UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Câmpus de Ilha Solteira

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

KATIANI PEREIRA DA CONCEIÇÃO

UMA NOVA METODOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS DE PROTEÇÃO DE REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Ilha Solteira

2018

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Câmpus de Ilha Solteira

KATIANI PEREIRA DA CONCEIÇÃO

UMA NOVA METODOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS DE PROTEÇÃO DE REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia – UNESP – Câmpus de Ilha Solteira, para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

José Roberto Sanches Mantovani

Orientador – UNESP – Ilha Solteira – SP- Brasil

Javier Contreras

Co-orientador – UCLM – Ciudad Real – CLM- Espanha

Ilha Solteira

2018

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

C744n

Conceição, Katiani Pereira da.
Uma nova metodologia para o desenvolvimento de projetos de proteção de redes ativas de distribuição de energia elétrica / Katiani Pereira da Conceição. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2018
147 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2018

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Coorientador: Javier Contreras
Inclui bibliografia

1. Confiabilidade. 2. Coordenação. 3. Dispositivos de proteção. 4. Geração distribuída. 5. Operação ilhada. 6. Sistema de distribuição.

Raiane da Silva Santos
Supervisora Técnica do Seção
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB/8 - 9998

unesp

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: Uma Nova Metodologia para o Desenvolvimento de Projetos de Proteção de Redes Ativas de Distribuição de Energia Elétrica

AUTORA: KATIANI PEREIRA DA CONCEIÇÃO
ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
COORIENTADOR: JAVIER CONTRERAS SANZ

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de Doutora em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. LUIS GUSTAVO WESZ DA SILVA
Departamento de Industrias / Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

Prof. Dr. RODRIGO APARECIDO FERNANDES PEREIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Tecnologica Federal do Paraná

Ilha Solteira, 16 de fevereiro de 2018

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por mais essa conquista e por sempre me servir de conforto nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais Itacir Pereira e Maria de Fatima, agradeço por todo o amor, apoio e incentivo recebido ao longo da vida. A minha irmã Katiuscia Pereira, meus sobrinhos e cunhado agradeço por estarem ao meu lado em todos os momentos.

Meus agradecimentos ao professor José Roberto Sanches Mantovani pela orientação, dedicação e colaboração na realização deste trabalho. Meus agradecimentos ao professor Javier Contreras Sanz pela co-orientação e oportunidade de realização do estágio sanduíche na Universidad Castila-La Mancha, Ciudad Real, Espanha. Meus agradecimentos ao Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Júnior, pela significativa contribuição na realização deste trabalho.

Aos amigos do LaPSEE, os quais convivi e aprendi muito durante o período de doutorado, em especial a Elaynne e Leonardo por se tornarem grandes amigos.

Aos professores banca de defesa, Rubén Augusto Romero Lazaro, Antônio Padilha Feltrin, Luis Gustavo Wesz da Silva e Rodrigo Aparecido Fernandes Pereira que contribuíram com sugestões e correções para a melhoria do trabalho.

A CAPES pelo suporte financeiro durante o período de doutorado. Ao CNPq pelo suporte financeiro durante o período de doutorado sanduíche na Espanha (processo número 207715/2015-7).

À UNESP pela oportunidade de aqui estudar e a Universidad Castila-La Mancha pela oportunidade de doutorado sanduíche.

RESUMO

Neste trabalho, apresenta-se uma nova proposta de metodologia para alocar, determinar e especificar os tipos de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição com geração distribuída (GD). Esta metodologia é baseada em técnicas de otimização multiobjetivo para efetuar a alocação otimizada, coordenada e seletiva destes dispositivos. O modelo é composto por duas funções objetivo que consideram aspectos econômicos e da confiabilidade da rede, e um conjunto de restrições composto por restrições físicas, operacionais e um subconjunto de restrições baseadas em regras práticas das empresas do setor de distribuição e previstas em normas técnicas nacionais e internacionais que estabelecem a especificação, coordenação e seletividade dos dispositivos de controle e proteção instalados na rede. No modelo considera-se a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores vizinhos e a operação ilhada da GD. Dessa forma, obtém-se um modelo genérico de programação não linear inteira mista (PNLIM) cujo diferencial com relação a outros modelos matemáticos da literatura é propor que no mesmo processo de otimização seja realizada a alocação otimizada dos dispositivos de controle e proteção na rede juntamente com a coordenação do sistema de proteção. A eficiência do modelo matemático é comprovada comparando-se os resultados obtidos entre dois testes com o auxílio do algoritmo genético (AG) mono-objetivo que considera a ponderação dos objetivos, enquanto que para a solução do modelo multiobjetivo de PNLIM propõe-se o AG multiobjetivo NSGA-II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm)*. A implementação da metodologia do método proposto foi desenvolvida no ambiente do C++ e foram testados dois sistemas testes, o IEEE-34 barras modificado, e o sistema real de 135 barras da literatura.

Palavras-chave: Confiabilidade. Coordenação. Dispositivos de proteção. Geração distribuída. Operação ilhada. Otimização. Seletividade. Sistema de distribuição.

ABSTRACT

This paper, presents a new methodology for placing, selecting and specifying the control and the protective devices system of distribution networks with distributed generation (DG). This methodology is based on multiobjective optimization techniques to perform the optimized, coordinated and selective allocation of the control and protective devices. The proposed mathematical model consists of two objective functions that consider economic factors and network continuity indexes. Physical and operational constraints are taken into account, with an emphasis on the set of constraints based on practical rules of distribution utilities defined in international technical standards, which require the specification, coordination, and selectivity of protective devices installed in the network. The possibility of load transfer from neighboring feeders and the islanded DG operation are also considered in the model. In this way, we obtain a generic model of mixed-integer nonlinear programming (MINLP) whose differential in relation to other mathematical models of the literature is to propose, in the same optimization process, the optimized allocation of the control and protective devices in the network along with the coordination of the protection system. The efficiency of the mathematical model is proven by comparing the results obtained in two tests with the aid of the genetic algorithm (GA) while for the solution of the multiobjective MINLP model the NSGA-II multiobjective genetic algorithm (Nondominated Sorting Genetic Algorithm) is proposed. The implementation of the proposed methodology was developed in the C++ environment and two test systems, the modified IEEE-34 buses, and the real 135-bus system were tested.

Keywords: Coordination. Distributed generation. Distribution systems. Islanding. Optimization. Protective devices. Reliability. Selectivity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curvas características de elos fusíveis preferenciais do tipo K 39
Figura 2 – Características de tempo inverso 41
Figura 3 – Curvas de tempo extremamente inversa 41
Figura 4 – Característica de tempo definido 42
Figura 5 – Zona de proteção do esquema coordenado 45
Figura 6 – Zona de proteção do esquema seletivo 45
Figura 7 – Coordenação fusível–fusível 46
Figura 8 – Coordenação entre relés/religadores (característica 50) com fusíveis 47
Figura 9 – Coordenação entre relés/religadores (característica 51) com fusíveis 48
Figura 10 – Coordenação entre os tempos de operação da caraterística 50 dos relés/religadores 49
Figura 11 – Coordenação entre os tempos de operação da caraterística 51 dos relés/religadores 50
Figura 12 – Ocorrência de um evento de falta no sistema de distribuição 51
Figura 13 – Ilha do GD 52
Figura 14 – Exemplo da coordenação do DII e religador que atuam como dispositivos de proteção de retaguarda do fusível 54
Figura 15 – Diagrama de blocos do fluxo de potência trifásico radial. 70
Figura 16 – Sistema de distribuição levemente malhado e sistema equivalente radial 71
Figura 17 – Fluxograma do fluxo de curto-circuito 77
Figura 18 – Curto circuito alimentado a partir de uma unidade de geração de energia (gerador e transformador) 78
Figura 19 – Classificação das seções do alimentador 85
Figura 20 – Exemplo da codificação de um vetor solução 86
Figura 21 - Diagrama de blocos de um AG mono-objetivo 87
Figura 22 – Tipos de recombinações utilizadas 89
Figura 23 – Formação da população $Pt + 1$ através do elitismo do AG 91
Figura 24 – Soluções de Pareto para um problema com duas funções objetivo 91

Figura 25 – Diagrama de blocos do algoritmo NSGA-II 93
Figura 26 – Distância de multidão para o NSGA-II 95
Figura 27 – Formação da população $Pt + 1$do NSGA-II 96
Figura 28 – Sistema de distribuição IEEE – 34 barras modificado 101
Figura 29 – Sistema de distribuição real de 135 barras 102
Figura 30 – Configuração dos dispositivos no sistema IEEE-34 para o teste-1 105
Figura 31 – Configuração dos dispositivos no sistema IEEE-34 para o teste-2 105
Figura 32 – Coordenação do relé da subestação (característica 50) com o fusível (854–856) 106
Figura 33 - Configuração dos dispositivos no sistema de 135 barras para o teste-1 108
Figura 34 - Configuração dos dispositivos no sistema de 135 barras para o teste-2 109
Figura 35 - Curvas de Pareto para IEEE-34 com populações fixas de 50 e 100 indivíduos e número de iterações variáveis 110
Figura 36 – Curvas de Pareto para IEEE-34 com populações fixas de 200 e 300 indivíduos e número de iterações variáveis 111
Figura 37 – Curva de Pareto otimizada encontrada pelo NSGA-II para o sistema IEEE-34 . 112
Figura 38 – Configuração dos dispositivos na rede referente à solução $S2$ para IEEE-34 114
Figura 39 – Relé da subestação e DII atuando como dispositivo de retaguarda do fusível (860–836) para uma falta temporária no sistema IEEE-34 115
Figura 40 – Coordenação dos religadores (característica 50) com o fusível (860–836) 116
Figura 41 – Relé da subestação e DII atuando como dispositivo de retaguarda do fusível (860–836) para uma falta permanente no sistema IEEE-34 116
Figura 42 – Coordenação entre o fusível (860–836) e o relé da subestação (característica 51) 117
Figura 43 – Coordenação entre o fusível (860–836) e o DII (característica 51) 118
Figura 44 – Atuação de mais de um dispositivo primário no sistema IEEE-34 118
Figura 45 – Correntes de CC para uma falta temporária no sistema IEEE-34 119
Figura 46 – Correntes de CC para uma falta temporária no sistema IEEE-34 120
Figura 47 – Curva do relé da subestação e do DII 121
Figura 48 – Zonas de operação ilhada do GD e transferência de carga para o alimentador vizinho no sistema IEEE-34 122
Figura 49 - Curvas de Pareto para o sistema de 135 barras com populações fixas de 300 e 400 indivíduos e número de iterações variáveis 123

Figura 50 – Curvas de Pareto do sistema de 135 barras com populações fixas de 200 e 300 indivíduos e número de iterações variáveis 123
Figura 51 - Curva de Pareto fornecida pelo NSGA-II para o sistema de 135 barras 124
Figura 52 – Configuração dos dispositivos na rede de 135 barras referente à solução $S3$ 127
Figura 53 – Esquema de coordenação com várias fontes para o sistema de 135 barras 128
Figura 54 - Coordenação dos religadores (característica 50) com o fusível (51) 128
Figura 55 – Coordenação entre o fusível (51) e o relé da subestação (característica 51) 130
Figura 56 - Coordenação entre o fusível (51) e o DII (80) (característica 51) 131
Figura 57 – Coordenação entre o fusível (51) e o DII (108) (característica 51) 131
Figura 58 – Coordenação entre o fusível (51) e o DII (121) (característica 51) 132
Figura 59 – Ocorrência de faltas no tronco principal do alimentador do sistema de 135 barras 133
Figura 60 – Correntes de CC para uma falta temporária para o sistema de 135 barras 134
Figura 61 – Correntes de CC para uma falta permanete para o sistema de 135 barras 135
Figura 62 – Curvas dos religadores 135
Figura 63 – Zonas de operação ilhada dos GDs para o sistema de 135 barras 136
Figura 64 – Atuação das chaves de manobra automáticas instaladas no sistema de 135 barras 137
Figura 65 – Zonas de transferência de carga entre os alimentadores vizinhos para o sistema de 135 barras 138

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Constantes $\boldsymbol{A}, \boldsymbol{B}$ e $\boldsymbol{p}$ e respectivas curvas de tempo inverso 40
Tabela 2 – Tipos de dispositivos de manobra e proteção 57
Tabela 3 – Tipos de consumidores, percentuais e custos 99
Tabela 4 – Limites dos ajustes e critérios de coordenação 99
Tabela 5 – Custos dos Equipamentos 100
Tabela 6 – Dados dos GDs do sistema de 135 barras 102
Tabela 7 – Capacidade máxima de transferência de carga entre o alimentador sob estudo e os alimentadores vizinhos do sistema de 135 barras 103
Tabela 8 – Comparação dos Resultados entre o teste-1 e teste-2 para o sistema IEEE-34 104
Tabela 9 – Resultados do AG mono-objetivo para o sistema de 135 barras 107
Tabela 10 – Comparação dos resultados entre o teste-1 e teste-2 do sistema de 135 barras 107
Tabela 11 – Quantidade de indivíduos factíveis encontrados na melhor frente de Pareto para o sistema de IEEE-34 111
Tabela 12 – Exemplos de soluções da Curva de Pareto para o sistema IEEE-34 113
Tabela 13 – Quantidade de indivíduos factíveis encontrados na melhor frente de Pareto para o sistema de 135 barras 124
Tabela 14 – Soluções assinaladas da curva de Pareto para o sistema de 135 barras 125

LISTA DE ABREVIATURAS

A	Ampere
AG	Algoritmo genético
AGMO	Algoritmo genético multiobjetivo
ANEEL	Agencia nacional de energia elétrica
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
CC	Curto-circuito
DGUI	Índice de indisponibilidade do GD
DII	Dispositivo de interconexão de ilha
DISCOs	Empresas distribuidoras
EE	Energia elétrica
ENS	Energia não suprida
F	Fase-Fase (corrente de CC)
FO	Função objetivo
FU	Fusível
GD	Geração distribuída
IEEE	Institute of electrical and electronics engineers
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
NSGA-II	Elitist non-dominated sorting genetic algorithm
PL	Proteção local do gerador
PNLB	Programação não linear binária
PNLIM	Programação não linear inteiro mista
R	Religador
s	Segundos
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SDEE	Sistema de distribuição de energia elétrica
T	Fase-Terra (corrente de CC)

NOMENCLATURA

Conjunto e Índices

θ	Conjunto de anos y do horizonte de planejamento.
β	Conjunto de todos os ramos i da rede de distribuição sob análise.
μ	Conjunto de todos os dispositivos do tipo d candidatos a serem alocados/realocados no sistema.
δ_d	Conjunto com todos os intervalos de operação, c, de cada dispositivo de tipo d.
φ_i	Conjunto composto por todos os ramos h pertencentes à seção definida pelo ramo i.
ϕ_i	Conjunto composto por todos os ramos entre a seção j e a seção i (seção j se encontra a montante da seção i), incluindo os ramos pertencentes a seção j.
ω_i	Conjunto formado por todos os ramos k a jusante da seção sob falta, i.
Ω_i	Conjunto de alimentadores vizinhos e a jusante da seção com falha i.
G_i	Conjunto de GDs g a jusante da seção com falha i.
U_i	Conjunto formado por todos os ramos j que compõem o caminho entre o ramo i e a subestação.

