadas aos pares. Logo, para cada chave que for aberta, outra deverá ser fechada.

Essas manobras ocorrem ao pares, sendo uma operação de abertura e outra de fechamento. A ordem que estas duas operações são realizadas é determinante para a operação da rede de

forma radial, pois caso seja feita primeiro uma operação de fechamento, enquanto a segunda não for aberta, a rede operará em malha, o que diminui o nível de curto circuito.

Para obter as chaves manobradas e a operação associada ao chaveamento (abertura, fechamento), foi criado um objeto em C++ denominado Tupla. As tuplas foram inseridas no C++ para generalizar o conceito de pares. Uma tupla é simplesmente um conjunto ordenado de elementos que podem ser de tipos diferentes. Conceitualmente, eles são semelhantes a estruturas de dados simples, antigo (*structs* C), mas em vez de ter membros de dados nomeados, os seus elementos são acessados por sua ordem na tupla.

Sendo assim, uma floresta F possuirá um vetor de chaves modificadas que armazena o Código da chave e a operação realizada, (0 = Abertura, 1 = Fechamento e -1 = Abertura para corte). Uma floresta F^1 , gerada com base em uma floresta F^0 , terá neste vetor, as chaves e operações necessárias para sair de F^0 e chegar em F^1 . O tamanho do vetor nos apresenta, consequentemente, a quantidade de chaves manobradas.

Um plano adequado de alívio de carregamento deve conter, entre outras informações, a definição das chaves que precisam ser operadas para remanejar ou cortar cargas. Contudo, esta operação de chaves não pode ser de realizada de forma aleatória ou em uma sequência incorreta, pois isto pode ocasionar distúrbios no sistema de distribuição radial. Estes distúrbios comprometem a segurança operacional dos sistema de distribuição radial e podem causar novos danos à rede, bem como contribuem negativamente com os indicadores de continuidade. Dessa forma, é imprescindível que além de informar quais chaves que devam ser manobradas, é preciso também informar um plano de manobras que contenha a sequência de chaveamento factível, isto é, uma sequência por meio da qual as chaves podem ser manobradas de forma segura e eficiente.

Sendo assim, para definir uma sequência de chaveamento factível para um plano de alívio de carregamento não basta apenas armazenar as chaves alteradas de cada configuração nova gerada, deve-se também verificar a factibilidade da configuração definida como solução final, o que garante eficiência computacional à metodologia. Desta forma, ao final do processo de evolução da metodologia proposta, uma sequência de chaveamento será definida a partir das manobras armazenadas na tupla do indivíduo F^{final} , que armazena todas as alterações em chaves para partir de uma configuração inicial $F^{inicial}$ e chegar à configuração final F^{final} .

Entretanto, a cada par de manobra executado, a rede elétrica passará temporariamente por um estado de transição, com configurações que são definidas como intermediárias, e que também devem ter sua factibilidade verificada. A análise da factibilidade de uma sequência de chaveamento consistirá, desta forma, em verificar a factibilidade de cada configuração intermediária. Assim, o que garante que uma sequência de chaveamento seja factível, é a garantia de que as configurações que rede possuirá durante sua execução também sejam factíveis.

Após a aplicação dos Operadores, a sequência de chaveamento para sair da configuração F^x para F^{x+1} é determinada. Podem ocorrer situações que exija duas operações em uma mesma

chave, o que equivaleria a fechá-la e depois abri-la ou a abri-la para posteriormente fechá-la. Nesta situação, a primeira manobra será inserida na tupla. Assim que surgir uma manobra contrária, que retorne o estado da chave para seu estado inicial, ao invés de armazená-la na tupla, a manobra já existente na tupla é que será retirada. Assim, por exemplo, suponha que em um primeiro momento, seja necessário fechar a chave “20”, depois abrir a chave “17” (Figura (3)). Caso exista uma outra operação que envolva abrir a chave “20”, ao invés de armazenar esta manobra na tupla, a primeira manobra já existente é que será descartada, ou seja, retira-se da tupla a primeira manobra, que é fechar a chave “20”. Para mais detalhes, vide Exemplo (4.9.4).

Tabela 3 – Manobras em Chaves Automáticas

Manobras	
0	17
1	20
0	27
1	32
0	20
1	17

Como a tupla final não possui nenhuma operação em chave repetida, isto é, os pares de chaves que tiveram seu estado alterado duas vezes, voltando para seu estado de operação anterior, então a sequência de chaveamento final será a própria sequência existente na tupla final, e nenhuma verificação é necessária.

Em algumas situações são gerados indivíduos que contemplam manobras em chaves automáticas alteradas que retornam ao seu estado anterior em que todavia estas haviam sido alteradas pela primeira vez em pares de manobras diferentes. Nestas situações, não se pode garantir que as configurações intermediárias são factíveis, e desta forma, estes indivíduos são descartados do processo evolutivo (Tabela (4)) (MARQUES, 2013a).

Tabela 4 – Manobras alternadas que retornam ao estado anterior

Manobras	
0	17
1	20
0	3
1	4
0	25
1	2
0	2
1	3

No caso em que a tupla final apresente manobras em chaves para cortar carta, esta manobra deverá ser a primeira na sequência de manobras de chaves. Isto evita que após a realização de algumas manobras, o sistema de distribuição opere em sobrecarga.

4.9.1 Exemplo: Caso 1

Com a finalidade de ilustrar o funcionamento do método desenvolvido, considere o sistema de distribuição representado pelo grafo da Figura (16) inspirado em (MARQUES, 2013b). Neste grafo, a árvore em azul representa o alimentador 1, a árvore em preto representa o alimentador 2, as arestas tracejadas são as chaves normalmente abertas – NAs e as arestas contínuas em preto são as chaves normalmente fechadas – NFs. Destaca-se que no sistema de distribuição real da CELPE, os estados das chaves são obtidos diretamente do Sistema de Gestão do Sistema Elétrico da CELPE – GSE.

Figura 16 – Configuração Inicial - Estado das chaves provenientes do GSE - (Caso 1)

Fonte: Elaborada pelo autor.

Suponha que para este caso, seja solicitado o alívio de $X\%$ do carregamento do sistema de distribuição (floresta), com o intuito de manter a integridade do sistema supridor (AT/Sub-transmissão).

Inicialmente o algoritmo fará diversas combinações tentando somente com remanejamento de carga entre as SEs obter o alívio necessário que foi solicitado. Caso não seja possível obter o alívio somente com remanejamento de carga, então, parte-se para o corte de carga.

Sendo assim, inicialmente, por exemplo, o setor **C** é remanejado para o alimentador em azul da SE2, Figura (17), e a tupla com as manobras das chaves é preenchida conforme a Tabela (5). Nesta Tabela, operações do tipo “0” são operações de abertura de chave para remanejamento de carga. Operações do tipo “1” indicam operações de fechamento de chave, e operações do tipo “– 1” indicam abertura de chave, porém para corte de carga.

Figura 17 – Configuração 2 - Estado das chaves após remanejamento do setor **C** para o alimentador SE2 – (Caso 1)

Fonte: Elaborada pelo autor.

Agora, o setor **D** é remanejado para o alimentador em azul da SE2, Figura (18), e a tupla com as manobras das chaves é preenchida conforme a Tabela (6).

Tabela 5 – Tupla parcial com as informações de manobras de chaves – (Caso 1)

Operação	ID-Chave
0	3
1	7

Figura 18 – Configuração 3 - Estado das chaves após remanejamento de do setor **D** para o alimentador SE2 - (Caso 1)

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 6 – Tupla parcial com as informações de manobras de chaves – (Caso 1)

Operação	ID-Chave
0	3
1	7
0	4
1	6

Caso não seja possível obter o alívio somente com remanejamento de carga, então, parte-se para o corte de carga. Suponha que o setor **B** seja cortado, por que o sistema ainda não atingiu o montante de carga a ser aliviado, ou por que o alimentador SE2 não suporta o remanejamento do setor **B**.

Sendo assim, o alimentador em azul da SE2 fica como apresentado na Figura (19) e a manobra em chave com para cortar cargas é inserida no início da tupla conforme a Tabela (7). As manobras em chaves para cortar carga devem ser realizadas primeiro. Isto evita que após a realização de algumas manobras, o sistema de distribuição opere em sobrecarga. Destaca-se que **B** tem prioridade de corte em relação a **A**, por que **B** é um nó folha e não contém consumidor prioritário.

Figura 19 – Configuração 4 - Estado das chaves após corte de do setor **B** – (Caso 1).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 7 – Tupla final com as informações de manobras de chaves – (Caso 1)

Operação	ID-Chave
-1	2
0	3
1	7
0	4
1	6

Destaca-se que a sequência de chaveamento que será adotada pela metodologia proposta será *abre – fecha*, de acordo com o procedimento adotado pela CELPE, pois não é praticada a sequência *fecha – abre*.

4.9.2 Exemplo: Caso 2

Considere uma contingência no sistema supridor. Se esta contingência ocasionar o desligamento da subestação SE1, ilustrada na Figura(20), então as manobras de chaves (Tabela (8)) terão a finalidade de remanejar os setores sem fornecimento de energia dos alimentadores da subestação afetada, no caso deste exemplo o alimentador em vermelho (Figura(21)).

Figura 20 – Configuração 1 - Estado das chaves fornecida pelo GSE – (Caso 2)

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 21 – Configuração 2 - Estado das chaves após remanejamento para restabelecer fornecimento – (Caso 2).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 8 – Tupla Final com as informações de manobras de chaves em sequência de execução – (Caso 2)

Operação	ID-Chave
0	2
1	6

4.9.3 Exemplo: Caso 3

Considere uma contingência no sistema supridor e o sistema de média tensão em sua configuração inicial apresentada na Figura(22). Neste caso, a contingência ocasiona a sobrecarga da subestação SE1. Sendo assim, as manobras de chaves (Tabela (9)) terão a finalidade de remanejar setores para aliviar a subestação afetada (Figura (23)), e quando não for possível remanejar, pois o alimentador receptor pode não suportar a carga a ser remanejada, ou quando somente remanejar não alivia a sobrecarga na subestação, então o corte de carga será necessário (Figura (24)).

Figura 22 – Configuração inicial – (Caso 3).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 23 – Configuração ao remanejar setor B – (Caso 3).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 24 – Configuração ao cortar o setor C – (Caso 3).

Fonte: Elaborada pelo autor.

As tuplas permitem indicar a sequência do chaveamento, o código de identificação das chaves, a quantidade de manobras e o motivo da operação da chave, se remanejamento ou corte. Elas contêm as manobras necessárias para sair da configuração inicial (floresta inicial - $F^{inicial}$), como apresentado na Figura (22), fornecida por meio da requisição dos estados das chaves no

Tabela 9 – Tupla Final com as informações de manobras de chaves e a sequência de execução – (Caso 3).

Operação	ID-Chave
-1	2
0	3
1	5

sistema GSE, e chegar na configuração final (floresta final – F^{final}), como apresentado na Figura (24).

Destaca-se, como no Exemplo - Caso(1), as manobras em chaves para cortar carga devem ser realizadas primeiro pois isto evita que após a realização de algumas manobras, o sistema de distribuição opere em sobrecarga.