Funções

$C_{Interrupção}$	Custo de interrupção de energia devido de faltas permanentes e temporárias na rede.
$C_{Equipamentos}$	Custos da alocação e/ou realocação dos dispositivos de controle e proteção.
IP_y, IT_y	Interrupções de energia devido às faltas permanentes e temporárias para o ano y.
$IM^p_{y,i}, IM^t_{y,i}$	Interrupções de carga a montante da seção i devido à incidência de faltas permanentes e temporárias para o ano y.
$IJ^p_{y,i}, IJ^t_{y,i}$	Interrupções das cargas a jusante da seção i devido à incidência de faltas permanentes e temporárias para o ano y.
$TC_{y,i}$	Transferência de cargas entre os alimentadores vizinhos das seções a jusante da seção sob falta i para o ano y.
$OI_{y,i}$	Operação ilhada para seções à jusante da seção sob falta i que contenham o GD, para o ano y.
C_{aqui}	Custo total de aquisição dos equipamentos de controle e proteção.

$C_{inst/Des}$ Custo de instalação e desinstalação dos equipamentos.

C_{Man_y} Custo de manutenção dos equipamentos de controle e proteção para o ano y.

Matrizes

$Z_{bg_{a,b,c}}$ Matriz de sensibilidade dos pontos de quebra dos *breakpoints* e GDs.

$[Z]_{ji_{a,b,c}}$ Matriz de impedâncias complexas trifásicas de dimensão 3x3 do ramo ji.

$Z_{b_{a,b,c}}$ Somatório das impedâncias trifásicas dos ramos do sistema de distribuição que conectam a barra q, com a barra do ponto de quebra q'.

$Z_{g_{a,b,c}}$ Soma das impedâncias trifásicas de todos os ramos que interligam o GD e o nó raiz (barra da subestação).

$Z_{f_{a,b,c}}$ Somatório das impedâncias trifásicas dos ramos que interligam a subestação com o ponto da falta.

$Z_{bg_{a,b,c}}, Z_{bf_{a,b,c}}, Z_{gf_{a,b,c}}$ Composta pelas impedâncias trifásicas dos ramos que são compartilhados pelas matrizes $Z_{b_{a,b,c}}$ e $Z_{g_{a,b,c}}$; $Z_{b_{a,b,c}}$ e $Z_{f_{a,b,c}}$; $Z_{g_{a,b,c}}$ e $Z_{f_{a,b,c}}$.

Variáveis Binárias

$x_{i,d,c}$ Alocação do dispositivo do tipo d e intervalo de operação c no ramo i.

y_{ke} Define se o alimentador vizinho e tem reserva de potência suficiente para alimentar as cargas pertencentes à seção k.

$s_{k,g}$ Define se o gerador g pode suprir todas as cargas à jusante do ramo k.

$x_{i,d,c}^{base}$ Determina se no ramo i já existe um dispositivo alocado de tipo d com intervalo de operação c.

$Z_{d,c}$ Recebe valor "1" quando o número de novos dispositivos de proteção de tipo d, e capacidade c, for maior que o número de equipamentos do mesmo tipo, e a mesma capacidade que existe no sistema de proteção inicial, e "0" caso contrário.

Variáveis discretas

$t_{i,d,c}^{D50F}, t_{i,d,c}^{D50T}$ Ajustes de tempo de operação das características 50 de fase $(50F)$ e terra $(50T)$ do religador ou relé de sobrecorrente de tipo d com capacidade de operação c na seção i.

$t_{i,d,c}^{D51F}, t_{i,d,c}^{D51T}$ Ajustes de tempo de operação das características 51 de fase $(51F)$ e terra $(51T)$, do religador ou relé de sobrecorrente de tipo d com capacidade de operação c na seção i.

$t_{min}^{D50F}, t_{min}^{D50T}$	Valores mínimos dos ajustes das características $50F$ e $50T$.
$t_{min}^{D51F}, t_{min}^{D51T}$	Valores mínimos dos ajustes das características $51F$ e $51T$.
$t_{max}^{D50F}, t_{max}^{D50T}$	Valores máximos dos ajustes das características $50F$ e $50T$.
$t_{max}^{D51F}, t_{max}^{D51T}$	Valores máximos dos ajustes das características $51F$ e $51T$.
t_{rec}^{t}, t_{mut}^{t}	São as taxas de recombinação e mutação variáveis da *t-ésima* iteração.
P_t, Q_t, R_t	Populações: Corrente (Pai); Gerada (filha); e Conjunta, na iteração t.

Variáveis contínuas

I_i^{CCmin}, I_i^{CCmax}	Correntes de CC mínima e máxima de fase ou terra ocorrida no ramo i.
$I_{j-i}^{CCmin}, I_{j-i}^{CCmax}$	Corrente de CC mínima e máxima de fase ou terra ocorrida no ramo i passando pelo ramo j.
$I_i^{CCminF}, I_i^{CCminT}$	Correntes CC mínimas de fase e terra ocorridas no ramo i.
$I_{j-i}^{CCminF}, I_{j-i}^{CCminT}$	Correntes CC mínimas fase e terra, ocorridas no ramo i passando pelo ramo j.
$I_i^{CCmaxF}, I_i^{CCmaxT}$	Correntes CC máxima de fase e de terra ocorridas no ramo i.
$I_{j-i}^{CCmaxF}, I_{j-i}^{CCmaxT}$	Correntes de CC máximas fase e terra, ocorrida no ramo i passando pelo ramo j.
$t_{i,1,c}^{MF}, t_{i,1,c}^{MI}$	Tempo de mínima fusão e tempo de máxima interrupção do fusível de capacidade c instalado no ramo i.
$t_{i,d,c}^{50F}, t_{i,d,c}^{50T}$	Tempos de operação do relé ou religador para as unidades de fase e terra instalado no ramo j para a respectiva mínima corrente de CC.
$t_{i,d,c}^{51F}, t_{i,d,c}^{51T}$	Tempos de operação do relé ou religador para as unidades de fase e terra instalado no ramo j para a respectiva máxima corrente de CC.
$I_{i_{a,b,c}}^{k}$	Correntes trifásicas compostas pela contribuição de todas as fontes de corrente conectadas a barra i nas fases a, b e c, ($i_{a,b,c}$) na iteração k.
$J_{i_{a,b,c}}^{k}$	Correntes trifásicas fluindo pelo ramo que conecta a barra i nas fases a, b e c, ($i_{a,b,c}$), com outra barra em uma camada inferior, na iteração k.
$I_{carga_{a,b,c}}^{k}$	Correntes de carga trifásicas na iteração k.
$I_{b_{a,b,c}}^{k}, I_{g_{a,b,c}}^{k}, I_{f_{a,b,c}}^{k}$	Correntes trifásicas derivadas dos pontos de quebra referente aos *break-points*, GDs e ponto de falta nas fases a, b e c, na iteração k.
$J_{b_{a,b,c}}^{k}, J_{g_{a,b,c}}^{k}, J_{f_{a,b,c}}^{k}$	Incremento das correntes trifásicas referentes aos pontos de quebra derivados dos *breakpoints* e GDs e ponto de falta, na iteração k.
$\Delta J_{b_{a,b,c}}^{k}, \Delta J_{g_{a,b,c}}^{k}, \Delta J_{f_{a,b,c}}^{k}$	Correções das correntes trifásicas derivados dos pontos de quebra referentes aos *breakpoints* e GDs e ponto de falta, na iteração k.

Q_g^k	Potência reativa monofásica do GD g na iteração k.
Q_{gd}^k	Valor de incremento ou decremento da potencia reativa na iteração k.
$V_{i_{a,b,c}}^k$	Nível de tensão na barra $i_{a,b,c}$, na iteração k.
$V_{b_{a,b,c}}^k, V_{b'_{a,b,c}}^k$	Nível de tensão trifásica na barra $b_{a,b,c}$, e na barra fictícia $b'_{a,b,c}$, na iteração k.
$V_{g_{a,b,c}}^k$	Nível de tensão nos terminais do GD $g_{a,b,c}$, na iteração k.
$V_{f_{a,b,c}}^k$	Nível de tensão na barra de falta f nas fases a, b e c, na iteração k.
$\Delta V_{b_{a,b,c}}^k$	Diferença entre o nível de tensão trifásica entre a barra fictícia, $b'_{a,b,c}$, com a barra que originalmente recebia o ramo que fechava o anel, $b_{a,b,c}$.
$\Delta V_{g_{a,b,c}}^k$	Diferença da tensão desejada nos terminais do gerador distribuído, e a tensão calculada para a barra na qual se conecta o gerador.
$\Delta V_{f_{a,b,c}}^k$	Variações nas tensões trifásicas de falta, na iteração k
$V_{g_{sh}}$	Modulo da tensão desejada nos terminais do gerador distribuído g.
$\delta_{g_{a,b,c}}^k$	Ângulos de fase da tensão, na barra do gerador, para a fase a, b e c, na iteração k.
$S_{i_{a,b,c}}$	Potências das cargas trifásicas conectada na barra $i_{a,b,c}$.
$S_{i_{a,b,c}}^k$	Potências das cargas trifásicas conectada na barra $i_{a,b,c}$, na iteração k.
$\Delta S_{i_{a,b,c}}^k$	Diferença entre as potências das cargas trifásicas conectada na barra $i_{a,b,c}$, de na iteração k.

Parâmetros

A, B, p	Constantes adimensionais que definem as diferentes curvas de tempo inverso.
TIR	Taxa interna de retorno de investimentos anual.
Ce_{tc}	Custo de energia não distribuída, para cada tipo de consumidor tc. Comercial (C), Residencial (R) e Industrial (I).
L_h, λ_h, γ_h	Comprimento, taxa de falta permanente e temporária de cada ramo h.
T	Tempo total considerado no horizonte de planejamento (horas).
TR, Tr	Tempo de reparo e o tempo de restauração.
RS_e	Reserva de carga disponível do alimentador e.
PG_g	Potência do gerador g disponível para alimentar de forma contínua todas as cargas a jusante do ramo k onde se encontra alocado um dispositivo DII.
$LD_{y,h}$	Carga conectada na barra final do ramo h para o ano y.

$Aqu_{d,c}$	Custo de aquisição do dispositivo de tipo d com capacidade de operação c.
$Ins_{d,c}, Des_{d,c}$	Custo de instalação e desinstalação do dispositivo de tipo d com capacidade de operação c.
$Main_d$	Custo de manutenção do dispositivo de tipo d.
k_{coord}^{50-MF}	Fator de coordenação da característica instantânea do religador com o tempo mínimo de fusão do fusível.
t_{coord}^{51-MI}	Tempo de coordenação da característica temporizada do religador com a curva de máxima interrupção do fusível.
k_{coord}^{50-50}	Fator de coordenação da característica instantânea entre dois religadores.
t_{coord}^{51-51}	Tempo de coordenação entre a característica 51 dos religadores.
V^{min}, V^{max}	Tensão mínima de operação e tensão máxima admissível ao sistema de distribuição.
P_g^{min}, P_g^{max}	Potência ativa mínima e máxima do gerador g.
Q_g^{min}, Q_g^{max}	Potência reativa mínima e máxima do gerador g.
P_g, Q_g	Potência ativa e reativa fornecida pelo gerador g.
$tol \dots tol_3$	Tolerâncias pré-determinadas para o fluxo de potência.
Z_n	Impedância de contato com a terra.
Z_g	Impedância do gerador.
t_r	Relação nominal da unidade do transformador.
$V_{\mathrm{T_{AV}}}, V_{T_{BV}}$	Tensão nominal do lado da alta e baixa tensão do transformador.
$Z_{\mathrm{T_{AV}}}, R_{T_{AT}}, X_{T_{AT}}$	Impedância, resistência e reatância do transformador relacionado ao lado de alta tensão.
Z_G	Impedância subtransiente do gerador no sistema de sequência positiva
R_G	Resistência do gerador.
X_d''	Reatância subtransiente do gerador relacionada à impedância nominal.
x_d''	Reatância subtransicente relativa do gerador.
v_{kr}	Tensão de CC na corrente nominal do transformador, em porcentagem.
v_{Rr}	Componente resistivo nominal da tensão de curto-circuito em percentagem.
S_{rT}, V_{rT}	Potência aparente e tensão nominal do transformador do lado de alta tensão
V_{rG}, S_{rG}	Tensão e potência nominal do gerador.
$R_{G_{fic}}$	Resistências fictícias para o gerador.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 19

1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES 22

1.2 REVISÃO DA LITERATURA 24

1.2.1 Alocação de chaves e dispositivos de proteção 25

1.2.2 Alocação de chaves e dispositivos de proteção com GDs 27

1.2.3 Coordenação dos dispositivos de proteção com GDs 30

1.2.4 Técnicas de solução 33

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO 36

2 PRÁTICAS DE PROTEÇÃO EM SDEE COM GD 37

2.1 CARACTERÍSTICAS DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO 37

2.1.1 Chaves de manobras 38

2.1.2 Fusíveis 38

2.1.3 Religadores 39

2.2 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO 43

2.2.1 Especificação dos dispositivos de proteção 43

2.2.2 Correntes de curto-circuito 43

2.2.3 Esquemas de proteção coordenado e seletivo 44

2.2.4 Coordenação fusível–fusível 45

2.2.5 Coordenação relés/religadores com fusível 46

2.2.6 Coordenação entre relés/religadores 49

2.3 PROPOSTAS DE COORDENAÇÃO CONSIDERANDO GD 51

2.3.1 Ilhamento intencional 52

2.3.2 Proposta para coordenação do DII 54

3 MODELO MATEMÁTICO 56

3.1 FUNÇÕES OBJETIVO 56

3.1.1 Custo de interrupção 57

3.1.2 Custos de equipamentos 61

3.2 RESTRIÇÕES 63

3.2.1 Restrições de seletividade do sistema de proteção 63

3.2.2 Restrições técnicas e econômicas 67

4 TÉCNICA DE SOLUÇÃO E FERRAMENTAS AUXILIARES 69

4.1 FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO E CÁLCULO DE CORRENTES DE CC PARA SDEE 69

4.1.1 Fluxo de potência trifásico desequilibrado para SDEE levemente malhado com GD 70

4.1.2 Cálculo de curto-circuito 76

4.2 ALGORITMOS PARA SOLUÇÃO DO MODELO DE OTIMIZAÇÃO 84

4.2.1 Codificação e geração da população inicial 85

4.2.2 Algoritmo genético com ponderação dos objetivos 86

4.2.3 AG multiobjetivo 91

5 TESTES E RESULTADOS 98

5.1 DADOS E SISTEMAS TESTE 98

5.1.1 Sistema IEEE-34 barras 100

5.1.2 Sistema real de 135 barras 101

5.2 TESTE DA EFICIÊNCIA DO MODELO 103

5.2.1 Sistema IEEE-34 barras 104

5.2.2 Sistema real de 135 barras 106

5.3 RESULTADOS OBTIDOS USANDO O NSGA-II 109

5.3.1 Sistema IEEE-34 barras 110

5.3.2 Sistema real de 135 barras 122

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS 139

REFERÊNCIAS 141

1 INTRODUÇÃO

O planejamento da confiabilidade da rede de distribuição de energia elétrica (EE) é uma tarefa desafiadora para as empresas distribuidoras (DISCOs), uma vez que elas devem buscar a melhor relação custo/benefício nos investimentos de capital do projeto do sistema de controle e proteção e fornecer energia com índices de continuidade que garantam a satisfação dos consumidores e as exigências das agências reguladoras (SOUDI; TOMSOVIC, 1998; TANG, 1996). O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) é o segmento do sistema elétrico de potência que se encontra mais próximo do consumidor, e as falhas ocorridas neste sistema provocam interrupções no fornecimento de energia afetando diretamente os usuários e as DISCOs. Estima-se que cerca de 80% do tempo de interrupção total do sistema de energia está associado às falhas ocorridas no SDEE primário (TENG; LIU, 2003). Vários fatores contribuem para a ocorrência de faltas nos circuitos de distribuição, e essas podem estar relacionados com as falhas inerentes de cada equipamento, ou então, com questões ambientais, problemas operacionais e falhas humanas. Descargas atmosféricas, galhos de árvores que tocam os condutores, falhas de isoladores e interferências no sistema, tanto humanas como de animais, são geralmente os principais causadores da atuação dos dispositivos de controle e proteção (LEVITIN; MAZAL-TOV; ELMAKIS, 1994).

A alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em circuitos estratégicos da rede, assim como, a coordenação ótima destes dispositivos, são formas eficientes e seguras de garantir a proteção e segurança da rede na ocorrência de faltas permanentes e temporárias. Os dispositivos de proteção têm por finalidade proteger o sistema elétrico contra defeitos comuns, tais como curtos-circuitos (CC), sobrecargas e descargas atmosféricas. Já os dispositivos de controle e manobra atuam para isolar a área com defeito e, quando possível, eles oferecem condições operacionais para remanejar as cargas da seção interrompida às outras seções, minimizando a quantidade de usuários na vizinhança do local de defeito que ficam sem o fornecimento de energia (SILVA et al., 2008). Chaves de manobras também permitem controlar as interrupções no fornecimento da energia, para a execução de obras de expansão e intervenções de manutenção corretiva em componentes da rede. Além disso, na ocorrência de uma falta permanente e com a alteração do estado operacional aberto/fechado das chaves de manobras e através do uso de ramais de interconexão é possível remanejar os usuários que são atingidos por faltas permanentes, mas que estão em seções eletricamente sãs, para os alimentadores vizinhos, reduzindo assim a quantidade de usuários atingidos pela interrupção (TENG;

LIU, 2003; TENG; LU, 2002). Desta forma, quando os dispositivos de controle e proteção são alocados e coordenados de forma ótima, eles possibilitam a minimização da quantidade de usuários interrompidos devido às faltas que ocorrem nos sistemas de distribuição. Com a instalação e coordenação ótima desses dispositivos é possível melhorar os índices de confiabilidade da rede através da redução dos tempos de interrupção e da energia não fornecida (SILVA et al., 2008; FERREIRA; BRETAS, 2012; SOUDI; TOMSOVIC, 2001).

Alguns estudos encontrados na literatura sobre confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica têm como objetivo apresentar técnicas e modelos matemáticos para a alocação ótima exclusivamente de chaves de manobras. A maioria desses trabalhos apresenta o desenvolvimento de modelos que buscam a minimização dos custos de energia não suprida (ENS) com os menores custos na aquisição e instalação das chaves, tendo por objetivo a minimização da quantidade de usuários interrompidos levando em conta a incidência de faltas permanentes na rede (ABIRI-JAHROMI et al., 2012; BERNARDON et al., 2011; BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996; CELLI; PILO, 1999; LEVITIN; MAZAL-TOV; ELMAKIS, 1994). Outros trabalhos apresentam formulações para a alocação de dispositivos de proteção, tais como fusíveis e religadores. Nestes modelos, além das taxas de faltas permanentes, a incidência de faltas temporárias também é considerada. Grande parte desses modelos tem por objetivo buscar a minimização dos índices de continuidade no fornecimento de EE através da redução dos tempos de interrupção aos consumidores (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004b; FERREIRA; BRETAS; OLIVEIRA, 2011; SOUDI; TOMSOVIC, 1998; ZAMBON et al., 2009). A alocação integrada de dispositivos de manobra e proteção permite a melhoria na qualidade do serviço de fornecimento de energia e nos índices de confiabilidade do sistema, uma vez que proporcionam a redução dos tempos de interrupção na atuação rápida e eficaz destes dispositivos, e possibilitam a minimização da quantidade de consumidores atingidos pela falta através das ações de remanejamento dos consumidores que não estão nas seções em falta para as seções e alimentadores vizinhos através de dispositivos de manobras (SILVA et al., 2008; FERREIRA; BRETAS, 2012; SOHN; NAM; PARK, 2006; TIPPACHON; RERKPREEDAPONG, 2009).

Um fator fundamental para garantir bons índices de confiabilidade da rede, além da alocação ótima dos dispositivos de controle e proteção, é a atuação rápida e eficaz destes dispositivos na ocorrência de faltas permanentes ou temporárias no SDEE. Na incidência de faltas temporárias os equipamentos de proteção entram em operação, a causa do defeito desaparece e o sistema volta a funcionar normalmente depois de religado. Para as faltas permanentes o sistema de proteção deve atuar para eliminar o defeito, porém, para corrigir o defeito e colo-

car o sistema no estado restaurativo, é necessária, nos sistemas atuais, a intervenção dos operadores da rede para religar as seções que foram desligadas e que não pertencem à seção defeituosa da rede. Faltas temporárias podem se tornar faltas permanentes pela atuação indevida dos equipamentos de proteção, ou devido à perda ou a má coordenação dos dispositivos de proteção. Desta forma, tem-se a necessidade de obter a coordenação adequada entre os dispositivos de proteção para garantir bons índices de confiabilidade da rede (SILVA et al., 2008; FERREIRA; BRETAS, 2012).

A geração distribuída (GD), geração de eletricidade junto ou próxima ao consumidor, é uma alternativa para uma DISCO que necessita manter a competitividade, porém procurar formas de reduzir os custos e ainda proporcionar níveis aceitáveis de confiabilidade exigidas pelo cliente (CHOWDHURY; AGARWAL; KOVAL, 2003). A GD devido ao avanço das tecnologias de eletrônica de potência, automação e comunicação é uma realidade nos SDEE de média tensão atualmente em operação, sendo necessárias mudanças de paradigmas relacionados com a coordenação e especificação dos tipos de dispositivos de proteção (BORGES, 2012; KENNEDY; CIUFO; AGALGAONKAR, 2016). Dentre as muitas vantagens associadas à conexão da GD nos SDEE, um dos principais benefícios é a possibilidade desta poder operar no modo ilhado, isto é, na incidência de uma falta permanente em uma área do sistema de energia elétrica o GD tem condições físicas e operacionais para alimentar parte da carga do sistema localizada na sua área de atuação (JAYAWEERA et al., 2007). A operação ilhada do GD permite a redução da quantidade de consumidores atingidos pela falta e, consequentemente, a redução da ENS (CALDON; STOCCO; TURRI, 2008). Desta forma, surge a necessidade do desenvolvimento de novas técnicas para especificar e coordenar os tipos de dispositivos de controle e proteção e modelos matemáticos para a alocação ótima destes dispositivos para garantir a segurança e a confiabilidade, uma vez que a presença dos GDs na rede altera a forma de planejar e operar a rede tanto para condições de operação normal e como para situações de contingências (HEIDARI et al., 2017; PEÑUELA MENESES; MANTOVANI, 2013; PEREIRA et al., 2017a, 2017b; POMBO; MURTA-PINA; PIRES, 2016; PREGELJ; BEGOVIC; ROHATGI, 2006).

A GD influência diretamente no planejamento da confiabilidade da rede, tanto quanto aos tipos, como na especificação e a coordenação dos dispositivos de proteção, uma vez que o fluxo de potência deixa de ser unidirecional. Assim, um ramo em falta pode ser alimentado por correntes de CC fluindo por ambos os seus lados, e vários dispositivos de proteção podem operar de maneira simultânea para interromper completamente a corrente de falta (BIRLA; MAHESHWARI; GUPTA, 2007; KENNEDY; CIUFO; AGALGAONKAR, 2016; POPOVIĆ

et al., 2005). A perda da coordenação entre os dispositivos de proteção é um dos principais problemas associados à inserção de GD nos sistemas de distribuição, uma vez que as correntes de CC além de apresentarem fluxos bidirecionais, têm os valores de suas magnitudes aumentados consideravelmente devido à contribuição das GDs na geração das correntes de faltas (CONTI, 2009; KENNEDY; CIUFO; AGALGAONKAR, 2016; PREGELJ; BEGOVIC; ROHATGI, 2006).

Pesquisas que abordam a confiabilidade dos sistemas de distribuição são importantes para as DISCOs, uma vez que estas estão sujeitas a sanções, sendo submetidas ao pagamento de compensações financeiras na forma de multas, caso não cumpram as metas estabelecidas pelos órgãos reguladores, no Brasil o órgão responsável é a ANEEL (Agencia nacional de energia elétrica), metas essas que estão relacionadas às questões de continuidade no fornecimento de energia (SOUDI; TOMSOVIC, 1998). Assim, são de grande interesse técnico e acadêmico estudos que possam apresentar alternativas para o aumento da confiabilidade dos sistemas.

1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

Nos procedimentos convencionais de projetos da confiabilidade de sistemas de distribuição, os dispositivos de controle e proteção são alocados através de técnicas heurísticas baseadas na experiência de engenheiros e operadores da rede, ou de forma ótima na rede através de modelos matemáticos de otimização, assumindo que poderão ser coordenados independentes da sua localização, porém, em muitos cenários práticos reais, não é possível encontrar a coordenação satisfatória entre todos os dispositivos, sendo necessária a remoção de alguns destes dispositivos para obter um sistema de proteção perfeitamente coordenado. Conforme será descrito na revisão da literatura, alguns autores consideram a coordenação dos dispositivos de proteção através de restrições qualitativas nos modelos, ou seja, estas restrições apenas indicam uma possibilidade de coordenação entre os dispositivos, mas não modela matematicamente a coordenação entre os dispositivos de proteção.