4.9.4 Exemplo: Caso 4

Suponha que seja solicitado o alívio de um montante conhecido de carregamento do subsistema ao qual pertence a *SE1*, Figura (25), com o intuito de manter a integridade do sistema supridor (AT/Subtransmissão). Caso não seja possível apresentar uma solução somente com remanejamento de carga, o algoritmo tentará cortar e remanejar cargas ou somente cortar cargas.

Considere também que a *SE1* e a *SE2* pertençam a subsistemas diferentes, ou seja, são atendidas por linhas de transmissão diferentes. Inicialmente, por exemplo, tenta-se transferir o setor **C** para o alimentador da *SE2*, porém *SE2* não suporta este carregamento. Parte-se para tentar remanejar outro setor que apresente esta possibilidade, no caso o setor **B**.

Neste caso, *SE2* suporta o setor **B**, mas não foi possível aliviar o montante solicitado de *SE1*. Verifica-se a possibilidade de remanejar o setor **A**, e a *SE2* suporta este carregamento, porém, desde que o setor **C** seja cortado. Então o setor **A** passa a pertencer ao alimentador em azul da *SE2*, como mostrado na Figura (26).

Figura 25 – Configuração ao remanejar o setor **B** - (Caso 4).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Destaca-se que, uma eventual manobra de abertura e logo em seguida de fechamento da chave 3, não é adicionada à tupla. No momento em que a segunda manobra na chave 3 for ser adicionada à tupla, uma verificação é realizada. Caso a próxima operação envolva retornar o estado da chave para o seu estado inicial, então, ao invés de armazenar esta manobra na tupla,

Figura 26 – Configuração ao cortar o setor C – (Caso 4).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 10 – Tupla final – (Caso 4).

Operação	ID-Chave
-1	2
0	1
1	6

a primeira manobra já existente é que será descartada, ou seja, retira-se da tupla a primeira manobra.

4.10 Priorização de Consumidores Considerando Níveis de Prioridade

No que se refere aos procedimentos a serem implantados para o controle de carga do sistema de distribuição, é incumbência das distribuidoras de energia selecionar as unidades consumidoras, subestações e alimentadores, sujeitos às ações transitórias de controle das cargas, atendendo às diretrizes de priorização e montantes de corte de carga, considerando determinações do ONS e de estudos próprios.

Além disso, devem elaborar um documento contendo a priorização do corte de carga manual em subestações para atender necessidades de corte de carga (Tabela de Prioridade Regional – PR) e outro documento contendo a priorização do corte de carga manual em alimentadores de subestações para atender a necessidade de corte de carga. (Tabela de Prioridade de Alimentadores por Subestações – PAS).

Os documentos são elaborados levando em consideração a priorização da continuidade de suprimento das cargas relacionadas aos serviços essenciais. Para isto, a distribuidora classifica os serviços essenciais em ordem de prioridade, com base em suas atividades, como apresentado na Tabela (11).

A lista de consumidores classificados como serviço especiais foi elaborada e fornecida pela concessionária de energia CELPE, utilizando métrica própria. Com base na lista de consumidores prioritários, o AEMT-Alívio prioriza o remanejamento e/ou corte de carga de setores que não contenham consumidores especiais.

Tabela 11 – Tabela de prioridade de consumidores da CELPE

Descrição dos Consumidores prioritários	
1	UTI Residencial, Grandes Hospitais e outros Críticos
2	Abastecimento de água
3	Indústria ou comércio de grande porte/especiais
4	Telecomunicações
5	Governos, Imprensa
6	Clínica, Hospitais e Delegacias
7	Poder público em Geral
8	Indústria e comércio em geral
9	Condomínios em geral e outros

Para considerar a prioridade das cargas, utiliza-se uma classificação das cargas em três grupos (Consumidores Nível: Alto, Médio e Baixo) para as diferentes modalidades. Esta consideração visa preservar a importância relativa dos consumidores atendidos, independentemente das quantidades de energia demandadas.

Os consumidores considerados como nível baixo (prioridade 7, 8 e 9), são cargas passíveis de corte. Esse grupo congrega as cargas menos críticas quanto à interrupção no fornecimento de energia elétrica, como, por exemplo, consumidores rurais, residenciais, edifícios e condomínios comerciais, supermercados, hotéis, estabelecimentos de ensino, iluminação pública, áreas de lazer, dentre outras.

Os consumidores considerados como nível Médio, são cargas de corte não recomendável. Este grupo contempla o agrupamento das cargas de prioridade 4, 5 e 6, que começam a apresentar consequências mais sérias quando sofrem desligamentos forçados de energia. Como exemplos enquadram-se, nesse grupo, as indústrias, centro de processamento de dados, estabelecimentos bancários, shopping centers, delegacias, poderes públicos, frigoríficos e demais cargas do entendimento da concessionária.

Por fim, classificam-se as cargas de Risco Pessoal e Segurança Pública (nível alto de prioridade). Esse grupo reúne as cargas com maior importância quanto ao atendimento contínuo de energia. Exemplos: aeroportos, terminais rodoviários e ferrovias, bombeiros, presídios, bombeamento de água, comunicações e telecomunicações, áreas de grande concentração pública, mecanismos de sobrevivência artificial, hospitais, órgãos de segurança pública, centros de operação do sistema elétrico e outras cargas de mesma natureza.

Essa classificação deve ser realizada pela equipe de planejamento da concessionária de energia (a CELPE neste trabalho), de acordo com o conhecimento dos tipos de consumidores existentes nos alimentadores.

Conforme apresentado na Seção (4.6) do Capítulo (4), na metodologia proposta, novas tabelas foram criadas de modo a fornecer soluções adequadas no que se refere a priorização de consumidores considerando os diversos níveis de prioridade.

4.11 Definição de Uma Solução Final

O objetivo final da avaliação multicritério é alcançado por meio de uma função agregação, que confere, a cada alternativa de alívio de carregamento, uma pontuação global dentro das soluções factíveis. Quanto mais baixa for essa nota global, melhor classificada estará a solução no contexto multicritério para o remanejamento e/ou corte de carga.

A função agregação leva em consideração os pesos e o número de consumidores prioritários e consumidores não-prioritários alterados para cada configuração, conforme apresentado na Equação (4.3).

$$f_{ag}(F) = w_a N_a(F) + w_m N_m(F) + w_b N_b(F) + w_c N_c(F), \quad (4.3)$$

em que:

F é uma floresta de grafo representando uma configuração do sistema;

$N_a(F)$ é o número de consumidores prioritários do tipo nível alto remanejados e/ou cortados na configuração F ;

$N_m(F)$ é o número de consumidores prioritários do tipo nível médio remanejados e/ou cortados na configuração F ;

$N_b(F)$ é o número de consumidores prioritários do tipo nível baixo remanejados e/ou cortados na configuração F ;

$N_c(F)$ é o número de consumidores não prioritários remanejados e/ou cortados na configuração F ;

w_a, w_m, w_b, w_c são pesos definidos da seguinte forma:

$$\begin{aligned} w_a &= \begin{cases} A & N_a(F) > 1 \\ 0 & \text{caso contrário;} \end{cases} \\ w_m &= \begin{cases} M & N_m(F) > 1 \\ 0 & \text{caso contrário;} \end{cases} \\ w_b &= \begin{cases} B & N_b(F) > 1 \\ 0 & \text{caso contrário;} \end{cases} \\ w_c &= \begin{cases} C & N_c(F) > 1 \\ 0 & \text{caso contrário;} \end{cases} \end{aligned}$$

Os valores dos pesos podem ser alterados à critério do operador, entretanto após discussões com a equipe CELPE, chegou-se aos seguintes valores que foram pré-estabelecidos: $A = 9$,

$M = 6$, $B = 3$ e $C = 1$.

O processo de escolha da solução final inicia-se pela verificação da factibilidade das soluções presentes nas tabelas ao final do processo evolutivo. Desse modo, após o AEMT proposto atingir seu critério de parada, ou seja, $g_{max} = 15000$, as subpopulações armazenadas nas tabelas são então verificadas. Todos os elementos das tabelas são verificados e para o caso em que se conhece o montante de alívio necessário, somente soluções que atingiram esse montante serão extraídas e salvas em um vetor auxiliar. Destaca-se que este objetivo (aliviar o montante solicitado) pode ter sido alcançado somente com remanejamento de carga, com corte de carga, ou com remanejamento e corte de carga.

Este vetor auxiliar reúne somente as soluções factíveis pois atendem o montante de alívio necessário e serão posteriormente analisadas, a fim de elaborar um ranking de opções para que o operador possa avaliar e escolher dentre várias soluções factíveis qual melhor atende sua solicitação. A verificação das tabelas é finalizada quando a análise de todas as tabelas for concluída.

Para o caso em que se conhece o montante de alívio necessário, optou-se por verificar primeiro a tabela que armazena os indivíduos que possuem um alívio de carregamento maior ou igual ao solicitado.

Caso durante o processo evolutivo do AEMT proposto seja encontrada uma solução factível do ponto de vista de alívio de carregamento e que reduza o número de manobras e com a menor quantidade possível de consumidores nível alto remanejados/cortados, então, esta solução, que é desejável, poderá ter sido armazenada em mais de uma tabela. Por exemplo, a tabela que armazena a configuração (indivíduo) que reduz o número de consumidores prioritários nível alto transferidos ou cortados e a tabela que possui as configurações dos alimentadores que minimizam as perdas resistivas.

Em seguida, este vetor formado exclusivamente por soluções factíveis, é analisado para que seja determinado, dentre estas soluções, cinco subconjunto constituído por:

Soluções que remanejem cargas:

- não prioritárias, com o menor número de manobras;
- não prioritárias e prioritárias nível Baixo, com o menor número de manobras;
- não prioritárias e prioritárias nível Baixo e Médio, com o menor número de manobras;
- não prioritárias e prioritárias nível Baixo, Médio e Alto, com o menor número de manobras;

Soluções em que ocorram o remanejamento e o corte de cargas:

- não prioritárias, com o menor número de manobras;

- não prioritárias e prioritárias nível Baixo, com o menor número de manobras;
- não prioritárias e prioritárias nível Baixo e Médio, com o menor número de manobras;
- não prioritárias e prioritárias nível Baixo, Médio e Alto, com o menor número de manobras;

Soluções que cortem cargas:

- não prioritárias, com o menor número de manobras;
- não prioritárias e cargas com nível baixo de prioridade, com o menor número de manobras;
- não prioritárias e cargas com nível baixo e médio de prioridade, com o menor número de manobras;
- não prioritárias e cargas com nível baixo, médio e alto de prioridade, com o menor número de manobras.

Destaca-se que na CELPE, as cargas são distribuídas em 9 níveis de prioridade, que por sua vez, neste trabalho, foram agrupadas em três grandes grupos de prioridade; nível alto, com consumidores prioritários de prioridade 1, 2 e 3; nível médio, com consumidores de prioridade 4, 5 e 6 e nível baixo, com consumidores de prioridade 7, 8 e 9.