Neste trabalho tem-se como objetivo apresentar uma nova proposta para desenvolver um projeto do sistema de controle e proteção de redes de distribuição de energia elétrica com GD. Esta metodologia é baseada em técnicas de otimização multiobjetivo para efetuar a alocação otimizada, coordenada e seletiva além da especificação e ajustes de operação dos dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição com GD. O modelo é composto por

duas funções objetivo (FOs) que consideram aspectos econômicos e da continuidade do serviço de fornecimento de energia para os consumidores, e um conjunto de restrições físicas e operacionais, e um subconjunto de restrições baseadas em regras práticas das empresas do setor de distribuição e previstas em normas técnicas internacionais que estabelecem a especificação, coordenação e seletividade dos dispositivos de controle e proteção instalados na rede. No modelo considera-se a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores vizinhos e a operação ilhada do GD. As contribuições deste trabalho são:

1. Apresentar uma técnica de otimização baseada em um modelo genérico de programação não linear inteira mista (PNLIM) multiobjetivo, cujo diferencial com relação aos outros modelos matemáticos encontrados na literatura é considerar, simultaneamente, em um único modelo matemático a alocação e/ou realocação otimizada de dispositivos de proteção e controle e a coordenação do sistema de proteção.
2. Considerar como restrições do modelo matemático um conjunto de equações matemáticas que avalia a coordenação do sistema de proteção verificando a seletividade entre os dispositivos de proteção, encontrando para todos os dispositivos a sua especificação e ajustes de operação.
3. Modelar a rede de distribuição como um circuito trifásico e desequilibrado para cálculo do estado da rede através de um algoritmo de fluxo de potência desequilibrado e também para calcular todas as correntes de curtos-circuitos necessárias para especificar e coordenar os dispositivos de controle e proteção. Para a cálculo das correntes de CC utilizou-se as impedâncias relativas aos equipamentos elétrico que possibilitam a conexão do GD à rede de distribuição.
4. Permiti a operação ilhada do GD na incidência de faltas permanentes na rede de distribuição através do uso de um religador automático direcional, que será identificado como dispositivo de interconexão de ilha, dessa forma é possível melhorar os índices de continuidade da rede através da minimização dos custos de ENS.
5. Propor uma nova filosofia de proteção para redes de distribuição através da coordenação do dispositivo de interconexão de ilha com os outros dispositivos da rede. O uso de fusíveis ainda é permitido como uma medida de redução de custos de investimentos, mas apenas para ramais com cargas de menor importância.

A eficiência do modelo matemático é comprovada comparando-se os resultados obtidos entre dois testes: No primeiro teste é realizada a alocação, especificação, coordenação dos dispositivos de controle e proteção no mesmo processo de otimização, ou seja, alocam-se de

forma otimizada os dispositivos na rede considerando as restrições de coordenação: No segundo teste, a alocação e coordenação são realizadas em processos separados, primeiramente é simulada a alocação ótima dos dispositivos de controle e proteção e, posteriormente, efetua-se o estudo da seletividade entre eles, retirando da rede os dispositivos que não foi possível obter coordenação com o sistema de proteção. Nestes testes utilizou-se o AG mono-objetivo com o objetivo de devolver apenas uma solução "ótima" para cada teste.

O problema de PNLIM proposto é um modelo composto por duas funções que apresentam objetivos conflitantes, assim para encontrar soluções desse modelo utiliza-se o algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II (*Elitist Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm*) (DEB et al., 2002). Com a utilização desse algoritmo é possível obter um conjunto de soluções igualmente "ótimas" pertencentes à Fronteira de Pareto. Com a obtenção desse conjunto de soluções realiza-se um estudo para eleger qual delas deve ser a mais vantajosa, dependendo dos objetivos de um tomador de decisões do setor de planejamento da DISCO.

A implementação da metodologia proposta foi desenvolvida no ambiente do C^{++}, por sua rapidez e eficiência computacional. Foram utilizados dois sistemas testes de dimensões distintas para mostrar a aplicabilidade da metodologia proposta, assim utilizou-se o sistema IEEE-34 barras modificado e em um sistema real de 135 barras da literatura.

1.2 REVISÃO DA LITERATURA

Nesta seção serão descritos alguns dos trabalhos que formaram o embasamento teórico necessário para o desenvolvimento desta pesquisa.

A confiabilidade de SDEE é um tema de pesquisa relacionado com a segurança e proteção de uma rede de distribuição de EE. As pesquisas envolvendo este tema apresentam o desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para a alocação ótima de dispositivos de manobras e proteção na rede. Na literatura especializada podem ser encontradas diferentes propostas de modelos matemáticos que têm por objetivo encontrar a melhor relação custo/benefício na minimização dos investimentos de capital do projeto do sistema de proteção, fornecendo energia com índices que garantam a satisfação dos consumidores e atendam as exigências dos índices de continuidade exigidos pelas agências reguladoras. Esses modelos buscam a minimização dos custos de ENS e/ou a minimização dos índices de continuidade, tais como, SAIDI (System Average Interruption Duration Index) e SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Na maioria dos casos estes modelos são problemas de PNLIM

de difícil solução. Para encontrar soluções satisfatórias desses modelos matemáticos o uso de técnicas de otimização clássica e meta-heurísticas é proposto.

1.2.1 Alocação de chaves e dispositivos de proteção

Os estudos na área de confiabilidade de SDEE, inicialmente estão relacionados com o desenvolvimento de técnicas de solução e modelos matemáticos com o objetivo minimizar os custos de ENS devido à incidência de faltas na rede com os menores custos de investimento na alocação ótima dos dispositivos (LEVITIN; MAZAL-TOV; ELMAKIS, 1995; SOHN; NAM; PARK, 2006; TANG, 1996; TENG; LU, 2002; WANG; BILLINTON, 1998). Destacam-se na literatura as pesquisas desenvolvidas por Levitin, Mazal-Tov e Elmakis (1994), Billinton e Jonnavithula (1996), Wang e Billinton (1998) e Celli e Pilo (1999) que propõem modelos que têm por objetivo encontrar o número e a localização das chaves buscando a minimização dos custos de ENS e dos custos de aquisição e instalação desses dispositivos. Nos trabalhos de Teng e Lu (2002) e Teng e Liu (2003) é proposta uma modelagem para melhorar os índices de confiabilidade do SDEE através da realocação das chaves já existentes no sistema, sem a adição de novas chaves, de forma a reduzir os custos da energia não distribuída e melhorar os índices de continuidade da rede. Além disso, as vantagens da transferência de carga, operação de chaveamentos efetuadas por seccionadoras manuais ou automáticas são avaliadas. Nestes modelos são incorporadas as taxas de falha e os tempos de reparo do alimentador e eles são formulados com um problema de otimização combinatória com função objetivo (FO) não linear e não diferenciável.

Com o avanço das tecnologias e as exigências do mercado de energia, tornou-se crescente a preocupação com a automação das redes, fazendo-se necessário o surgimento de pesquisas que abordem a alocação de chaves automáticas e controladas remotamente (ASSIS et al., 2015; CHEN et al., 2006). Nos trabalhos desenvolvidos por Chen (2006) et al., Bernardon (2011) et al., Abiri-Jahromi (2012) et al., e Assis (2015) et al. são apresentados modelos para a alocação ótima de chaves automáticas que visam a minimização do custo de interrupção ao cliente, alguns minimizando o custo de ENS e outros os índices de continuidade SAIFI e SAIDI em conjunto com os custos de aquisição, instalação, operação e manutenção das chaves automáticas.

Os tipos de faltas que ocorrem nos sistemas de distribuição diferem-se quanto à duração, sendo elas permanentes, temporárias ou momentâneas, tornando-se essencial o desenvolvimento de modelos matemáticos para a alocação ótima de dispositivos de proteção. A aloca-

ção dos dispositivos de proteção em pontos estratégicos da rede possibilita a proteção do alimentador contra defeitos comuns, como descargas atmosféricas, sobrecargas e correntes de CC proporcionando a redução dos tempos de interrupção e ENS (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004b). No trabalho apresentado por Soudi e Tomsovic (1998), é realizada a minimização dos indicadores SAIFI, ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) e do custo de aquisição dos dispositivos de proteção. Em Soudi e Tomsovic (2001) é proposto um modelo de programação por metas, com o objetivo de minimizar os indicadores SAIFI e ASIFI, simultaneamente. A filosofia deste modelo é adotada no trabalho de Silva, Pereira e Mantovani (2004b), onde formula-se de forma menos simplificada um modelo para alocação de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição para a minimização do indicador SAIFI. O modelo é formulado através de uma FO não linear inteira com variáveis binárias, e agrega os índices de faltas permanentes e temporárias, o número de clientes e a potência instalada em cada seção do alimentador. Nas restrições consideram-se aspectos técnicos e econômicos, e a coordenação dos dispositivos é avaliada em relação, à quantidade de dispositivos alocados em série, e a restrição da instalação de religadores a jusante de fusíveis. Neste trabalho assume-se que a coordenação adequada dos dispositivos é alcançada sob quaisquer condições.

No trabalho de Zambon (2009) et al., é proposto um modelo que é uma generalização dos modelos clássicos da literatura já citados. Os autores afirmam que os indicadores SAIFI e SAIDI foram formulados com maior fidelidade em termos da resposta do sistema de proteção às faltas permanentes e temporárias. Como as formulações anteriores, partiu-se da hipótese que sob quaisquer condições de faltas a coordenação adequada do sistema de proteção é obtida. Ferreira, Bretas e Oliveira (2011) afirmam que o modelo proposto neste trabalho é um dos primeiros com formulação analítica, onde é realizada a minimização simultânea dos indicadores SAIFI e MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index). As restrições econômicas estão associadas à limitação do número de dispositivos disponíveis para alocação, e as técnicas associadas à coordenação do sistema de proteção, onde se assume um limite para o número dos dispositivos alocados em série e que estes poderão ser coordenados sob quaisquer condições após alocados.

A alocação otimizada simultânea de dispositivos de proteção e manobras é um procedimento que visa obter soluções mais realistas sob o aspecto do planejamento da confiabilidade da rede de distribuição, uma vez que, na ocorrência de uma falta na rede, os dispositivos de proteção atuam e as chaves de manobras podem ser usadas para isolar a área sob falta, possibilitando a transferência dos consumidores próximos ao local de defeito para os alimentadores

vizinhos (SILVA et al., 2008). Silva (2005) aborda este problema propondo um modelo de PNLIM com variáveis reais e binárias para a alocação integrada de chaves de manobras e dispositivos de controle e proteção em SDEE. Na formulação do modelo são utilizados conceitos de energia não suprida e os dados históricos de faltas permanentes e temporárias do sistema. No trabalho de Tippachon e Rerkpreedapong (2009) apresenta-se um modelo multiobjetivo para a alocação de chaves e dispositivos de proteção que tem como objetivo a minimização dos custos de investimento de capital e minimização dos indicadores SAIFI e SAIDI. As restrições consideram que os dispositivos poderão ser coordenados após a alocação, limitando ao número de três fusíveis alocados em série e sempre a jusante de religadores.

Silva (2008) et al. e Pereira e Mantovani (2010), apresentam uma metodologia visando efetuar a alocação e/ou realocação simultânea de chaves de manobra e dispositivos de proteção. Este modelo é formulado como um problema PNLB (programação não linear binária) que tem por objetivo minimizar os custos de interrupção ao consumidor, assim como os custos fixos de alocação e realocação dos dispositivos de controle e proteção. Os autores Ferreira e Bretas (2012), consideram no modelo matemático o aumento da confiabilidade de redes de distribuição através da alocação ótima de fusíveis, religadores e chaves seccionadoras. Os autores afirmam que o trabalho apresentado é um novo modelo de programação linear binária que tem como objetivo minimizar os índices de confiabilidade SAIDI e SAIFI de um alimentador de distribuição de energia elétrica. A coordenação do sistema de proteção foi considerada pela limitação dos dispositivos alocados em série.

1.2.2 Alocação de chaves e dispositivos de proteção com GDs

Com o gradativo aumento da penetração de GD nos SDEE, os tradicionais sistemas de proteção e a forma de como operar a rede não são mais aplicáveis, exigindo mudanças na forma de planejar e operar a rede, e com isto sendo imprescindível o desenvolvimento de novas metodologias para garantir a proteção e confiabilidade destas redes (FALAGHI; HAGHIFAM; SING, 2009; KENNEDY; CIUFO; AGALGAONKAR, 2016). Muitas pesquisas abordam as contribuições da GD na confiabilidade da rede. Os autores Chowdhury e Agarwal (2003) propõem determinar a equivalência da inserção de um GD na rede ao invés da construção de um alimentador alternativo para o suprimento das cargas no caso de contingências. Os autores defendem que para resolver os problemas de capacidade de distribuição seria mais viável a alocação de GDs, uma vez que estes podem fornecer o controle de tensão, e, ainda que a adição do GD tenha custo mais elevado, com capacidade adequada do GD de-

terminada através de técnicas de confiabilidade, este poderia se tornar uma solução rentável para o problema de fornecimento de energia no futuro.

Uma das principais vantagens da GD na rede é poder permitir que estas operem no modo ilha, ou seja, na ocorrência de faltas a montante da sua seção, o GD pode alimentar as cargas que ficam próximas à sua área de atuação, possibilitando a redução da quantidade de consumidores atingidos pela falta e, consequentemente, a redução dos custos de ENS. Dessa forma, diversas pesquisas vêm sendo desenvolvidas com vistas a apresentar metodologias para a alocação ótima de dispositivos de manobra e proteção na presença de GD e também propostas para a coordenação destes dispositivos para impedir ou possibilitar a operação ilhada do GD (HEIDARI et al., 2017; JAYAWEERA et al., 2007; PEÑUELA MENESES; MANTOVANI, 2013; VELASQUEZ; QUIJANO; CADENA, 2016). Os autores Caldon, Andrea e Turri (2008) destacam que mesmo que o funcionamento da rede de distribuição no modo ilha não seja permitido atualmente em muitos países, este modo de operação deve ser incentivado pelo rápido desenvolvimento contínuo de novas tecnologias.