Ao final do processo, o algoritmo apresenta como saída uma janela com várias abas, contendo o sequenciamento das chaves que deverão ser operadas, e o motivo da alteração. O usuário, ao alternar entre as abas, visualizará no gráfico a localização e o estado final da rede ao alterar os estados das chaves. Após a alteração, o usuário pode visualizar características da rede de média e alta tensão, como tensão, corrente, potência, verificar graficamente o carregamento no trecho, dentre outras informações.

4.12 Conclusão

Neste capítulo apresentou-se a metodologia que fornece um plano adequado de reconfiguração de redes no que se refere ao problema de alívio de carregamento (remanejamento e/ou corte de carga), devido à duas situações distintas: i) uma solicitação de montante de carregamento à ser aliviado; ii) contingências no sistema supridor – AT/Subtransmissão. Ambas as situações contemplam a minimização do número de consumidores sem fornecimento de energia elétrica; minimização do número de operações de chaveamento, de modo que esta não inviabilize a execução na prática; ausência de sobrecarga na rede e nas subestações; manutenção dos níveis de tensão dentro dos intervalos exigidos pela legislação e manutenção da radialidade da rede.

É importante destacar que o AEMT proposto por (SANTOS, 2009) não contempla as análises de transferência e/ou corte seletivo de carga, sendo assim inédita a proposta de contemplação destes parâmetros.

Evidencia-se ainda que os atuais esquemas de corte de carga são realizados por meio da desconexão completa do alimentador, e na maioria dos casos essa abordagem pode falhar resultando em um corte maior ou menor do que o necessário e a redução de carga é realizada independentemente do tipo de carga ligado a um alimentador.

A metodologia desenvolvida é parte integrante de um sistema computacional sistema computacional que foi desenvolvido como parte do projeto de um P&D da ANEEL em parceria entre a Daimon e a CELPE e é composto por dois aplicativos computacionais: Software de Gerenciamento Inteligente de Cargas – denominado – Corte Seletivo – e Aplicativo Computacional de Aquisição e Armazenamento de medições – ACAAM, integrados com os servidores de dados GSE e banco de dados espelho do sistema sistemas de supervisão e aquisição de dados da CELPE.

No Capítulo (5) serão apresentadas simulações computacionais validando a metodologia no sistema real da CELPE.

RESULTADOS

5.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos ao aplicar a metodologia proposta em área piloto. Esta aplicação permite a avaliação da metodologia desenvolvida e validação das respostas obtidas através do algoritmo de otimização computacional. Este algoritmo foi desenvolvido especificamente para aplicação em análises de gerenciamento de cargas, com o objetivo de manter o sistema elétrico operando em condições adequadas.

A metodologia foi comparada com os resultados obtidos pela CELPE, que constam no Plano de Corte Manual de Carga, documento que deve ser elaborado e atualizado quadrimestralmente, com base em procedimentos, que apesar de balizados em experiência do dia a dia, não são capazes de avaliar uma grande quantidade de alternativas de corte de carga, e não consideram a possibilidade do remanejamento destas cargas, contemplando sempre como respostas a abertura do disjuntor do alimentador na subestação de distribuição. Destaca-se que esta comparação só foi possível, pois os processos já existentes na CELPE foram automatizados e otimizados, ou seja, os arquivos impressos do PCMC referentes ao último quadrimestre do ano de 2015 foram cadastrados em uma base de dados para utilização no software desenvolvido no Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – "Software Corte Seletivo-- cujo qual esta metodologia foi utilizada.

As simulações apresentadas concentram-se nos problemas de alívio de carregamento após montante solicitado, e quando ocorrem contingências no sistema supridor. Com base na avaliação dos resultados da aplicação piloto do software Corte Seletivo, foi possível comprovar a aplicabilidade e confiabilidade do sistema computacional desenvolvido.

A metodologia proposta e o sistema computacional foram implementados utilizando um computador com processador Intel(R) Core(TM) i5-3317U 1,7GHz, 4 Gbytes de memória RAM, Sistema Operacional Windows 10, e o Microsoft Visual Studio 2014 em linguagem C++.

5.2 Área Piloto

Para validação do AEMT-Alívio, testes foram realizados em um sistema de distribuição real de grande porte da CELPE que engloba os Sistemas Bongi, Mirueira, Pau Ferro, Joairam e Piraparama. Este sistema é composto por 57 alimentadores, 8 subestações, 1363 chaves aproximadamente 40 mil consumidores baixa tensão e 5200 consumidores em média tensão. Destes consumidores em média e baixa tensão, 3173 são consumidores considerados prioritários.

O sistema testado é real e corresponde a configuração em operação na CELPE. Os estados atuais das chaves de média tensão são obtidos do banco GSE de modo *on-line* para atualização do estado da rede no momento de execução do software Corte Seletivo. Caso não seja possível utilizar os estados das chaves em tempo real, busca-se na base de dados os estados mais atualizados possível.

O patamar de carregamento é dividido em quatro. Madrugada, manhã, tarde e noite. Pode-se utilizar no estudo o patamar de carga do momento do estudo, ou então configurá-lo para um patamar qualquer.

De acordo com os resultados obtidos nesta pesquisa, o AEMT-Alívio mostrou-se capaz de fornecer planos de alívio de carregamento com uma quantidade percentual muito boa de manobras, face a pequena quantidade percentual de chaves automáticas disponíveis nestes sistemas de distribuição. Apresentou um bom desempenho também ao priorizar o fornecimento para consumidores prioritários, evitando a transferência dos mesmo, e ainda fornecendo sequências de chaveamento.

Para a escolha da região piloto analisou-se a capilaridade dos circuitos para realizar manobras, ou seja, como os circuitos da região estariam interconectados, dessa forma havendo uma maior possibilidade para se realizar manobras.

Além deste fator, também foi considerado a região que apresenta maior concentração de pontos supridores, subestações e linhas de transmissão, o que gera, para uma situação de contingência no sistema, várias opções de suprimento às cargas atingidas, tornando a análise mais complexa e completa.

Em razão desses fatores definiu-se a região metropolitana do Recife como área piloto, pois esta apresenta uma interconexão dos alimentares que permitem várias opções de remanejamento de carga para a mesma contingência.

Alguns dados característicos da região piloto são apresentados. Na Figura (27) é possível visualizar os alimentadores e as subestações que fazem parte da região piloto.

Por sua vez, na Figura (28) é possível visualizar que as fases DEF são predominantes, bem como na Figura (29) pode-se perceber que em suma maioria, os trechos dos alimentadores são todos trifásicos. A Figura (30) ilustra os carregamentos e níveis de tensão da rede de média tensão da área piloto. Trechos em verde apresentam trechos com nível de tensão adequado,

trechos em amarelo representam trechos com nível de tensão precária e trechos em vermelho representam trechos com nível de tensão crítica.

Figura 27 – Alimentadores da região piloto.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura (31) é representado o diagrama da rede de alta tensão. Os respectivos carregamentos e níveis de tensão do sistema de alta tensão estão apresentados na Tabela (12) em que tem-se os valores dos carregamentos de alguns trechos da rede de alta tensão.

Tabela 12 – Valores de carregamento de alguns trechos da rede de alta tensão da área piloto

Código SE	P (MW)	Q (MVar)	S(MVA)
Bongi - Imbi	37,64	10,18	38,99
Bongi - Imbi	53,94	17,65	56,75
Imbi-Rjor	37,361	9,47	38,49

Figura 28 – Visualização das fases predominantes no sistema piloto de média tensão.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 29 – Característica predominante dos arranjos de média tensão do sistema piloto

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 30 – Visualização de Fluxo de Potência das redes de distribuição da Celpe

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 31 – Representação do Sistema de Alta Tensão

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 34 – Reconfiguração da rede após simulação utilizando o PCMC

Fonte: Elaborada pelo autor.

O conjunto de manobras a ser realizada com o intuito de minimizar e/ou eliminar o impacto dessa contingência na rede de alta tensão, inclui inicialmente a abertura da chave 32L1-9/IBR e do fechamento da chave 32B1-3/BR.

Na Figura (35) é possível visualizar os valores das potências na linha nas condições pré e pós contingência.

Figura 35 – Gráfico das potências nos trechos das linhas nas condições pré e pós manobras

Fonte: Elaborada pelo autor.

Dos resultados da Figura (33) verifica-se que houve uma intervenção na rede de média tensão. Assim, na Figura (36) são exibidas as modificações realizadas, enquanto que na Figura (37), a nova configuração topológica da rede.

Por meio dos procedimentos descritos no PCMC para atender um problema na alta

Figura 36 – Manobras PCMC na rede de distribuição em média tensão

The screenshot shows a software window titled "Manobras do PCD". It contains a table of performed maneuvers and summary statistics at the bottom.

Descrição	Chave	Tipo
☒ Manobra para cortar carga	C67156	Disjuntor
☒ Manobra para cortar carga	C67149	Disjuntor
☒ Manobra para cortar carga	C67155	Disjuntor
☒ Manobra para cortar carga	C67152	Disjuntor
☒ Manobra para cortar carga	C67144	Disjuntor

Carregamento Transferido e Desconexa

Demanda Transferida: 0,000 MVA (Horário crítico)

Demanda Não Atendida: 25,903 MVA (Horário crítico)

Consumidores Transferidos: 0

Consumidores não Atendidos: 28975

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 37 – Reconfiguração topológica da rede de média tensão após aplicação do PCMC na rede de distribuição em média tensão

Fonte: Elaborada pelo autor.

tensão, tem-se o resultado das manobras executadas apresentadas na Figura (36).

O plano de manobras proposto, apresenta como uma das soluções para minimizar o impacto da contingência na alta tensão, o corte de 25,9 MVA sem a transferência de cargas, como previsto. As soluções apresentadas pelo PCMC, não contemplam o remanejamento de carga na rede de média tensão. Os trechos em branco na Figura (37) mostram os alimentadores isolados.

5.3.2 Aplicando AEMT-Alívio

Para a realização das operações de corte e/ou remanejamento de carga devido à uma contingência na alta tensão, o AEMT-Alívio do software Corte Seletivo apresenta o sequenciamento de manobras necessárias para aliviar ou reduzir o impacto dessa contingência ocorrida na alta tensão, considerando somente manobras de chaves automáticas além de minimizar o desligamento de consumidores prioritários.

O estudo realizado utilizando o algoritmo evolutivo foi elaborado para que possa ser feita a comparação, simulando assim a mesma contingência apresentada no estudo do PCMC. Sendo assim, a contingência será simulada na linha de transmissão BONGI-IMBIR(1), como apresentado na Figura (32).

O conjunto de manobras a ser realizada com o intuito de minimizar e/ou eliminar o impacto dessa contingência na rede de alta tensão, inclui inicialmente a abertura da chave 32L1-9/IBR e do fechamento da chave 32B1-3/BR. Após isolada a contingência na alta tensão, será necessário realizar manobras via rede de distribuição.

As modificações necessárias realizadas na rede de média tensão são propostas pelo AEMT propoto, com base nas avaliações de queda de tensão nos alimentadores, carregamento do alimentador, perdas, carregamento da subestação, menor número de manobras, menor número de consumidores prioritários alterados, e ainda com base nas avaliações que permitam ao sistema de alta tensão operar em estado normal de operação.

A metodologia apresenta como vantagem em relação ao método tradicional, a possibilidade de realizar, quando possível, remanejamento de carga entre alimentadores de uma mesma subestação ou de subestações diferentes, bem como cortar cargas (setores/blocos de um alimentador), sem que todo o alimentador necessite ser desligado, minimizando o impacto gerado para os clientes, reduzindo a demanda não atendida e consequentemente o número de consumidores não atendidos.

Por meio do relatório de corte na distribuição para atender um problema na alta tensão, tem-se o resultado das manobras executadas. O plano de manobras proposto, apresenta como uma das soluções para minimizar o impacto da contingência na alta tensão, o corte de 12,740 MVA sem o remanejamento de cargas, visto que todas as quatro subestações pertencem a um mesmo subsistema e um eventual remanejamento de cargas entre alimentadores dessas subestações, não aliviaria a contingência na alta tensão como um todo.

Pode-se observar, na Figura (38), os alimentadores das subestações Bongi - BGI, Imbiribeira - IBR, IRA e Várzea - VZA.

Para a realização das operações de corte e/ou remanejamento de carga devido à uma contingência na alta tensão, o AEMT-ALívio apresenta o sequenciamento de manobras necessárias para aliviar ou reduzir o impacto da contingência ocorrida na alta tensão, considerando somente manobras de chaves automáticas e o desligamento da menor quantidade possível de consumidores prioritários (Figura (39)).

Figura 38 – Sistema de Distribuição composto pelas subestações - BGI, IBR, IRA, VZA

Fonte: Elaborada pelo autor.

Após a efetivação das manobras indicadas pelo AEMT-Alívio, o sistema de distribuição apresenta-se com as características observadas na Figura (40), em que os trechos em branco representam trechos desenergizados.

Assim, observa-se que houveram dois cortes em um alimentador da subestação IBR-01I3, um corte no alimentador 01I6 também da subestação IBR, e um corte na subestação VZA, no alimentador 01V5, totalizando 4 cortes de carga. Destaca-se uma redução no número de consumidores não atendidos, que com o AEMT-Alívio são de 19.376.

Na Figura (41), pode-se observar o corte de carga no alimentador 01V5-SE-VZA. Já

Figura 39 – Resultado das manobras realizadas propostas pelo AEMT-Alvírio para aliviar contingência na alta tensão

Manobras Realizadas:			
Descrição	Chave	Tipo	
☒ Atuação da proteção	E07958	Religador de Lin...	
☒ Atuação da proteção	E09096	Religador de Lin...	
☒ Atuação da proteção	E07982	Religador de Lin...	
☒ Atuação da proteção	E01241	Religador de Lin...	
Carregamento Transferido e Desconexa			
Demanda Transferida: 0,000 MVA (Horário crítico)			
Demanda Não Atendida: 12,740 MVA (Horário crítico)			
Consumidores Transferidos: 0			
Consumidores não Atendidos: 19376			

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 40 – Sistema de Distribuição composto pelas subestações - BGI, IBR, IRA, VZA após execução do alívio de carregamento

Fonte: Elaborada pelo autor.

na Figura (43) é possível observar parte do alimentador IBR-01I3 que é cortado por meio de manobra na chave E09096 e E07982.

Figura 41 – VZA-01V5 - Chaves E01241

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura (42) apresenta-se a manobra na chave E07958 que efetua o corte no alimentador IBR-01I6. Na Figura (43) apresenta-se o corte no alimentador IBR-01I3 por meio da abertura das chaves E09096 e E07982. Por fim, na Figura (44) tem-se em detalhes os pontos onde os respectivos alimentadores são seccionados permitindo o corte de carga e na Figura (45).

Figura 42 – Alimentador IBR-01I6 - Chaves E07958

Fonte: Elaborada pelo autor.

No processo realizado pelo PCMC, as tabelas indicam somente o corte de carga, por meio da abertura dos disjuntores (C67156, C67149, C67155, C67152, C67144), ou seja, retirando o alimentador por completo não permitindo o remanejamento de cargas, ou a distribuição dos cortes em alimentadores distintos, o que reduziria o índice de insatisfação dos clientes, o número de clientes não atendidos, bem como a demanda não atendida.

Figura 43 – Alimentador IBR-01I3 - Chaves E09096 e E07982

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 44 – Todos os alimentadores que sofreram corte de carga

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 45 – Trechos dos alimentadores cortados em comparação com o Sistema de Distribuição como um todo

Fonte: Elaborada pelo autor.

Destaca-se que a metodologia proposta prioriza o remanejamento de trechos dos alimentadores para outros alimentadores que suportem essa carga. Caso seja necessário aliviar o carregamento em uma subestação, o remanejamento de carga será possível entre subestações de outros subsistemas, ou seja, alimentadas por linhas de transmissão distintas. Com o intuito de desligar a menor quantidade possível de clientes, sejam eles prioritários ou não, as cargas que não forem remanejadas deverão ser cortadas, mas ao contrário do que prioriza o PCMC, somente algumas cargas serão cortadas, e não o alimentador como um todo.

Para esta condição, uma função de avaliação é utilizada, de modo a fornecer uma resposta única para o operador, considerando parâmetros de carregamento, tensão, carregamento da subestação, e número de chaveamentos que não inviabilize a execução do sequenciamento.

5.4 Testes

Para avaliar a aplicação do AEMT-Alívio no sistema real da CELPE, foram realizados diversos testes da seguinte forma:

- a) 100 testes para quando é solicitado o alívio de carregamento de 5, 10, 15, 20 e 25 MVA;

b) 100 testes para uma falta na linha de transmissão.

Vale lembrar que a situação “b” exige uma avaliação da rede de alta tensão, por meio de um fluxo de carga do tipo Newton Raphson.

O algoritmo é obviamente influenciado pela quantidade de chaves automáticas no sistema. Os parâmetros iniciais são: $g_{max} = 15000$; tamanho das tabelas = 15; ponderação para os consumidores: nível alto = 9, nível médio = 6, nível baixo = 3, consumidores comuns = 1; patamar de carga = patamar da noite.

5.5 Avaliação da Otimização

Após cada execução da metodologia proposta, um conjunto de soluções é determinado, cujos valores das restrições respeitam as características operacionais do sistema. Em comparação com a solução proposta pelo PCMC atual, os valores apresentados nas simulações com o AEMT-Alívio são melhores quando se analisa o número de consumidores desconectados e o número de consumidores prioritários desconectados.

5.5.1 Simulação para solicitação de montante de Carga

Pode-se observar na Figura (46) uma análise dos resultados obtidos por meio da metodologia AEMT-Alívio, aplicada ao sistema piloto. Os resultados apresentados referem-se aos valores de manobras em chaves automáticas no sistema elétrico. Os valores foram obtidos com base nos resultados de 100 simulações realizadas com a metodologia, com base na tabela de alívio de carregamento solicitado.

Figura 46 – Gráfico número de manobras

Fonte: Elaborada pelo autor.

Algumas fronteiras de pareto obtidas pelo AEMT-Alívio são ilustradas nas Figuras (47, 48, 49, 50 e 51). De acordo com as fronteiras de pareto geradas, é possível observar o mapeamento das soluções com o menor número de operação de manobras em chaves automáticas propostas pela metodologia AEMT-Alívio

Pode-se observar, por exemplo, que para o alívio de 5 MVA de carregamento, podem existir soluções factíveis que com poucas manobras aliviem o necessário, porém mantenham um grande número de consumidores sem atendimento, ou então, soluções factíveis, que aliviem os 5MVA de carregamento, com um número maior de manobras, e que mantenham um pequeno número de consumidores sem atendimento. Um outro fator importante que impacta diretamente neste indicador é a pequena quantidade de chaves automáticas em relação ao total de chaves.

Figura 47 – Fronteira de Pareto obtida para o Alívio de 5 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nas Figuras 52, 53, 54, 55 e 56 são apresentadas as fronteiras de pareto do conjunto função agregação.

Pode-se observar, por exemplo, na Figura (52) que realizar 4 manobras em chaves automáticas, melhora muito pouco em relação ao parâmetro função agregação.

Na Figura (54) um número de manobras maior do que 10 apresenta um valor da função agregação próximo de 100, porém, pode-se dizer que manobrar 15 ou mais chaves, pode ser uma situação não posta em prática, mesmo que estas sejam automáticas.

Na Figura (55), uma manobra a mais, pode permitir uma redução muito grande na função de agregação, o que pode indicar mais consumidores e consumidores prioritários conectados.

Figura 48 – Fronteira de Pareto obtida para o Alívio de 10 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 49 – Fronteira de Pareto obtida para o Alívio de 15 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 50 – Fronteira de Pareto obtida para o Alívio de 20 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 51 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 25 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 52 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 5 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 53 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 10 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 54 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 15 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 55 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 20 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

Novamente na Figura (56) pode-se observar a grande redução no valor da função agregação, quando se realiza uma ou duas manobras a mais em chaves automáticas.

Figura 56 – Fronteiras de Pareto obtidas para o Alívio de 25 MVA do Sistema

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.5.1.1 PCMC vs AEMT-Alívio

Para plotar este gráfico (Figura (57)), 100 testes foram realizados com o AEMT-Alívio. Uma média das respostas factíveis foi obtida, e comparadas com as respostas fornecidas pelo PCMC. Em 98% dos casos, o AEMT-Alívio fornece respostas factíveis melhores do que as respostas fornecidas pelo PCMC, em relação a quantidade de consumidores totais sem fornecimento de energia. Somente em 2% dos casos, o PCMC é melhor ou fornece respostas iguais ao AEMT-Alívio.

Figura 57 – PCMC vs AEMT-Alívio - Consumidores sem fornecimento

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para as análises de consumidores prioritários atingidos por remanejamento e/ou corte de carga, os mesmos 100 testes foram realizados. Em 87% dos casos, o AEMT-Alívio propõe manobras em chaves automáticas que são melhores, ou seja, atingem menos consumidores prioritários, conforme apresentado na Figura (58).

Figura 58 – PCMC vs AEMT-Alívio - Consumidores *Vips* atingidos

Fonte: Elaborada pelo autor.

Considere a execução de 100 testes com o AEMT-Alívio, para que seja possível comparar o número médio de manobras necessário para aliviar o montante necessário solicitado. Em 7% das vezes, o AEMT-Alívio apresentou respostas factíveis melhores do que o PCMC, sob o ponto de vista de menor quantidade de manobras, como apresentado na Figura (59). Este valor apresenta-se pior do que o proposto pelo PCMC, entretanto, deve-se levar em consideração que o PCMC, na grande totalidade dos casos, propõe manobras únicas na saída do alimentador, desligando o alimentador por completo, e o AEMT-Alívio busca ao máximo minimizar esse tipo de manobra única que desliga o alimentador, propondo manobras que remanejem o máximo de cargas possível, e só quando esgotada estas opções, é que parte-se para cortar cargas. Além disso, vale ressaltar que através da análise das Fronteiras de Pareto fornecidas pelo AEMT-Alívio torna-se possível a obtenção de soluções de compromisso entre o número de chaveamento e a quantidade de cargas cortadas.