No trabalho de Popovic (2005) et al., a alocação ótima de religadores é obtida através da alocação ótima dos GDs realizada *a priori*, um estudo detalhado da localização do posicionamento ótimo e a capacidade da GD é realizado, e um indicador composto pela soma dos indicadores SAIFI, SAIDI e MAIFI é minimizado. Os efeitos causados pela adição de GDs na rede são discutidos no trabalho de Pregelj, Begovic e Rohatgi (2006), onde é usado um modelo de confiabilidade para a alocação simultânea de religadores e GDs. Os autores desses trabalhos propõem um esquema de coordenação para a operação ilhada intencional do GD, através de uma sequência de operações dos dispositivos envolvidos, porém, limitam-se a alocação de religadores e os aspectos relacionados à coordenação dos demais dispositivos de proteção não foram considerados.

No trabalho de Caldon, Andrea e Turri (2008) é apresentada uma estratégia adaptativa que viabiliza a operação ilhada intencional da GD. A estratégia se baseia na alocação em circuitos estratégicos da rede de dispositivos inteligentes (disjuntores controlados remotamente) que dividem o sistema em zonas, cada uma com presença de GDs. Esses dispositivos contam com capacidade de medição e transferência de dados em tempo real, fazendo a comunicação entre os GDs e o centro de operações da rede. Com os dados obtidos, o controlador da rede tem a capacidade de determinar a possibilidade da operação ilhada dos GDs, em função da potência que está sendo solicitadas pelas cargas nas seções que são atingidas pela falta, mas não apresentam problemas no momento da ocorrência da falta na rede.

Nos trabalhos de Peñuela Meneses e Mantovani (2013) e Peñuela Meneses (2012) é apresentado um modelo matemático multiobjetivo para a alocação de dispositivos de proteção para determinar o *trade-off* entre a confiabilidade e os custos operacionais da rede de distribuição. No modelo considera-se a instalação de fusíveis, religadores e relés de sobrecorrente visando proteger o sistema de faltas permanentes e temporárias, além de considerar a operação ilhada do GD através da instalação de um relé de sobrecorrente direcional com capacidade de religamento sincronizado. Para obter uma configuração adequada que poderá ser coordenada posteriormente, limitam-se em três o número de dispositivos de proteção que poderão ser alocados em série. A possibilidade de transferência de carga entre alimentadores vizinhos não é investigada neste trabalho visto que não é considerada a alocação de chaves de manobras.

Ferreira (2013) propõe uma metodologia para alocação, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção e manobras, tendo como objetivo, minimizar os índices de continuidade SAIDI, SAIFI e MAIFI. Neste trabalho propõe-se um conjunto de equações matemáticas que possibilitam a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção instalados na rede, possibilitando encontrar as suas especificações e tempos de operação. Porém, neste trabalho não se considera a operação ilhada da GD, ou seja, a todo evento de falta o GD deve ser desconectado da rede. A possibilidade de transferência de carga entre alimentadores vizinhos não é investigada neste trabalho e a coordenação do sistema de proteção é efetuada após a alocação dos dispositivos na rede.

Pombo, Murta-Pina e Pires (2016) propõem um modelo matemático para a alocação de dispositivos de comutação (religadores e chaves) com GDs instalados na rede, tendo como restrição que a GD não pode operar de forma ilhada. Os autores utilizam a hipótese de que em alguns países são estabelecidos contratos que obrigam a DISCO comprar toda a produção disponível do GD, utilizada ou não. Dessa forma, no caso de uma falha na rede, a GD deve ser desligada e impossibilitada de operar em modo ilha, aumentando assim a indisponibilidade da GD e os custos de interrupção de energia elétrica. Os autores apresentam duas abordagens multiobjetivo para a minimização dos índices de continuidade SAIFI, SAIDI e o DGUI (índice de indisponibilidade do GD), e os custos dos equipamentos.

No trabalho de Velasquez, Quijano e Cadena (2016) é realizada a comparação de uma rede sem, ou com GD, destacando os benefícios da operação ilhada utilizando dois problemas de otimização (mono e multiobjetivo). O primeiro visa a minimização da função lucro líquido, em que se consideram custos marginais discretos que dependem da quantidade de dispositivos e redução da ENS, e no segundo busca-se a redução dos índices SAIFI e SAIDI, juntamente

com a minimização dos custos dos equipamentos (chaves automáticas e religadores inteligentes). Neste trabalho foram utilizados os conceitos de Pareto para apresentar as soluções mais satisfatórias para o modelo matemático. Os dois modelos apresentam restrições de CC, podendo assegurar que os dispositivos de proteção poderão ser coordenados seletivamente após a instalação, ou seja, garantem as condições apropriadas para a coordenação das proteções no alimentador, porém, a coordenação dos dispositivos não é realizada e o trabalho limita-se à alocação de religadores inteligentes.

Pereira (2017a) et al., e Pereira (2017b) et al., são os primeiros trabalhos que apresentam a mesma linha de pesquisa abordada nesta tese, onde a alocação/realocação ótima, coordenação, seletividade e especificação dos dispositivos de proteção e manobra são realizados no mesmo modelo de otimização. Nestes trabalhos busca-se minimizar o custo da ENS e os custos na aquisição, instalação e manutenção de fusíveis, religadores, relés de sobrecorrente e chaves de manobra automática considerando a transferência de carga entre alimentadores vizinhos. As restrições são modeladas através de equações matemáticas, que permitem especificar e obter a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, que segundo os autores são as principais contribuições desses trabalhos. Em Pereira (2017a) et al., é apresentado um modelo multiobjetivo, e em Pereira (2017b) et al., um modelo mono-objetivo onde a eficiência e vantagens da utilização do modelo que considera as restrições de coordenação, são abordadas utilizando a mesma concepção filosófica adotada para estabelecer estes aspectos do problema nesta tese.

1.2.3 Coordenação dos dispositivos de proteção com GDs

Na literatura, encontram-se poucos trabalhos que abordam de forma sistemática a coordenação e seletividade na alocação ótima dos dispositivos de proteção. A maioria deles assume que os dispositivos sempre vão operar de forma coordenada independentemente da sua localização, e isso não ocorre nos sistemas reais de distribuição, como provado em Pereira et al. (2017a) e (2017b). Considera-se que um sistema de proteção perfeitamente coordenado é extremamente importante para ajudar a garantir a confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia em um SDEE. Com a falta de proposta de trabalhos na literatura que consideram a coordenação dos dispositivos de controle e proteção juntamente com a alocação ótima dos mesmos, torna-se necessária a investigação e desenvolvimento de técnicas de coordenação em SDEE.

As regras básicas de coordenação dos dispositivos de proteção, tais como, coordenação entre fusíveis, coordenação entre fusíveis e religadores/relés de sobrecorrente e a coordenação entre religadores/relés de sobrecorrente podem ser facilmente encontradas, explicadas e exemplificadas no livro de Anderson (1999). Neste livro são descritos os intervalos e tempos de operação necessários entre os dispositivos para que estes operem de forma seletiva, e as curvas de operação característica de cada dispositivo de proteção. Essas regras se tornaram a base do desenvolvimento das restrições de coordenação desenvolvidas neste trabalho.

A inserção da GD nos SDEE faz com que a coordenação do sistema de proteção da rede deva ser alterada, uma vez que, as contribuições das correntes de falta das fontes de GD influenciam significativamente na coordenação dos dispositivos de proteção (BIRLA; MAHESHWARI; GUPTA, 2007; BRAHMA; GIRGIS, 2004; GIRGIS; BRAHMA, 2001). São abrangentes as pesquisas que abordem a perda da coordenação do sistema de proteção com a inserção da GD nos SDEE. Em Tuitemwong, Premrudeepreechacharn (2011), Najy, Zeineldin, Woon (2013) são apresentadas discussões e técnicas que viabilizam a coordenação dos dispositivos inteligentes, tais como, relés e religadores através de ajustes nas características de atuação. Um dos principais problemas técnicos devido à inserção da GD na rede é a perda de coordenação entre fusíveis e religadores. Este problema é amplamente debatido na literatura, onde são discutidas técnicas e esquemas adaptativos para procurar propostas para resolvê-lo (BRAHMA; GIRGIS, 2002; FUNMILAYO; BUTLER-PURRY, 2009; HUCHEL; ZEINELDIN, 2016; HUSSAIN et al., 2013; NAIEM et al., 2012; SHAH; BHALJA, 2014).

Girgis e Brahma (2001) propõem analisar e resolver os problemas de coordenação; fusível-fusível, fusível-religador e relé-relé, devido à alocação de GD na rede de distribuição. Os autores estabelecem que dependendo da potência nominal e da localização da GD podem existir algumas condições físicas e operacionais nas quais a coordenação pode ser mantida, porém, em outros casos, não há margem de ajustes disponível nos dispositivos de proteção para manter a coordenação, assim estas condições são identificadas através de diagramas das coordenações. Discute-se no trabalho de Brahma e Girgis (2002) como a coordenação do sistema de proteção é afetada devido à penetração da GD nos SDEE. Neste trabalho os autores investigam quais são os requisitos necessários para coordenação satisfatória de religadores e fusíveis com a instalação de GDs na rede distribuição, destacando-se a necessidade do emprego de religadores com controle microprocessado, para que seja possível o emprego de diferentes curvas de operação tempo vs. corrente durante a sequência de religamento do religador, realizar os ajustes das curvas definidas pelo usuário e a flexibilidade quanto à escolha das curvas de operação tempo vs. corrente. Em Brahma e Girgis (2004), os estudos são ampliados

para considerar a coordenação para altos níveis de penetração de GD. Os autores propõem um esquema de proteção adaptativa capaz de assumir diferentes ajustes de proteção que seja adequado tanto para as faltas permanentes como as faltas temporárias.

Funmilayo e Buttler-Purry (2009) propõem uma abordagem para instalar religadores automáticos de alta velocidade no lugar de fusíveis em ramais laterais onde foi instalado um GD. Esta abordagem não requer nenhum meio de comunicação, fornece uma proteção de *backup* para a unidade GD e permite que os demais ramais laterais mantenham seus dispositivos de proteção existentes. As coordenações entre o relé da subestação, o religador instalado e os fusíveis são investigadas, permitindo salvar os fusíveis na ocorrência de faltas temporárias, e, no caso de faltas permanentes, o fusível deve isolar a seção defeituosa.

Em Tuitemwong e Premrudeepreechacharn (2011) a coordenação do sistema de proteção é avaliada utilizando um sistema especialista. No algoritmo especialista são utilizadas as regras e critérios de coordenação para obter os ajustes dos dispositivos de proteção de forma interativa com o usuário. A estrutura proposta do sistema especialista possui quatro módulos: interface gráfica com o usuário, análise de engenharia, base de conhecimento e motor de inferência. Segundo os autores, o sistema especialista pode resolver a complexidade do problema de coordenação causado pela conexão da GD na rede de distribuição.

Uma nova abordagem para investigar e propor soluções para os problemas da penetração da GD na coordenação dos dispositivos de proteção é proposta por Naiem (2012) et al. Nesta abordagem, primeiramente, é realizada a avaliação da coordenação dos dispositivos, onde o estado da coordenação após a integração da GD é classificado como coordenado ou perda de coordenação, e depois é realizada a melhoria na coordenação, procurando os melhores nós para alocar o GD e/ou alterando as configurações dos ajustes do religador. Najy, Zeineldin e Woon (2013) propõe um esquema de proteção de microrrede que se baseia na alocação e dimensionamento otimizado de reatâncias limitadoras de correntes de CC, minimizando o tempo de operação de relés de sobrecorrente direcionais através da seleção dos seus ajustes de disparo e multiplicadores de tempo, levando em consideração a operação da microrrede conectada na rede ou no modo ilhado. Huchel e Zeineldin (2016) propõem uma metodologia para planejar a coordenação dos relés considerando as futuras instalações dos GDs, tendo como objetivo propor um método capaz de identificar de forma otimizada um conjunto de ajustes dos relés válidos para todos os futuros possíveis cenários de planejamento do sistema com GD.

No trabalho de Hussain (2013) et al., são discutidas as limitações de um religador equipado com elementos de sobrecorrente instantâneos com relação à economia de fusíveis,

com GDs instalados na rede de distribuição. Propõe-se um novo algoritmo para alterar adaptativamente o ajuste da característica instantânea do religador para garantir a economia de fusíveis nas piores condições de faltas. Nesta mesma temática Shah e Bhalja (2014) propõe um novo esquema adaptativo para evitar a falta de coordenação entre religadores e fusíveis nos SDEE com GDs. Neste esquema é realizada a alteração automática da configuração de tempo do relé, para aumentar a margem de coordenação entre o fusível e o religador, independentemente dos tipos de falta e durante a maior capacidade de fornecimento de energia da GD no SDEE.

Jamali e Borhani-Bahabadi (2017) propõem um esquema de coordenação para ser utilizado em religadores para economia de fusíveis. Segundo os autores a principal contribuição do trabalho é propor uma nova característica de tempo vs. corrente vs. tensão que permite o rápido funcionamento de religadores com base no uso de microprocessadores, e que poderiam evitar a falta de coordenação com os fusíveis usando apenas medições locais de magnitude de tensão e corrente.

1.2.4 Técnicas de solução

Nesta seção são discutidas as técnicas de solução utilizadas nos trabalhos apresentados nas seções anteriores. Para encontrar soluções dos modelos matemáticos que propõem a alocação de dispositivos de controle e proteção, os autores escolhem diferentes técnicas de otimização dependendo da complexidade dos modelos. Por exemplo, nos trabalhos apresentados por Soudi e Tomsovic (1998), Soudi e Tomsovic (2001), Chowdhury e Agarwal (2003) e Abiri-Jahromi (2012) et al., são utilizados programas de otimização matemática disponíveis comercialmente, tais como, o programa DISREL (Distribution Reliabitity – Urser Guide), usado em Chowdhury e Agarwal (2003) este programa faz o cálculo de um conjunto de índices de confiabilidade incluindo o SAIDI, SAIFI e ASAI.