5.5.2 Simulação para contingência no sistema supridor

Nesta subseção são apresentados os resultados dos testes comparativos entre as soluções factíveis propostas pelo AEMT-Alívio e as soluções propostas pelo PCMC. Para plotar este gráfico, 100 testes foram realizados com o AEMT-Alívio. Uma média das respostas factíveis foi obtida, e comparadas com as respostas fornecidas pelo PCMC. Em 85% dos casos, o AEMT-Alívio fornece respostas factíveis melhores do que as respostas fornecidas pelo PCMC, em relação a quantidade de consumidores totais sem fornecimento de energia. Somente em 15% dos casos, o PCMC é melhor ou fornece respostas iguais ao AEMT-Alívio, como apresentado na Figura (60).

Figura 59 – PCMC vs AEMT-Alívio - Número de manobras

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 60 – Gráfico comparativo PCMC vs AEMT-Alívio - Consumidores sem atendimento

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para as análises de consumidores prioritários atingidos por remanejamento e/ou corte de carga, os mesmos 100 testes foram realizados. Em 80% dos casos, o AEMT-Alívio propõe manobras em chaves automáticas que são melhores, ou seja, atingem menos consumidores prioritários, conforme apresentado na Figura (62).

Considerando agora os 100 testes com o AEMT-Alívio, mas comparando o número de manobras necessário para aliviar o montante necessário solicitado, em 8% das vezes, o AEMT-Alívio apresentou respostas factíveis melhores do que o PCMC, sob o ponto de vista de menor quantidade de manobras. Este número em uma análise, assim como o da Figura (59), prévia parece ser pior do que o apresentado pelo PCMC, mas deve-se levar em consideração que o PCMC na grande totalidade dos casos, propõe manobras únicas na saída do alimentador, desligando o alimentador por completo, e o AEMT-Alívio busca ao máximo minimizar esse tipo de manobra única que desliga o alimentador. Lembrando ainda do fato de o AEMT-Alívio fornecer soluções de compromisso entre o número de chaveamento e a quantidade de cargas cortadas, em função de o AEMT-Alívio permitir a obtenção de Fronteiras de Pareto.

Figura 61 – Gráfico comparativo PCMC vs AEMT-Alívio - Consumidores *Vips* atingidos

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 62 – Gráfico comparativo PCMC vs AEMT-Alívio - Números de Manobras

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.6 Conclusão

Conforme apresentado neste capítulo, ao aplicar a metodologia proposta em um sistema de distribuição real de grande porte da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, constatou-se que, em comparação com a técnica atualmente utilizada pela Distribuidora, a metodologia desenvolvida é confiável e apresenta bons resultados no que se refere a sequência exequível de manobras, a diminuição do número de chaveamentos e redução do número de consumidores e consumidores prioritários sem atendimento. Além disso, a metodologia possui capacidade de aplicação em outros sistemas semelhantes e foi integrada em um sistema computacional com ambiente gráfico permitindo estudos de caso e armazenamento em banco de dados.

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

Dispositivos de chaveamento mais sofisticados contribuem em melhorias operativas dos sistemas de energia elétrica ao mesmo tempo em que a maior disponibilidade de medições permite um aprimoramento dos modelos de simulação. Neste contexto, torna-se cada vez mais complexa a proposição de um plano otimizado de corte de carga no sistema de distribuição em média tensão, dados os aspectos complexos a serem ponderados que incluem a determinação de sequência ordenada de manobras que minimize as interrupções, mitigue os impactos técnicos e na proteção, e implique em uma quantidade de operações em chaves que não inviabilize na prática a solução indicada.

Esta tese analisa duas situações distintas que podem solicitar ações de alívio de carregamento. A primeira delas, considera que dado uma contingência, ou na iminência de ocorrer alguma, nos sistemas de suprimento – Geração e Transmissão, seja necessário cortar determinado montante de carga na média tensão – Sistema de Distribuição – para que os sistemas de suprimento mantenham-se em condição normal de operação. Este montante de carga, é um dado de entrada, pré-definido por análises e estudos do Operador Nacional do Sistema. A segunda situação, permite análises de remanejamento e/ou corte cargas, em virtude de uma contingência nos sistemas de suprimento, sem que se saiba de antemão o montante necessário.

Para analisar este problema, esta tese propôs a concepção e o desenvolvimento de um sistema de grande porte – que dê soluções otimizadas ao que foi descrito – direcionado ao gerenciamento dos sistemas elétricos, viabilizando a aplicação das seguintes funcionalidades: (i) diagnóstico das condições de interrupção; (ii) proposição do melhor sequenciamento de manobras que viabilize o alívio de carregamento no sistema de distribuição, em casos de contingências no sistema de suprimento, considerando a possibilidade de conhecer ou não o montante de carga necessário a ser cortada. Para tanto, a metodologia desenvolvida foi fundamentada na

metodologia denominada Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo em Tabelas (SANTOS *et al.*, 2010), criada originalmente para tratar problemas de restabelecimento de energia e que faz uso da Representação Nó-Profundidade, (DELBEM *et al.*, 2004), para representar computacionalmente sistemas de distribuição sem simplificações.

Apesar de sua capacidade em tratar do problema de restabelecimento de energia, o AEMT (SANTOS *et al.*, 2010) não contempla as análises de remanejamento e de corte de carga em Sistemas de Distribuição, após contingências no sistema supridor. Sendo assim, realizou-se o aprimoramento do algoritmo para abranger tais melhorias.

O problema de alívio de carregamento a partir de reconfiguração de redes consiste, basicamente, em determinar uma configuração radial que alivia a quantidade de carga solicitada – preferencialmente via remanejamento, mas caso não seja possível, via corte de carga – e minimize o número de manobras realizadas atendendo uma série de restrições estabelecidas. Com base nessas questões, uma formulação matemática que trata computacionalmente o problema de alívio de carregamento foi desenvolvida e apresentada nesta tese.

Ao se aplicar a metodologia proposta em um sistema de distribuição real de grande porte da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, constatou-se que, em comparação com a técnica atualmente utilizada pela Distribuidora, a metodologia desenvolvida é confiável e apresenta bons resultados no que se refere a sequência exequível de manobras, a diminuição do número de chaveamentos e redução do número de consumidores e consumidores prioritários sem atendimento. Além disso, a metodologia possui capacidade de aplicação em outros sistemas semelhantes e foi integrada em um sistema computacional com ambiente gráfico permitindo estudos de caso e armazenamento em banco de dados.

É importante destacar que este trabalho é parte integrante dos resultados do P&D denominado - "Transferência e Corte Seletivo Através do Gerenciamento Otimizado de Cargas". sob código ANEEL - PG-0043-0112/2012. Esse P&D é resultado da parceria entre a Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, empresa de distribuição de energia elétrica do estado de Pernambuco e a Daimon Engenharia e Sistemas, uma empresa de engenharia altamente especializada em serviços de regulação, desenvolvimento de soluções em software, estudos e projetos de pesquisa e desenvolvimento e novos negócios que visam melhorias no setor energético. Um projeto, no qual tive a oportunidade de iniciar os estudos, e que desencadeou-se nessa tese de doutoramento, cujas técnicas e procedimentos foram elaborados em meu trabalho na Universidade de São Paulo e desenvolvidas e aplicadas como Engenheiro na Daimon Engenharia e Sistemas.

Sendo assim, a relevância desta tese para as concessionárias de energia elétrica decorre de melhoria de processo interno e qualidade do serviço prestado, tendo em vista que a metodologia desenvolvida constitui-se como a parte principal de um sistema de gerenciamento desenvolvido, com módulos de diagnóstico de interrupção, proposição otimizada de um plano de manobras que viabilize o remanejamento de cargas, bem como cortes seletivos da carga, além de utilizar

informações de dados elétricos provenientes de equipamentos com medição, em tempo real.

Para o setor elétrico a tese disponibiliza um novo método e software para análises de áreas de corte das subestações, reconfiguração de redes e determinação do sequenciamento ótimo de manobras, em consonância com os ditames do Módulo 4 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Já a sociedade se beneficiará de melhoria da qualidade do fornecimento.

6.2 Trabalhos Futuros

Apresenta-se a seguir algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Agregar um estudo de como localizar os melhores pontos para instalação de chaves automáticas, visto que por hora, é impraticável que todos os pontos do sistema elétrico possuam este tipo de chave;
- Um estudo que contemple as análises de remanejamento e corte de carga com geradores distribuídos;
- Realizar estudos estatísticos para definição das ponderações da função agregação;
- Desenvolver modelagem trifásica para permitir avaliação de esquemas de proteção;
- Incluir dados estatísticos como taxas de falhas de equipamentos, dados de qualidade de energia, dados históricos de manutenção, nas análises que permitirão simular contingências em pontos estratégicos, tornando mais fiel a elaboração do PCMC;
- Investigar técnicas para garantir rotatividade de corte de carga entre alimentadores avaliando índices de satisfação dos clientes, índices de continuidade, dentre outros;
- Avaliar novos critérios que possam ser considerados na avaliação multicritério, com foco em diferentes atributos dos sistemas de distribuição. Como exemplo recomenda-se a verificação da viabilidade de se considerar os custos diretos sofridos pelos consumidores decorrentes da descontinuidade no suprimento de energia.

6.3 Artigos Publicados

- 1 – **Borges, G.P.**; Lima, R.L.; London Jr., J.B.A. ; Vieira, J.C.M.; Antunes, A.U.; Meffe, A.; Moura, L.F.. **Analysis of load shedding applied to the operation of the intentional Islanding of distributed synchronous generators.** In: CIRED - The 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2015, Lyon, France. CIRED - The 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - 15-18 June 2015 - Lyon, France, 2015.

- 2 – **Borges, G.P.**; Romero, F.; Ferreira Neto, L.H.T.; Castilho, J.; Meffe, A.; Antunes, A.U.; Moura, L.F.; Pires Junior, A. **Use of Genetic Algorithm for Evaluation and Control of Technical Problems Due to Load Shedding in Power Systems.** In: IEEE PES Conference on Innovative SMART GRID Technologies Latin American (ISGT-LA 2015), 2015, Montevideo. Proceedings of IEEE PES Conference on Innovative SMART GRID Technologies Latin American (ISGT-LA 2015), 2015.
- 3 – Romero, F.; **Borges, G.P.**; Ferreira Neto, L.H.T.; Salvo, M. P.; Antunes, A.U.; Meffe, A.; Vilar, J.B.. **Contribuição para o cálculo de fluxo de potência em alimentadores de distribuição de média tensão através do desenvolvimento de metodologia para correção de demanda e corrente por fase utilizando o conceito Smart Grid.** In: XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI 2014, 2014, Santos. XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI 2014, 2014.
- 4 – Borges, G.P.; Romero, F.; Antunes, A.U.; Vilar, J.B.. **Methodology for Load Correction per Phase in Distribution System Using Smart Metering Data.** In: 10th Latin-American Congress on Electricity, Generation and Transmission - CLAGTEE 2013, 2013, Viña del Mar. 10th Latin-American Congress on Electricity, Generation and Transmission, 2013.
- 5 – Romero, F.; Borges, G.P.; Ferreira Neto, L.H.T.; Meffe, A.; Antunes, A.U.; Vilar, J.B. ; Pires Junior, A.. **Conceituação e desenvolvimento de um sistema inteligente para gestão técnica eficiente de redes de distribuição.** P&D: Revista Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel, v. 06, p. 84-86, 2015.