A maioria dos modelos citados nos tópicos 1.2.1 e 1.2.2, são problemas de programação não linear, e para encontrar soluções através de técnicas matemáticas tradicionais, estes modelos podem ser resolvidos por solvers que resolvem problemas de programação não linear, sem a garantia de encontrar ótimos globais, ou podem ser linearizados ou convexificados. Ferreira, Bretas e Oliveira (2011), Ferreira e Bretas (2012) e Ferreira (2013) realizam a linearização desses modelos e propõem o uso de métodos exatos de otimização baseado na técnica de *Branch-and-Bound* para encontrar as soluções dos problemas propostos. Esta técnica, segundo os autores, permite a otimização determinística, ou seja, sem que sejam usadas meta-

heurísticas, para solução do problema de otimização resultante do projeto proteção de alimentadores de distribuição. Outros autores defendem que com a linearização, os modelos de programação não linear se tornam complexos pela quantidade de variáveis envolvidas. Assim, a grande maioria dos trabalhos encontrados na literatura utiliza heurísticas ou meta-heurísticas para encontrar as soluções dos modelos propostos, dispensando assim a necessidade de formalizar matematicamente os modelos matemáticos rigorosos e de restrições e variáveis adicionais decorrentes das linearizações. Ressalta-se que utilizando heurísticas e meta-heurísticas é possível obter soluções de boa qualidade para os problemas de otimização, porém com a utilização dessas técnicas não é possível garantir o ótimo global do problema. As meta-heurísticas mais utilizadas em problemas de otimização são: Algoritmos Genéticos (AG) *(Genetic Algorithms – GA)*; o método do Recozimento Simulado *(Simulated Annealing –SA)*; Busca Tabu *(Tabu Search – TS)*; Algoritmo de Colônia de Formigas *(Ant Colony System – ACS)*. Porém existe uma grande variedade de combinações e adaptações dessas técnicas propostas na literatura.

No trabalho de Billinton e Jonnavithula (1996) é proposto o método do Simulated Annealing para solução do problema de alocação de chaves em redes de distribuição radiais. Esse método é baseado no recozimento de metais utilizado para a cristalização em sistemas físicos. Segundo os autores, este método incorpora um mecanismo para escapar mais facilmente dos mínimos locais, e passar rapidamente para a vizinhança de uma solução ótima. Em Teng e Liu (2003) é proposto um algoritmo de otimização baseado na filosofia do sistema de colônia de formigas para alocação e/ou realocação de chaves de manobras em redes radiais. Este algoritmo é inspirado no comportamento de como as formigas encontram o caminho mais curto entre a fonte de alimento e a colônia de origem. Trabalhos como Falaghi, Haghifam e Sing (2009) e Tippachon e Rerkpreedapong (2009) apresentam versões deste mesmo algoritmo aplicado a problemas multiobjetivo, ou seja, quando visam minimizar duas FOs de igual importância para o problema.

Nos trabalhos Silva (2005), Silva (2008) et al. e Silva, Pereira e Mantovani (2010) é utilizado o algoritmo Busca Tabu para solução do problema de alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição radiais. Este método tem como característica a capacidade de exploração do histórico do processo de busca, organizado em estruturas que compõem a memória. De acordo com Silva (2005) esse método utiliza estratégias adequadas para controlar ou sair de soluções ótimas locais. Peñuela Meneses (2012) propõe o algoritmo Busca Tabu em um problema multiobjetivo de alocação e realocação de dispositi-

vos de controle e proteção tendo a necessidade de encontrar a Frente de Pareto para a apresentação das soluções obtidas.

O Algoritmo Genético (AG) foi à meta-heurística utilizada na maioria dos trabalhos citados na revisão da literatura para solução do problema de alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em redes radiais de distribuição (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004b; LEVITIN; MAZAL-TOV; ELMAKIS, 1994, 1995; PEREIRA et al., 2017b; POPOVIĆ et al., 2005; PREGELJ; BEGOVIC; ROHATGI, 2006). O AG é um algoritmo evolutivo que opera sobre uma população de indivíduos baseados no fato de que os indivíduos com boas características genéticas têm maiores chances de sobrevivência e de produzirem descendentes cada vez mais aptos, enquanto os indivíduos menos aptos tendem a desaparecer. Desta forma os AGs modelam os processos de evolução natural das espécies na natureza, através da aplicação dos operadores genéticos, seleção, recombinação e a mutação sob os indivíduos de uma população.

Alguns trabalhos apresentam versões adaptativas do AG para solução do problema sob estudo neste trabalho. Por exemplo, no trabalho de Assis (2015) et al., é utilizado algoritmo memético (memetic algorithm), que é um AG bem estabelecido com uma população estruturada e procedimentos de otimização de busca local. Além disso, o método ainda inclui uma heurística construtiva aleatorizada gananciosa. Em Velasquez, Quijano e Cadena (2016) os autores propõem a utilização de um algoritmo de evolução diferencial (*differential evolution*), o princípio operacional deste algoritmo é muito semelhante ao de um AG, onde a seleção é baseada em comparações de *fitness*, mas *crossover* e mutação apresentam pequenas diferenças.

Os problemas de otimização apresentados nas subseções anteriores, alguns deles consistem em minimizar ou maximizar, simultaneamente, um conjunto de objetivos, ou seja, são problemas multiobjetivos. Uma forma de solucionar um problema multiobjetivo é transformando-o em um modelo mono-objetivo através do método da soma ponderada. Neste método, cada FO do problema é multiplicada por um coeficiente que representa a importância de cada objetivo na solução global do problema compondo assim uma única FO, a qual é resolvida através de técnicas tradicionais de otimização. Porém, em problemas multiobjetivos, cada uma das FOs, geralmente, tem uma solução ótima individual, portanto, não é possível encontrar uma única solução que otimize, simultaneamente, todos os objetivos, ou seja, uma solução que é ótima para um objetivo pode não ser ótima para os outros. Dessa forma, outros algoritmos multiobjetivos, mais eficientes que o método da soma ponderada, foram propostos extensivamente nos últimos anos. Esses algoritmos analisam as FOs separadamente, e ao in-

vés de uma única solução ótima, estes algoritmos proporcionam um conjunto ótimo de compromissos entre os objetivos, chamadas de soluções Pareto-ótimas.

Um algoritmo multiobjetivo muito utilizado na literatura é o algoritmo NSGA-II, que é um algoritmo genético multiobjetivo (AGMO) e trabalha da mesma forma que os AG convencionais, ou seja, através de uma população de indivíduos aplicam-se os operadores genéticos para selecionar os melhores indivíduos para a próxima geração. Além disso, esta técnica faz um ordenamento elitista por não-dominância da população corrente e classifica as soluções segundo o conceito de dominância de Pareto. Assim, o método é capaz de encontrar, em uma única execução, um conjunto de soluções não dominadas de boa qualidade, que podem pertencer ou estar próximas da fronteira de Pareto-ótima. Este algoritmo foi utilizado nos trabalhos de Pombo, Murta-Pina e Pires (2016) e Pereira et al. (2017a), e para a solução do segundo modelo proposto por Velasquez, Quijano e Cadena (2016) é utilizado o algoritmo de evolução diferencial de classificação não dominada (*Non-dominated sorting differential evolution*), que é um algoritmo evolutivo e baseado nas condições de dominância do NSGA-II, onde também permite encontrar um conjunto diversificado de soluções que convergem para a fronteira de Pareto-ótima.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Considerando este capítulo introdutório, o restante do trabalho está organizado da seguinte forma: no Capítulo 2 são apresentados os conceitos básicos, definições sobre proteções de redes elétricas de distribuição. Neste capítulo também são discutidas as propostas para a operação ilhada da GD; no Capítulo 3 são apresentadas as hipóteses e a formulação matemática genérica propostas neste trabalho tanto para a modelagem das FOs, como para a modelagem das restrições de coordenação e seletividade; no Capítulo 4 os algoritmos de solução para o modelo matemático genérico e as ferramentas auxiliares utilizadas são apresentadas, o AGMO e AG clássico assim como os algoritmos de fluxos de potência radial e cálculo de curto-circuito; os resultados dos testes realizados e as análises correspondentes encontram-se no Capítulo 5; e por fim o Capítulo 6 têm-se as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

2 PRÁTICAS DE PROTEÇÃO EM SDEE COM GD

Disjuntores, fusíveis, relés, religadores, chaves seccionadoras ou de manobras, entre outros, são os dispositivos mais utilizados para a proteção das redes de distribuição de energia elétrica, aéreas e radiais. Esses dispositivos são instalados em pontos estratégicos da rede, visando projetar um sistema de proteção que garanta a continuidade do serviço de fornecimento e a segurança, tanto dos seres humanos, animais e dos equipamentos instalados na rede. Um sistema de proteção bem projetado e ajustado atua para isolar a menor parte possível de um grupo de cargas da rede devido à ocorrência de uma falta ou defeito, que coloque em risco tanto a operação do sistema como dos seres vivos. Para atingir esse objetivo, o sistema de proteção deve atender alguns requisitos, tais como: confiabilidade, rapidez, coordenação e seletividade (PEÑUELA MENESES, 2012).

Neste capítulo, são discutidas as características dos dispositivos de controle e proteção, suas formas de atuação, além das regras práticas tradicionais propostas na literatura especializada para a especificação dos dispositivos e a coordenação do sistema de proteção garantindo a atuação seletiva dos dispositivos. Estas regras servem como base para a formulação das restrições do modelo matemático genérico desenvolvido neste trabalho.

2.1 CARACTERÍSTICAS DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

O fluxo de potência dos atuais sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica, sob qualquer condição de operação, é unidirecional em redes com topologia radial. Elos-fusíveis, chaves fusíveis, chaves de manobras manuais e automáticas, relés de sobrecorrente, religadores e seccionalizadores são os equipamentos mais utilizados para a proteção e controle destas redes. A busca por melhores valores para os índicadores de continuidade tem tornado a topologia das redes de distribuição mais complexas, sendo que a criação de redes em anel em regiões com alta densidade de carga e alocação de fontes de GDs melhoram estes índices. Neste contexto, uma alternativa promissora para a proteção das redes são os dispositivos de proteção direcionais, uma vez que eles possuem a capacidade de identificar a direção do fluxo de potência e desabilitar a atuação do equipamento quando a corrente de curto-circuito flui em direção oposta para a qual foi calibrado.

Neste trabalho considera-se a alocação de relés de sobrecorrente, religadores, fusíveis, chaves de manobras automáticas e o dispositivo de interconexão de ilha (DII - religador au-

tomático direcional, alocado exclusivamente para a operação ilhada do GD). As características elementares destes dispositivos são descritas nas subseções seguintes (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013; PEÑUELA MENESES, 2012; SILVA, 2005).

2.1.1 Chaves de manobras

As chaves de manobras não possuem a função de proteção e podem ser tanto manuais quanto automáticas. Servem para efetuar seccionamento ou manobras na rede, sendo possível isolar seções da rede sob faltas permanentes e remanejar cargas das seções a jusante do defeito para os alimentadores vizinhos. Neste trabalho considera-se a instalação apenas de chaves de manobra automáticas.

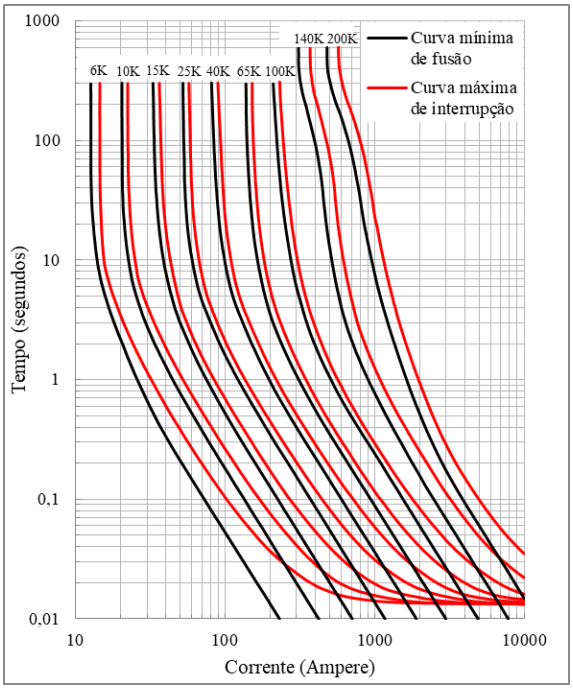
2.1.2 Fusíveis

Os elos fusíveis são dispositivos de proteção largamente utilizados em sistemas de distribuição juntamente com as chaves fusíveis, as quais abrem os contatos em caso de rompimento do fusível e permitem manobras em certas situações. A atuação do elo fusível acontece quando uma corrente superior à sua capacidade de condução percorrer o elemento fusível. Assim sendo, ele fundirá, interrompendo a circulação de corrente pelo circuito. Sua troca deve ser realizada manualmente.

Os elos fusíveis têm a característica inversa na relação tempo *vs.* corrente, isto é, quanto maior a corrente de curto-circuito menor o tempo de fusão. Os fusíveis não possuem um tempo de atuação exato, pois como a atuação depende da temperatura de fusão do elemento fusível, esta é influenciada pela temperatura ambiente, corrente de carga, dentre outros fatores. Desta forma, o fabricante determina uma faixa de operação aceitável entre duas curvas. Para um mesmo elo fusível existe a curva de tempo mínimo de fusão e a curva de tempo máximo de interrupção, estabelecendo assim uma faixa de tolerância onde pode ocorrer a fusão, que é chamada de “faixa de operação” do elo fusível.

Os elos fusíveis utilizados na proteção de linhas de distribuição são os dos tipos K (rápidos) e T (lentos) e classificados entre preferenciais onde são identificados através das correntes nominais de (6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200 Amperes) e os não preferenciais que são identificados através das correntes nominais de (8, 12, 20, 30, 50, 80 Amperes). Para facilitar a coordenação, neste trabalho são considerados os elos preferenciais do tipo K. As curvas características tempo-corrente dos fusíveis preferenciais são mostradas na Figura 1.