6.3.1 *Artigo Enviado para Revista*

- 1 – Borges, G.P.; London Jr. J.B.A.; Romero, F.; L.H.T. Ferreira Neto, Castilho Neto, J., Moura, L.; Meffe, A.. **Load Shedding in Medium Voltage Distribution System due to Supply System Contingency** In: IEEE Transactions on Power System, 2016.

6.3.2 *Participação em Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento*

Concomitantemente ao desenvolvimento desta pesquisa, o doutorando desenvolveu atividades no âmbito do desenvolvimento de um projeto de P&D entre a Daimon Engenharia e Sistemas e a Companhia Energética de Pernambuco, no período de 2013 até 2015, com o título: “Transferência e Corte Seletivo Através do Gerenciamento Otimizado de Cargas”. Este projeto visava o desenvolvimento de um Sistema de gestão da operação com módulos para tratamento de tópicos de alta complexidade, como diagnóstico da interrupção, plano de recomposição a partir de sequência ótima de manobras, propostas de cortes seletivos da carga em condições de esgotamento da capacidade de remanejamento.

REFERÊNCIAS

- AL-HASAWI, W. M.; NAGGAR, K. M. E. Optimum steady-state load-shedding scheme using genetic based algorithm. In: IEEE. **Electrotechnical Conference, 2002. MELECON 2002. 11th Mediterranean**. [S.l.], 2002. p. 605–609. Citado na página 48.
- AMORIM, R. M. C. Restabelecimento de Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de Algoritmos Evolutivo e da Representação Nó-Profundidade. 2012. Citado 5 vezes nas páginas 41, 61, 62, 66 e 73.
- AMRAEE, T.; MOZAFARI, B.; RANJBAR, A. An improved model for optimal under voltage load shedding: particle swarm approach. In: IEEE. **Power India Conference, 2006 IEEE**. [S.l.], 2006. p. 6–pp. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 46.
- ANDERSON, P.; MIRHEYDAR, M. An adaptive method for setting underfrequency load shedding relays. **Power Systems, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 7, n. 2, p. 647–655, 1992. Citado na página 43.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**. Brasília, 2010. Citado na página 28.
- ANEEL, P. d. D. d. E. **Elétrica no Sistema Elétrico Nacional–PRODIST - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. [S.l.]: Módulo, 2012. Citado na página 73.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 4, n. 1, p. 735–743, 1989. Citado na página 63.
- BENAYOUN, R.; MONTGOLFIER, J. D.; TERGNY, J.; LARITCHEV, O. Linear programming with multiple objective functions: Step method (stem). **Mathematical programming**, Springer, v. 1, n. 1, p. 366–375, 1971. Citado na página 64.
- BIKAS, A.; VOUMVOULAKIS, E.; HATZIARGYRIOU, N. Neuro-fuzzy decision trees for dynamic security control of power systems. In: IEEE. **Intelligent System Applications to Power Systems, 2009. ISAP'09. 15th International Conference on**. [S.l.], 2009. p. 1–6. Citado na página 46.
- BILLINGTON, R. **Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques**. 1. ed. Nova Iorque: Plenum Press, 1983. Citado na página 27.
- BILLINTON, R.; SATISH, J. Effect of rotational load shedding on overall power system adequacy indices. In: IET. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**-. [S.l.], 1996. v. 143, n. 2, p. 181–187. Citado na página 50.
- BORGES, H. F. **Otimização do processo de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de grande porte utilizando chaves automáticas**. 2013. Citado na página 41.

CAMILLO, M. C.; FANUCCHI, R. Z.; M.E.V., R.; LIMA, T.; SOARES, A. d. S.; DELBEM, A.; MARQUES L.T., M. C.; B.A., L. J. J. Combining exhaustive search and multi-objective evolutionary algorithm for service restoration in large-scale distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 134, n. 3, p. 1–8, 2016. Citado na página 38.

CAMILLO, M. H. M. **Avaliação de uma metodologia para restabelecimento de energia baseada em algoritmos evolutivos multi-objetivos no sistema de distribuição de energia da COPEL na cidade de Londrina**. 2013. Citado na página 41.

CARARETO, R. **Aplicativo Computacional de Aquisição e Armazenamento de Medições (ACAAM)**. São Paulo - SP, 2011. 78 p. Citado na página 138.

CARRANO, E.; RIBEIRO, G.; CARDOSO, E.; TAKAHASHI, R. Subpermutation based evolutionary multiobjective algorithm for load restoration in power distribution networks. **IEEE**, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

CARRANO, E.; ROMERO, R.; PADILHA-FELTRIN, A. An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 4, p. 1542 – 1551, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 55.

CHEN, C.-R.; TSAI, W.-T.; CHEN, H.-Y.; LEE, C.-Y.; CHEN, C.-J.; LAN, H.-W. Optimal load shedding planning with genetic algorithm. In: **IEEE. Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), 2011 IEEE**. [S.l.], 2011. p. 1–6. Citado na página 47.

COMASSETTO, L.; HASS, M.; DAZA, E. Critérios de priorização de sistemas para o alívio de carga em casos de contingência. **XX-Sendi - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, 2014. Citado na página 50.

CÔTÉ, P.; COTE, S.-P.; LACROIX, M. Programmable load shedding-systems-hydro-quebec's experience. In: **IEEE. Power Engineering Society Summer Meeting, 2001**. [S.l.], 2001. v. 2, p. 818–823. Citado na página 44.

DEB, K. **Multi-objective optimization using evolutionary algorithms**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2001. v. 16. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 55.

DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii. **Evolutionary Computation, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 6, n. 2, p. 182–197, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 57.

DEB, K.; SUNDAR, J. Reference point based multi-objective optimization using evolutionary algorithms. In: **ACM. Proceedings of the 8th annual conference on Genetic and evolutionary computation**. [S.l.], 2006. p. 635–642. Citado na página 57.

DELBEM, A. C. B.; CARVALHO, A. C. L. F. d.; POLICASTRO, C. A.; PINTO, A. K. O.; HONDA K. GARCIA, A. C. Node-depth Encoding for Evolutionary Algorithms Applied to Network Design Algorithm. **Genetic and Evolutionary Computation – GECCO 2004**, v. 3102, p. 678–687, 2004. Citado 6 vezes nas páginas 38, 39, 54, 60, 83 e 124.

DELFINO, B.; MASSUCCO, S.; MORINI, A.; SCALERA, P.; SILVESTRO, F. Implementation and comparison of different under frequency load-shedding schemes. In: **IEEE. Power Engineering Society Summer Meeting, 2001**. [S.l.], 2001. v. 1, p. 307–312. Citado na página 43.

EBERHART, R. C.; KENNEDY, J. *et al.* A new optimizer using particle swarm theory. In: NEW YORK, NY. **Proceedings of the sixth international symposium on micro machine and human science**. [S.l.], 1995. v. 1, p. 39–43. Citado na página 46.

ECHAVARREN, F.; LOBATO, E.; ROUCO, L.; NAVARRETE, M.; CASANOVA, R.; LÓPEZ, G. A load shedding algorithm for improvement of load margin to voltage collapse. In: IEEE. **Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna**. [S.l.], 2003. v. 1, p. 6–pp. Citado na página 44.

EL-SADEK, M. Preventive measures for voltage collapses and voltage failures in the egyptian power system. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 44, n. 3, p. 203–211, 1998. Citado na página 43.

FARANDA, R.; PIEVATOLO, A.; TIRONI, E. Load shedding: a new proposal. **Power Systems, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 22, n. 4, p. 2086–2093, 2007. Citado na página 48.

GAULKE, E. **Metodologia para determinação do corte de carga em sistemas de distribuição utilizando inteligência artificial e múltiplos critérios**. 197 p. Tese (Doutorado), 2007. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/89853>>. Citado na página 47.

GOIS, M.; SANCHES, D.; MARTINS, J.; LONDON Jr., J.; DELBEM, A. Multi-objective evolutionary algorithm with Node-Depth Encoding and Strength Pareto for service restoration in large-scale distribution systems. **7th International Conference on Evolutionary Multi-Criterion Optimization (EMO 2013)**, 2013. Citado na página 39.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power system analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. Citado na página 27.

GRANVILLE, S.; MELLO, F.; MELLO, A. Application of interior point methods to power flow unsolvability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 2, p. 1096–1103, 1996. Citado na página 48.

HAIDAR, A. M.; MOHAMED, A.; HUSSAIN, A. Vulnerability control of large scale interconnected power system using neuro-fuzzy load shedding approach. **Expert Systems with Applications**, Elsevier, v. 37, n. 4, p. 3171–3176, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.

HOBSON, E.; ALLEN, G.; LAI, L.; NDEH-CHE, F. Effectiveness of artificial neural networks for first swing stability determination of practical systems. discussion. **IEEE transactions on power systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers, v. 9, n. 2, p. 1062–1068, 1994. Citado na página 45.

HOLLAND, J. H. **Adaptation in natural and artificial systems: an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence**. [S.l.]: U Michigan Press, 1975. Citado na página 47.

HONG, Y.-Y.; HSIAO, M.-C.; CHANG, Y.-R.; LEE, Y.-D.; HUANG, H.-C. Multiscenario underfrequency load shedding in a microgrid consisting of intermittent renewables. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 28, n. 3, p. 1610–1617, 2013. Citado na página 47.

HOOSHMAND, R.; MOAZZAMI, M. Optimal design of adaptive under frequency load shedding using artificial neural networks in isolated power system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 42, n. 1, p. 220–228, 2012. Citado na página 45.

HSU, C.-T.; CHUANG, H.-J.; CHEN, C.-S. Adaptive load shedding for an industrial petroleum cogeneration system. **Expert Systems with Applications**, Elsevier, v. 38, n. 11, p. 13967–13974, 2011. Citado na página 44.

JAVADIAN, S.; HAGHIFAM, M.-R.; BATHAEE, S.; FIROOZABAD, M. F. Adaptive centralized protection scheme for distribution systems with dg using risk analysis for protective devices placement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 44, n. 1, p. 337–345, 2013. Citado na página 45.

KAGAN, N.; ADAMS, R. Electrical power distribution systems planning using fuzzy mathematical programming. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 16, n. 3, p. 191–196, 1994. Citado na página 74.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. [S.l.]: Edgard Blücher, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 63, 66 e 76.

KUMAR, Y.; DAS, B.; SHARMA, J. Multiobjective, multiconstraint service restoration of electric power distribution system with priority customers. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 23, n. 1, p. 261–270, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 55.