Figura 1 – Curvas características de elos fusíveis preferenciais do tipo K



Fonte: Elaboração da própria autora

2.1.3 Religadores

Religadores são equipamentos que possuem a capacidade para detectar e interromper momentaneamente as condições de sobrecorrente de fase-fase e fase-terra, e após um tempo predeterminado, religar automaticamente os contatos e reenergizar o circuito. Se a condição de sobrecorrente persiste, o dispositivo é programado para repetir a mesma sequência de operações durante um número preestabelecido de vezes, sendo que cada operação do religador é caracterizada por diferentes intervalos de tempo.

O DII é um religador normal com o acréscimo de uma unidade para examinar a direção do fluxo de potência, tendo ainda a capacidade de desabilitar a ação do equipamento quando a corrente de curto-circuito flui em direção oposta para a qual foi calibrado (FUNMILAYO; BUTLER-PURRY, 2009; PEÑUELA MENESES, 2012). Além disso, ele ainda é equipado com um dispositivo de religamento sincronizado. Na seção 2.3 faz-se uma descrição mais detalhada deste dispositivo, além de uma justificativa sobre a utilização deste equipamento.

Os religadores e DII considerados neste trabalho são com controles microprocessados e agregam unidades independentes de fase-fase e fase-terra, que podem operar segundo uma ampla faixa de características tempo-corrente. As funções de proteção consideradas neste tra-

balho são as tradicionais empregadas na proteção de SDEE (IEEE, 1999): sobrecorrente de tempo inverso- característica 51; sobrecorrente de tempo definido - característica 50TD; instantânea- característica 50; e, religamento automático - característica 79; e, para o DII direcional - característica 67.

Na característica de tempo inverso, 51, o tempo de operação é dado por uma função descrita matematicamente pela equação (1) conforme definida em (IEEE, 1996):

$$t_R^{51}(I) = \left(\frac{A}{\left(I/I_R\right)^p - 1} + B \right) t_R^{D51} \tag{1}$$

onde t_R^{51} é o tempo de operação da característica 51 do relé ou religador (s); I é a corrente no circuito protegido (A); I_R é a corrente mínima de operação (*pick-up*) do religador (A); t_R^{D51}é o multiplicador de tempo (*time dial*) (s); e as constantes adimensionais A, B, p definem as diferentes curvas de tempo inverso. As constantes A, B e p para as suas respectivas curvas são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Constantes A, B e p e respectivas curvas de tempo inverso

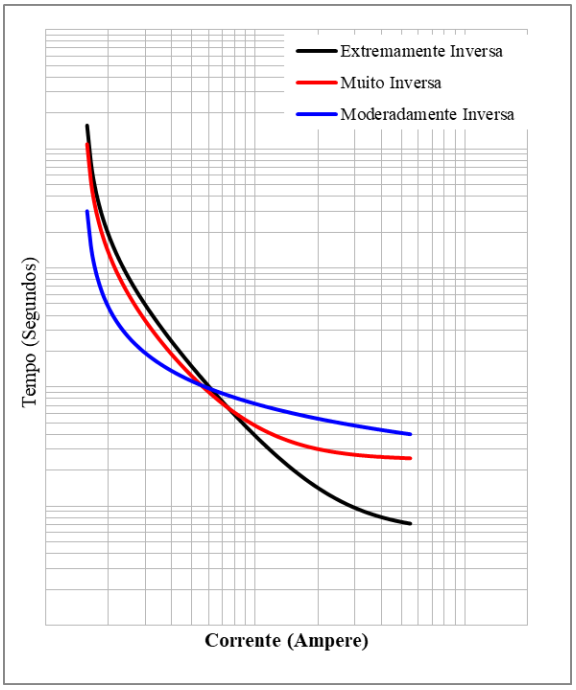
Curva característica	A	B	p
Moderadamente inversa	0,0515	0,114	0,02
Muito inversa	19,61	0,491	2,0
Extremamente inversa	28,2	0,1217	2,0

Fonte: (IEEE, 1996)

As características muito inversa e extremamente inversa são as mais utilizadas na proteção de SDEE, tendo em vista sua adequação em termos de coordenação com fusíveis e religadores. Na Figura 2 apresentam-se as curvas de tempo inverso definidas pelas constantes dadas na Tabela 1.

De acordo com a equação (1), além das constantes A, B e p, o tempo de operação é dependente de I_R e de t_R^{D51}. O ajuste de I_R é a mínima corrente que leva à operação do dispositivo, sendo referenciada como corrente de operação. O ajuste de t_R^{D51} atua como um multiplicador do tempo de operação para uma dada razão I/I_R. Este é referenciado como ajuste de tempo de operação (*time dial*). Na Figura 2, utilizou-se para desenhar as curvas uma corrente de I_R = 380 A e t_R^{D51} = 0,5 s.

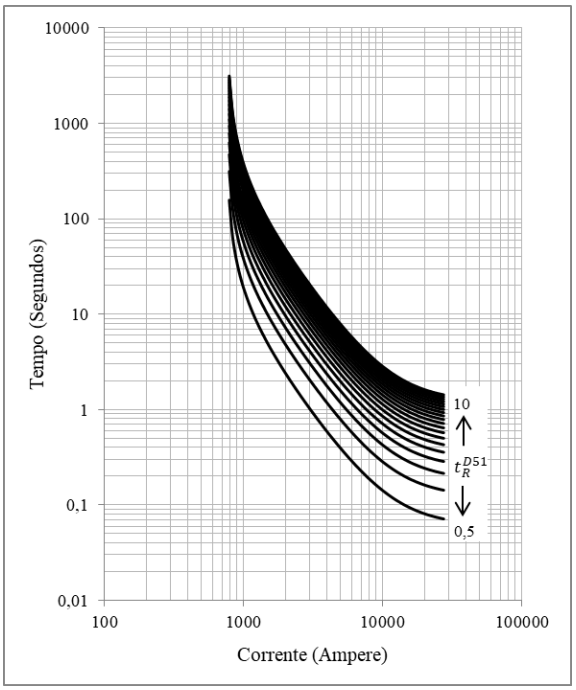
Figura 2 – Características de tempo inverso



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 3, ilustram-se as curvas extremamente inversas resultantes da equação (1), para o mesmo valor de corrente I_R = 380 A, porém os valores de t_R^{D51} variam na faixa de 0,5 s a 10 s (FERREIRA, 2013).

Figura 3 – Curvas de tempo extremamente inversa



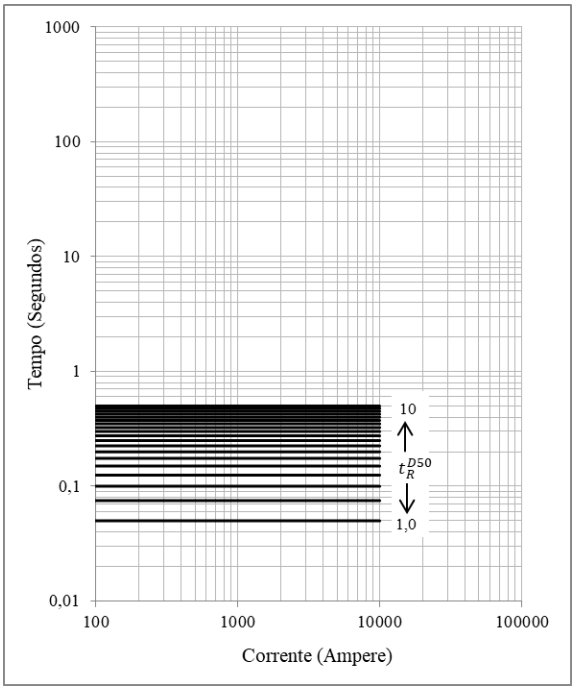
Fonte: Elaboração da própria autora

A característica de tempo definido, 50TD, e instantânea, 50, têm tempo de operação aproximadamente constante para correntes de faltas superiores à corrente de operação, como pode ser observado na Figura 4. O tempo de operação da característica de tempo definido é ajustável, enquanto que na característica instantânea não há atraso intencional. As características de operação 50TD e 50 são estabelecidas de acordo com a equação (2).

$$t_R^{50}(I) = 0,05 t_R^{D50} \tag{2}$$

onde t_R^{50} é o tempo de operação da característica 50 (s); t_R^{D50} é o ajuste de tempo de operação (s).

Figura 4 – Característica de tempo definido



Fonte: Elaboração da própria autora

A função de religamento automático, característica 79, é extensivamente utilizada na proteção de SDEE, onde as faltas de natureza temporária são predominantes. A prática mais adotada consiste em ajustar o relé ou religador para efetuar de dois a quatro religamentos. Critérios típicos de alocação de relés e religadores sugerem suas instalações, principalmente, no ramal principal do alimentador, onde os benefícios em termos da confiabilidade justificam o custo relativamente elevado destes equipamentos (SOUDI; TOMSOVIC, 1998).

2.2 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

2.2.1 Especificação dos dispositivos de proteção

A sensibilidade do sistema de proteção está relacionada com as correntes de operação dos dispositivos, estas correntes são definidas através das correntes de carga no ponto de instalação dos dispositivos para o último ano no horizonte de planejamento. Como a localização dos dispositivos na rede não é conhecida, então se determinam *a priori* as correntes de cargas em todos os ramos do alimentador. A seguir descrevem-se os critérios utilizados para a determinação das correntes de operação dos dispositivos de proteção (FERREIRA, 2013):

- Fusíveis: Os valores nominais que especificam os fusíveis são selecionados a partir de dois critérios associados a duas correntes de referência. No primeiro critério, atribuem-se fusíveis de valores nominais imediatamente superiores à corrente mínima de referência, esta é igual a 1,5 vezes a corrente de carga no ramal de instalação do fusível. Realiza-se então a coordenação dos fusíveis mais distantes da subestação com o fusível ou religador a montante mais próximo, quando a coordenação não é obtida, aplica-se então o segundo critério, aumentando o valor nominal do fusível utilizando a corrente máxima de referência que é igual a 25% da corrente mínima de falta a terra no final do ramal analisado, calculada considerando uma resistência de falta preestabelecida. Ressalta-se que com os valores nominais mais elevados a coordenação dos fusíveis com os religadores é favorecida. Ao mesmo tempo, a sensibilidade da proteção é assegurada pelo critério da corrente máxima de referência.
- Relé e Religadores: As unidades 51 de fase-fase de relés e religadores, geralmente, são especificadas com valores que variam de 1,5 a 3 vezes a corrente máxima de carga. Neste trabalho, a corrente de operação fase-fase é definida como sendo 2 vezes o valor da corrente de carga no ramal de instalação do religador, e as correntes de operação fase-terra do religadores são definidas pelo valor da corrente de carga no seu ponto de instalação.

2.2.2 Correntes de curto-circuito

Para a coordenação entre os dispositivos de proteção são utilizadas as correntes de CC máximas e mínimas de fase-fase e fase-terra. Como a localização dos dispositivos na rede é desconhecida, então *a priori* calculam-se as correntes de CC para todos os ramos da rede seguindo os critérios que são descritos no capítulo 4, seção 4.1.2. Nas coordenações que avali-

am a seletividade entre fusíveis e a seletividade entre religadores, atuando na característica de tempo inverso, com fusíveis, são utilizadas às correntes máximas de falta. Já as coordenações entre fusíveis com os religadores atuando na característica instantânea são utilizadas as correntes mínimas de faltas uma vez que a utilização das correntes máximas de falta é bastante conservador, e dificilmente é alcançado com a instalação de GDs.

- Correntes máximas de Curto-Circuito: Para a coordenação de fusíveis com a unidade de fase-fase dos relés/religadores, ou a coordenação entre as unidades de fase-fase dos relés/religadores, quando estes estão programados para atuar na característica temporizada, utiliza-se a maior corrente encontrada na simulação de uma falta trifásica sem impedância de contato. Para a coordenação de fusíveis com a unidade de fase-terra dos relés/religadores, ou a coordenação entre as unidades de fase-terra dos relés/religadores, quando estes estão programados para atuar na característica temporizada utiliza-se as correntes para uma falta monofásica sem impedância de contato com a terra, neste caso, foi simulado uma falta na fase a com impedância de contanto de zero ohm.
- Mínimas correntes de Curto-Circuito: Na coordenação entre fusíveis com a unidade de fase-fase dos relés/religadores, ou a coordenação entre as unidades de fase-fase dos relés religadores, quando estes estão programados para atuar na característica instantânea, utiliza-se a menor corrente encontrada na simulação de uma falta bifásica, optou-se por utilizar as correntes encontradas simulando uma falta entre as fases b e c. Na coordenação entre fusíveis com a unidade de fase-terra dos relés/religadores, ou a coordenação entre as unidades de fase-terra dos relés religadores, quando estes estão programados para atuar na característica instantânea, utiliza-se as correntes para uma falta monofásica com uma impedância relativamente alta, simulando-se uma falta na fase a com impedância de contanto com a terra de 40 ohms.

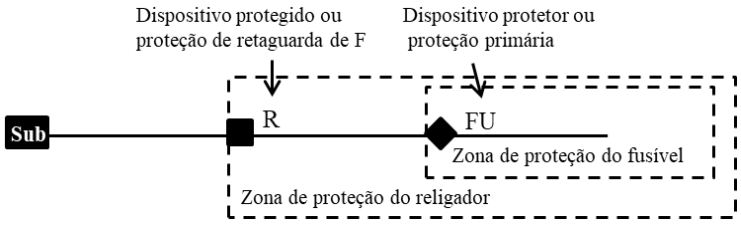
2.2.3 Esquemas de proteção coordenado e seletivo

Os esquemas coordenado e seletivo são as duas práticas de proteção comumente utilizadas na coordenação entre relés/religadores e fusíveis, e exercem impacto substancial na confiabilidade dos SDEE (FERREIRA, 2013).