LAGHARI, J.; MOKHLIS, H.; BAKAR, A.; MOHAMAD, H. Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: a review. **energy conversion and management**, Elsevier, v. 75, p. 130–140, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 51.

LOPES, J. P.; WA, W. C.; PROENÇA, L. Genetic algorithms in the definition of optimal load shedding strategies. In: IEEE. **Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on**. [S.l.], 1999. p. 154. Citado na página 47.

MANSOUR, M.; SANTOS, A.; LONDON, J.; DELBEM, A.; BRETAS, N. **Energy restoration in distribution systems using multi-objective evolutionary algorithm and an efficient data structure**. 2009. Citado 4 vezes nas páginas 38, 39, 41 e 55.

MARQUES, L. T. **Restabelecimento de energia por reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de grande porte com priorização de chaves, consumidores e definição de sequência de chaveamento**. 2013. Citado 3 vezes nas páginas 41, 68 e 87.

MARQUES, L. T. **Restabelecimento de energia por reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de grande porte com priorização de chaves, consumidores e definição de sequência de chaveamento**. Tese (Doutorado) — Universidade de Sao Paulo, 2013. Citado na página 88.

MECHENBIER, J.; ELLIS, A.; CURTNER, R. Load-shedding scheme protects utility from voltage collapses-pnm designed and implemented an automated system to drop load when subjected to significant voltage instability. **Transmission and Distribution World**, Overland Park, KS: Intertec Pub. Corp., 1996-, v. 56, n. 12, p. 38–43, 2004. Citado na página 44.

MEFFE, A. **Cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição—modelos adequáveis às características do sistema e à disponibilidade de informações**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 71, 72 e 73.

MENDOZA, F.; BERNAL-AGUSTIN, J. L.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. *et al.* Nsga and spea applied to multiobjective design of power distribution systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 21, n. 4, p. 1938–1945, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 55.

MITCHELL, M. A.; LOPES, J.; FIDALGO, J.; MCCALLEY, J. D. Using a neural network to predict the dynamic frequency response of a power system to an under-frequency load shedding scenario. In: IEEE. **Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE**. [S.l.], 2000. v. 1, p. 346–351. Citado na página 45.

MOAZZAMI, M.; KHODABAKHSHIAN, A. A new optimal adaptive under frequency load shedding using artificial neural networks. In: IEEE. **Electrical Engineering (ICEE), 2010 18th Iranian Conference on**. [S.l.], 2010. p. 824–829. Citado na página 45.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. [S.l.]: E. Blucher, 1983. Citado na página 27.

ONAT, N.; ERSOZ, S. Analysis of wind climate and wind energy potential of regions in turkey. **Energy**, Elsevier, v. 36, n. 1, p. 148–156, 2011. Citado na página 46.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 - ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro, 2010. Citado 4 vezes nas páginas 28, 29, 30 e 31.

ONS. Sub-módulo 10.21. **Procedimentos de Rede – Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 - submódulo 10.21 - Gerenciamento da Carga para Controle de Frequência no Sistema**, v. 1, p. 12, 2010. Citado na página 31.

PRODIST, A. **Agência Nacional de Energia Elétrica-Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 4– Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**. [S.l.]: Revisão, 2010. Citado na página 31.

RAD, B. F.; ABEDI, M. An optimal load-shedding scheme during contingency situations using meta-heuristics algorithms with application of ahp method. In: IEEE. **Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 2008. OPTIM 2008. 11th International Conference on**. [S.l.], 2008. p. 167–173. Citado na página 47.

RAO, K. U.; BHAT, S. H.; GANESHPRASAD, G. G.; JAYAPRAKASH, G.; PILLAPPA, S. N. A novel grading scheme for loads to optimize load shedding using genetic algorithm in a Smart Grid environment. **2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2013**, p. 1–6, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/>>. Citado na página 49.

SADATI, N.; AMRAEE, T.; RANJBAR, A. A global particle swarm-based-simulated annealing optimization technique for under-voltage load shedding problem. **Applied Soft Computing**, Elsevier, v. 9, n. 2, p. 652–657, 2009. Citado na página 46.

SALLAM, A.; KHAFAGA, A. Fuzzy expert system using load shedding for voltage instability control. In: IEEE. **Power Engineering 2002 Large Engineering Systems Conference on, LESCOPE 02**. [S.l.], 2002. p. 125–132. Citado na página 45.

SANAYE-PASAND, M.; DAVARPANAH, M. A new adaptive multidimensional load shedding scheme using genetic algorithm. In: IEEE. **Electrical and Computer Engineering, 2005. Canadian Conference on**. [S.l.], 2005. p. 1974–1977. Citado na página 47.

SANCHES, D.; LONDON, J.; DELBEM, A.; SANTOS, A. Integrating relevant aspects of moeas applied to service restoration in distribution systems. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE**. [S.l.], 2012. p. 1–8. Citado na página 55.

SANCHES, D. S. **Algoritmos Evolutivos Multi-Objetivo para Reconfiguração de Redes em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2013. Citado na página 41.

SANCHES, D. S.; LIMA, T. W.; SANTOS, A.; DELBEM, A. C. B.; LONDON, J. B. A. **Node-Depth Encoding with recombination for multi-objective Evolutionary Algorithm to solve loss reduction problem in large-scale distribution systems**. 2011. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

SANCHES, D. S.; LONDON, J. B. A.; DELBEM, A. C. B. Multi-objective evolutionary algorithm for single and multiple fault service restoration in large-scale distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 110, p. 144–153, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 41.

SANCHES, D. S.; LONDON, J. B. A.; DELBEM, A. C. B.; PRADO, R. S.; GUIMARÃES, F. G.; NETO, O. M.; LIMA, T. W. de. Multiobjective evolutionary algorithm with a discrete differential mutation operator developed for service restoration in distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 62, p. 700–711, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 41, 77 e 82.

SANTOS, A. **Restabelecimento de energia considerando todas as barras e chaves de um sistema de distribuição real**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2004. Citado na página 41.

SANTOS, A. **Algoritmo evolutivo computacionalmente eficiente para reconfiguração de sistemas de distribuição**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009. Citado 5 vezes nas páginas 34, 41, 61, 69 e 97.

SANTOS, A.; DELBEM, A. C.; LONDON, J.; BRETAS, N. G. *et al.* Node-depth encoding and multiobjective evolutionary algorithm applied to large-scale distribution system reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1254–1265, 2010. Citado 23 vezes nas páginas 34, 35, 38, 39, 40, 41, 53, 57, 58, 60, 63, 64, 66, 67, 68, 69, 70, 77, 80, 82, 84, 85 e 124.

SANTOS, A. C.; NANNI, M.; MANSOUR, M. R.; DELBEM, A. C. B.; JR, J. B. A. L.; BRETAS, N. G. A Power Flow Method Computationally Efficient for Large-Scale Distribution Systems. p. 1–6, 2008. Citado 4 vezes nas páginas 55, 63, 72 e 76.

SASIKALA, J.; RAMASWAMY, M. Fuzzy based load shedding strategies for avoiding voltage collapse. **Applied Soft Computing**, Elsevier, v. 11, n. 3, p. 3179–3185, 2011. Citado na página 45.

SCHMIDT, H. P.; IDA, N.; KAGAN, N.; GUARALDO, J. C. Fast reconfiguration of distribution systems considering loss minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1311–1319, 2005. ISSN 08858950. Citado na página 54.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, 1988. Citado 2 vezes nas páginas 63 e 66.

SILVA, A. L. Optimum load shedding strategies in distribution systems. **IEEE Power Tech Conference**, 2001. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/_all.jsp?arnumber=964>. Citado na página 48.

TANG, J.; LIU, J.; PONCI, F.; MONTI, A. Adaptive load shedding based on combined frequency and voltage stability assessment using synchrophasor measurements. p. 1–13, 2013. Citado na página 43.

THALASSINAKIS, E. J.; DIALYNAS, E. N.; AGORIS, D. Method combining anns and monte carlo simulation for the selection of the load shedding protection strategies in autonomous power systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 21, n. 4, p. 1574–1582, 2006. Citado na página 45.

TSO, S.; ZHU, T.; ZENG, Q.; LO, K. Investigation of extended fuzzy reasoning and neural classification for load-shedding prediction to prevent voltage instability. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 43, n. 2, p. 81–87, 1997. Citado na página 45.

WANGDEE, W.; BILLINTON, R. Utilization of time varying event-based customer interruption cost load shedding schemes. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 27, n. 9, p. 674–681, 2005. Citado na página 49.

ZAN, J. C. **Metodologia para restabelecimento de energia em sistemas de distribuição considerando reguladores de tensão, bancos de capacitores e as características operacionais de vários tipos de chaves seccionadoras**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 59.

ZARENEZHAD, B.; AMINIAN, A. Accurate prediction of sour gas hydrate equilibrium dissociation conditions by using an adaptive neuro fuzzy inference system. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 57, p. 143–147, 2012. Citado na página 46.

GLOSSÁRIO

Alta Tensão de Distribuição – AT: Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica, criada pela Lei 9.427, de 1996, para regular e fiscalizar o serviço de energia elétrica no Brasil. Sucessora do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

Barra: As barras são o ponto de conexão para todos os outros elementos do circuito.

Blecaute (Apagão): – Falta generalizada de energia em uma determinada região.

Carga Instalada: Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

Carga: Caracterização da demanda do sistema, em um determinado ponto de interesse, definida por uma ou mais das seguintes grandezas: potência ativa, demanda de energia ativa e demanda de energia reativa.

Concessionária: Agente titular de concessão, permissão ou autorização federal para explorar a prestação de serviços públicos de energia elétrica, referenciado.

Conjunto de medição: Sistema de medição de energia elétrica externo, acoplado à baixa ou à média tensão por meio de transformadores de medição, fornecendo a indicação de leitura de forma remota ou de forma convencional.

Consumidor: Pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s), segundo disposto nas normas e nos contratos.

Contingência: (PRODIST) – Perda de equipamentos ou instalações que provoca ou não violação dos limites operativos ou corte de carga.

Corte de carga: Interrupção de suprimento de energia elétrica através do desligamento automático ou manual, de linhas de transmissão ou de circuitos de distribuição.

Demanda: Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente.

Esquema Regional de Alívio de Carga: ERAC – Sistema de proteção que, por meio do desligamento automático e escalonado de blocos de carga, utilizando relés de frequência, minimiza os efeitos de subfrequência decorrentes de perda de grandes blocos de geração.

Estudos de fluxo de potência: Estudo do sistema elétrico tendo como base parâmetros da rede, de centrais geradoras, de cargas e tensões, com o objetivo de se avaliar o fluxo de potência nas redes, as perdas e o carregamento do sistema elétrico.

Gerenciamento de Carga: Ações voltadas para cobrir qualquer deficiência de geração, transmissão, distribuição ou transformação em que a carga a ser atendida supere a capacidade de suprimento/atendimento da área afetada, resultando, portanto, em remanejamentos ou cortes de carga previamente estabelecidos para garantia da integridade do sistema.

Média Tensão de Distribuição – MT: Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Potência ativa: Quantidade de energia elétrica solicitada por unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW).

Potência elétrica: Quantidade de energia elétrica que cada equipamento elétrico pode consumir, por unidade de tempo, expressa em Watt (W) e seus múltiplos.

Remanejamento de Carga: Transferência de carga entre instalações de um sistema elétrico.

SOFTWARE PARA APOIO À DECISÃO NAS AÇÕES DE ALÍVIO DE CARREGAMENTO

A.1 Introdução

Este Capítulo tem como objetivo apresentar um manual descritivo das principais funcionalidades e procedimentos da versão final do software “Corte Seletivo”, produto principal do Projeto.

Com base na aplicação piloto do software Corte Seletivo, a Celpe terá meios para avaliar o sistema computacional desenvolvido para colocá-lo em produção.

É importante destacar que o software foi desenvolvido em um projeto de pesquisa e desenvolvimento denominado "Transferência e Corte Seletivo de Cargas" em que as Empresas Daimon Engenharia e Sistemas e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) foram parceiras.

A.2 Descrição do Sistema Computacional

O sistema computacional apresentado foi desenvolvido como parte do projeto de um P&D da ANEEL em parceria entre a Daimon e a CELPE e é composto por dois aplicativos computacionais: software de gerenciamento inteligente de cargas – Corte Seletivo – e aplicativo computacional de aquisição e armazenamento de medições – ACAAM, integrados com os servidores de dados GSE e banco de dados espelho do sistema SCADA da CELPE.

O software Corte Seletivo é capaz de realizar, entre outras funcionalidades, simulações de fluxo de potência, análises de contingência nas redes AT e MT, fornecendo resultados otimizados de remanejamento e/ou corte de carga para recuperação das condições normais (ou aceitáveis) de operação da rede de energia da CELPE.

A.2.1 ACAAM

O Aplicativo Computacional de Aquisição e Armazenamento de Medições (ACAAM) desenvolvido por (CARARETO, 2011) como parte do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, é um aplicativo que tem por finalidade prover a comunicação entre o software cliente – Corte Seletivo – e os conjuntos de medição instalados na rede aérea de distribuição de média tensão da CELPE, possibilitando a requisição de medições da rede em tempo real ou então o armazenamento dos valores em banco de dados específico para posterior análise.

A.3 Software Corte Seletivo

Nesta seção são apresentados as principais funcionalidades do software desenvolvido, denominado “Corte Seletivo”, bem como os procedimentos de utilização e seu funcionamento. A seguir são expostos os menus e as ferramentas do software.

A.3.1 Funcionalidades Gerais

O software de gerenciamento inteligente de cargas disponibiliza uma aba com os principais botões, como pode ser observado na janela principal do software ilustrada na Figura (63). Observam-se também as abas de opções: Rede; Configuração; Ferramentas; Licença; Ajuda.

Figura 63 – Janela principal.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A.4 Sistema de Gerenciamento de Carga

Dentre as principais ferramentas do software “Corte Seletivo” destaca-se aquelas que foram desenvolvidas por meio desta tese, que são as metodologias para remanejamento otimizado e/ou corte seletivo de carga em contingência na rede – AT ou MT – ou em caso de necessidade de aliviar o carregamento de subestações. A metodologia faz uso de um algoritmo genético associado aos cálculos de fluxo de potência processados utilizando hardwares de alto desempenho, tornando a ferramenta robusta e útil – em termos de tempo de processamento – para o uso diário no Centro de Operação Integrada – COI/CELPE.

Além disso também foram desenvolvidos duas outras ferramentas para o gerenciamento de carga, sendo elas o Plano de Corte Manual de Carga - PCMC, para contingências na rede AT e Plano de Corte na Distribuição - PCD, para contingências na rede MT.

A seguir são apresentadas algumas funcionalidades disponíveis no software.

A.4.1 Módulo de Otimização Contingencial

Antes de ativar o módulo de otimização Contingencial, o usuário pode configurar parâmetros do algoritmo evolutivo. Dentre estes parâmetros, estão os apresentados na Figura (64).

Ao ativar Módulo de Otimização Contingencial, localizado na aba “Ferramentas” da rede AT, o usuário habilita a ferramenta de seleção de contingência na rede de alta tensão, pela qual o usuário aponta uma contingência em algum ponto da rede, conforme a Figura (65), e executa a avaliação automática da remanejamento e/ou corte de carga em toda a rede em análise.

Ao selecionar um equipamento de ligação (linha, transformador, chaves ou regulador de tensão) é apresentada uma janela, conforme a Figura (66).

Como opção, pode-se utilizar a execução automática do PCMC para o equipamento em contingência, caso este plano exista. Assim, além da resposta da otimização, será apresentada a resposta do PCMC para comparação do resultado final.

Desta forma, este módulo apresenta como resultado a configuração final do sistema elétrico, juntamente com o sequenciamento de manobras e o remanejamento e/ou corte de cargas para atendimento dos critérios pré-estabelecidos.

A.4.2 Módulo de Corte de Carga via rede AT

Ao abrir o módulo de Corte de Carga, também localizado na aba “Ferramentas” da rede AT, aparecerá uma janela para o usuário inserir o montante de energia a ser aliviado, conforme a Figura (67).

Figura 64 – Configuração dos parâmetros do algoritmo evolutivo.

Configuração AG

✓ ✗ ↺

Configurações Gerais:

Número de Gerações: 1500

Número de Tabelas: 5

Ponderação Fitness Contingência

Peso Tensão (%): 0

Peso Carregamento Alim. (%): 90

Peso Carregamento SE (%): 0

Peso Perda (%): 0

Peso número de manobras (%): 10

Ponderação Fitness Corte de Carga

Peso número de Consumidores (%): 30

Peso número de manobras (%): 20

Peso erro corte de demanda (%): 50

Tipos de Chaves de Operação

☐ Não Definida (CH)

☒ Disjuntor (DJ)

☒ Religador de Linha (RELIG)

☐ Chave Faca (FA)

☐ Chave Fusível (CFU1F)

☒ Seccionalizadora (CHS1F)

☐ Chave a Vácuo (CHOLE)

☒ Seccionalizadora Tripolar (CHS3F)

☐ Seccionalizadora Monopolar (CHS1F)

☐ Seccionalizadora Monopolar LB (CHS1L)

☐ Seccionalizador Monofásico (SEC1F)

☒ Seccionalizador Trifásico (SEC3F)

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 65 – Seleção de uma contingência na linha de transmissão

Fonte: Elaborada pelo autor.

A janela de execução do módulo de corte de carga requer o montante de potência a ser aliviado, como dado a ser inserido.

Após realizar as configurações o usuário deve clicar no botão confirmar, que a metodologia será ativada e apresentará como resultado a configuração final do sistema elétrico, juntamente com o sequenciamento de manobras e o remanejamento e corte de cargas para atendimento dos

Figura 66 – Interface de execução do módulo de Otimização contingencial

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 67 – Interface de execução do módulo de corte de carga

Fonte: Elaborada pelo autor.

critérios pré-estabelecidos.

Este módulo tem a funcionalidade de avaliação e apresentação de novos cenários de corte e remanejamento de carga. Neste funcionamento, o módulo avalia, para o montante de potência a ser cortado os melhores cenários para solução da restrição imposta.

A.4.3 Módulo do Plano de Corte Manual de Carga

O módulo do PCMC fica localizado na aba “Ferramentas” da rede AT agrupado com o Módulo de Contingência. Ao abrir o módulo será exibida a janela da Figura (68) no lado direito da tela.

Nesta janela é possível ativar o modo de contingência do PCMC; limpar manobras, restaurando a rede antes das ações do PCMC; configurar, por meio do modo de configuração do PCMC; além de opções de alinhamento da janela.

Assim para obter resultados coerentes o usuário deve inicialmente verificar os horários dos patamares pelo modo de configurações do PCMC, Figura (69).

Após verificar as configurações do PCMC, o usuário deve habilitar o modo de contingência e selecionar o trecho com defeito como mostra a Figura (70).

Na sequência da seleção do trecho com contingência, aparecerá uma janela de confirmação do trecho selecionado, conforme a Figura (71).

Caso confirme defeito no trecho o módulo PCMC irá buscar a solução de acordo com os dados importados da base de dados CELPE, ou seja, apresentando a solução apenas quando haja

Figura 68 – Interface de execução do módulo de corte de carga

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 69 – Modo de Configuração do PCMC

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 70 – Trecho com contingência

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 71 – Confirmação de trecho

Fonte: Elaborada pelo autor.

informações cadastradas no programa. Quando forem necessárias ações nas redes de distribuição, irá abrir uma janela na rede MT, conforme a Figura (72), a fim de permitir uma maior interação com o usuário.

Figura 72 – Manobras realizadas na rede MT

Fonte: Elaborada pelo autor.

A.4.4 Módulo de Corte de Carga Otimizado na rede MT

Este módulo permite que o usuário selecione diretamente um trecho na rede MT, e simule uma contingência. O algoritmo genético (AEMT-RC) buscará a melhor forma de restabelecer setores afetados, e isolar a contingência, apresentando no fim a quantidade de consumidores sem atendimento, bem como a sequência de chaveamento necessária para executar o plano de restabelecimento.

Figura 73 – Módulo de corte otimizado na rede MT

Fonte: Elaborada pelo autor.

A.4.5 Módulo do Plano de Corte da Distribuição

O módulo do PCD está localizado na aba “Ferramentas” da rede MT. Ao abrir o módulo será exibida a janela da Figura (74) no lado direito da tela.

Assim para obter resultados coerentes o usuário deve inicialmente verificar alguns parâmetros, pelo modo de configurações do PCD ilustrado na Figura (75). Dentre estes parâmetros, pode-se citar o período de avaliação, critério para corte de *VIPs* (cargas com prioridades) e quais chaves são considerada para manobras, proteção e proteção/manobra,

Após de verificar as configurações do PCD, o usuário deve habilitar o modo de contingência e selecionar o trecho com defeito como mostra a Figura (76).

Ao seleciona o trecho com defeito o módulo PCD irá buscar a solução de acordo com os dados importados juntamente com a inteligência desenvolvida, ou seja, apresentando soluções com transferência apenas quando haja informações cadastradas no programa. Como mostra a Figura (77).

Os eventos dos módulo de de cálculo são registrados em um arquivo de *log* em formato ".txt".

Figura 74 – Módulo PCD

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 75 – Modo de configuração do PCD

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 76 – Rede ao executar o PCD

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 77 – Resultado do PCD

Fonte: Elaborada pelo autor.

A.5 Comentários Finais

Este anexo abordou os requisitos de informações e ferramentas de execução do software para gerenciamento otimizado de cargas (remanejamento e/ou corte seletivo).

Em linhas gerais, o sistema computacional que foi desenvolvido no Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento em parceria entre a CELPE e a Daimon Engenharia e Sistemas encontra-se em fase de testes e ajustes é uma ferramenta robusta para avaliação do sistema elétrico da Empresa, fornecendo subsídios para apoio às tomadas de decisão do operador quando da necessidade de remanejar e/ou cortar determinado montante de carga.