- Esquema coordenado (*fuse saving*): Este esquema está relacionada com o ajuste da característica 50 do relé/religador, de modo que a zona de proteção do dispositivo a montante sobreponha-se às zonas de proteção dos fusíveis a jusante, como ilustrado na Figura 5. Uma zona de proteção é definida como a máxima distância na qual uma falta causa a sen-

sibilização de um dispositivo de proteção. Na Figura 5, considerando uma falta na zona de proteção do fusível, indicado por FU, o religador indicado por R, é o dispositivo protegido ou a proteção de retaguarda, enquanto que o dispositivo FU é o dispositivo protetor ou a proteção primária. O objetivo do esquema coordenado é eliminar as faltas temporárias sem que haja o desligamento definitivo dos ramais protegidos pelos fusíveis. Quando empregado o esquema coordenado, normalmente, considera-se que o religador é ajustado para duas operações na característica instantânea 50, seguido de duas operações na característica temporizada 51.

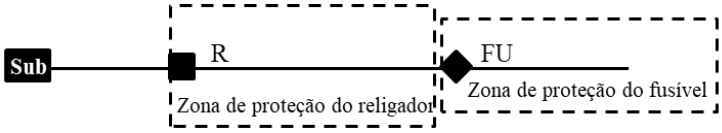
Figura 5 – Zona de proteção do esquema coordenado



Fonte: Adaptado de Ferreira (2013)

– Esquema seletivo (*fuse blowing*): Este esquema está relacionada com a adequação entre os tempos de operação das características 51 dos relés/religadores e fusíveis, ou seja, a característica 50 pode ser bloqueada ou ter sua zona de proteção reduzida de forma que não haja sobreposição com a zona de proteção dos fusíveis. No esquema seletivo, Figura 6, os fusíveis, por exemplo, operam tanto para faltas permanentes como para faltas temporárias, ou seja, o sistema de proteção opera de forma que quaisquer faltas sejam eliminadas pelo dispositivo protetor, sem causar a operação do dispositivo protegido.

Figura 6 – Zona de proteção do esquema seletivo



Fonte: Adaptado de Ferreira (2013)

2.2.4 Coordenação fusível–fusível

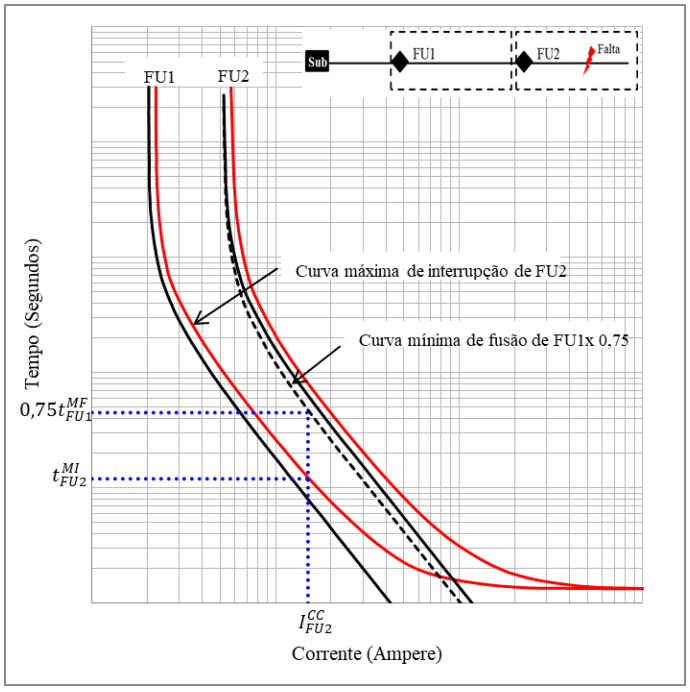
A coordenação entre fusíveis é assegurada quando o tempo de interrupção do fusível primário não for superior a 75% do tempo de fusão do fusível de retaguarda, para a maior corrente de curto-circuito comum às suas zonas de proteção garantido assim que estes fusíveis operem de forma seletiva (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013). Na Figura 7 são ilustra-

das as curvas de tempo de atuação dos fusíveis $FU1$ e $FU2$, considerando uma falta na zona de proteção do dispositivo protetor $FU2$. Observa-se que a coordenação entre os fusíveis $FU1$ e $FU2$ é alcançada se I_{FU2}^{CC} for menor que a corrente dada pela interseção da curva máxima de interrupção de $FU2$ com a mínima de fusão de $FU1$ multiplicada por 0,75, esse critério é modelado matematicamente pela equação (3).

$$t_{FU2}^{MI}(I_{FU2}^{CC}) \leq 0,75 t_{FU1}^{MF}\left(I_{FU2}^{CC}\right) \tag{3}$$

onde t_{FU2}^{MI} é o tempo máximo de interrupção do fusível primário $FU2$ (s); t_{FU1}^{MF} é o tempo mínimo de fusão do fusível de retaguarda $FU1$(s); e I_{FU2}^{CC} é a maior corrente de CC de fase-fase ou fase-terra na zona de proteção de $FU2$ (A).

Figura 7 – Coordenação fusível–fusível



Fonte: Elaboração da própria autora

2.2.5 Coordenação relés/religadores com fusível

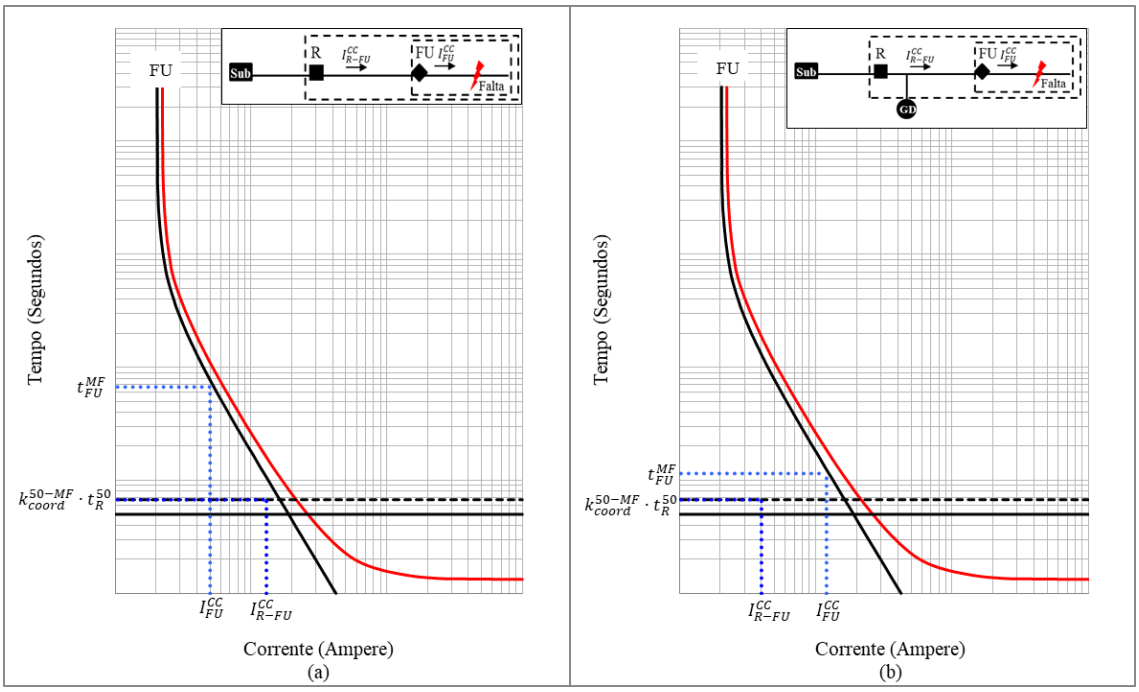
O critério utilizado na coordenação da característica instantânea do religador/relé, 50, com um fusível considera o aquecimento e o resfriamento do elo fusível durante a sequência de abertura e religamento do circuito, ou seja, consiste em garantir que o tempo mínimo de fusão do elo não seja inferior ao tempo de operação na característica 50, multiplicado por um fator de segurança, que incorpora a fadiga do elo durante a sequência de religamento (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013).

A coordenação entre religadores/relés atuando na característica instantânea e fusíveis é obtida considerando ou não as correntes de CC provenientes dos GDs. Nas Figura 8 (a) e (b) ilustra-se o caso em que, na ocorrência de uma falta na zona de proteção do fusível FU, a característica instantânea do religador/relé R, 50, deve atuar primeiro, garantido a não atuação do fusível para qualquer corrente de CC, independentemente se a corrente de CC que sensibiliza o religador for superior ou inferior à corrente de CC que sensibiliza o fusível. A equação (4) fornece esta condição de coordenação.

$$t_{FU}^{MF}(I_{FU}^{CC}) \geq k_{coord}^{50-MF} \cdot t_{R}^{50}\left(I_{R-FU}^{CC}\right) \tag{4}$$

onde t_{FU}^{MF} é o tempo mínimo de fusão do elo fusível (s); t_{R}^{50} é o tempo de operação da característica 50 do religador (s); I_{FU}^{CC} é a corrente de CC que sensibiliza o fusível, ou seja que ocorre na seção do fusível (A); I_{R-FU}^{CC} é a corrente de CC que ocorre na seção do fusível mas sensibiliza o religador (A); e k_{coord}^{50-MF} é o fator de coordenação da característica 50, com a curva mínima de fusão do fusível. Este valor é dependente do número de operações do religador na característica 50 e do tempo de religamento. Para a sequência de duas operações 50 e tempo de religamento de 2 s, o valor geralmente adotado é 1,35.

Figura 8 – Coordenação entre relés/religadores (característica 50) com fusíveis



Fonte: Elaboração da própria autora

Quando aplicado o esquema coordenado é possível garantir a não atuação do fusível para faltas transitórias, sendo descrita na literatura como operação de “salvamento” do fusível.

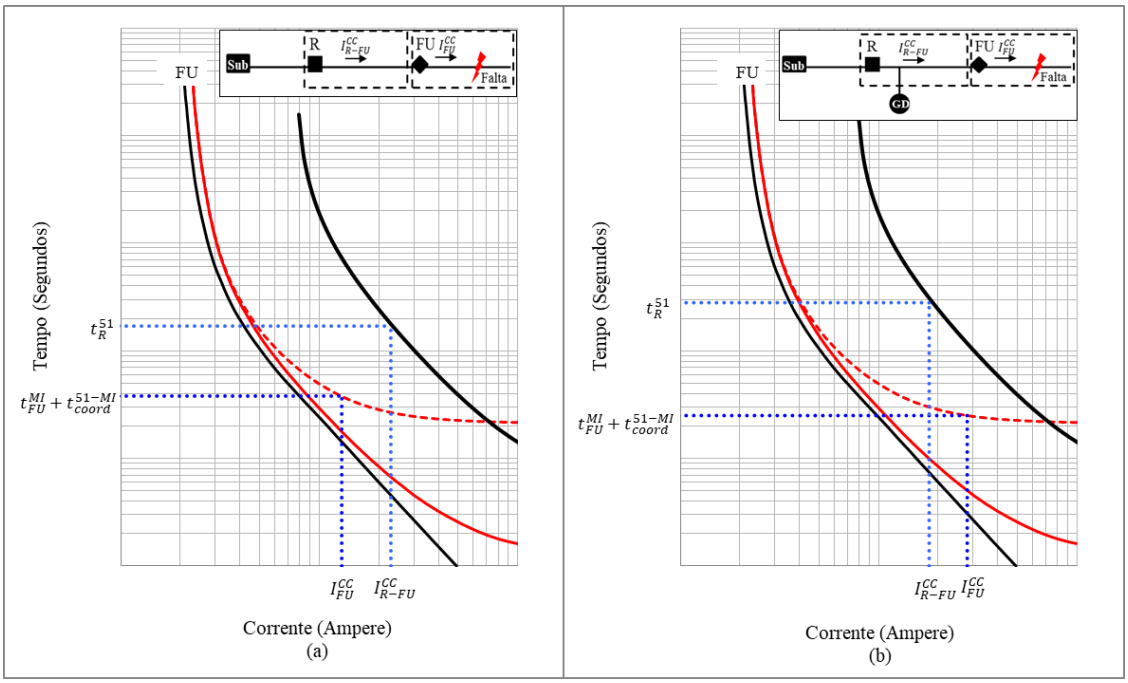
O critério utilizado na coordenação entre os religadores/relés atuando na caraterística temporizada com os fusíveis deve assegurar a operação seletiva entre estes dispositivos, onde o tempo máximo de interrupção do elo mais uma margem de tolerância não podem ser superiores ao tempo de operação da característica temporizada, 51, do religador/relé (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013).

Como na coordenação da característica temporizada 51 do religador/relé com o fusível deve ser assegurada na presença ou não de GDs na rede. Na Figura 9 verifica-se, que independente da corrente que circula pelo dispositivo FU ser maior ou menor que a corrente circulando pelo religador/relé, a atuação da curva do elo mais uma margem de segurança de tempo deve ser inferior ao tempo de atuação do dispositivo R. Esta condição pode ser expressa matematicamente pela equação (5).

$$t_R^{51}\left(I_{R-FU}^{CC}\right) \geq t_{FU}^{MI}\left(I_{FU}^{CC}\right) + t_{coord}^{51-MI} \tag{5}$$

onde t_R^{51} é o tempo de operação na característica 51 do religador (s); t_{FU}^{MI} é o tempo máximo de interrupção do elo fusível (s); t_{coord}^{51-MI} é a uma margem de segurança no tempo de atuação entre a operação da característica 51 e a curva máxima de interrupção do fusível (s).

Figura 9 – Coordenação entre relés/religadores (característica 51) com fusíveis



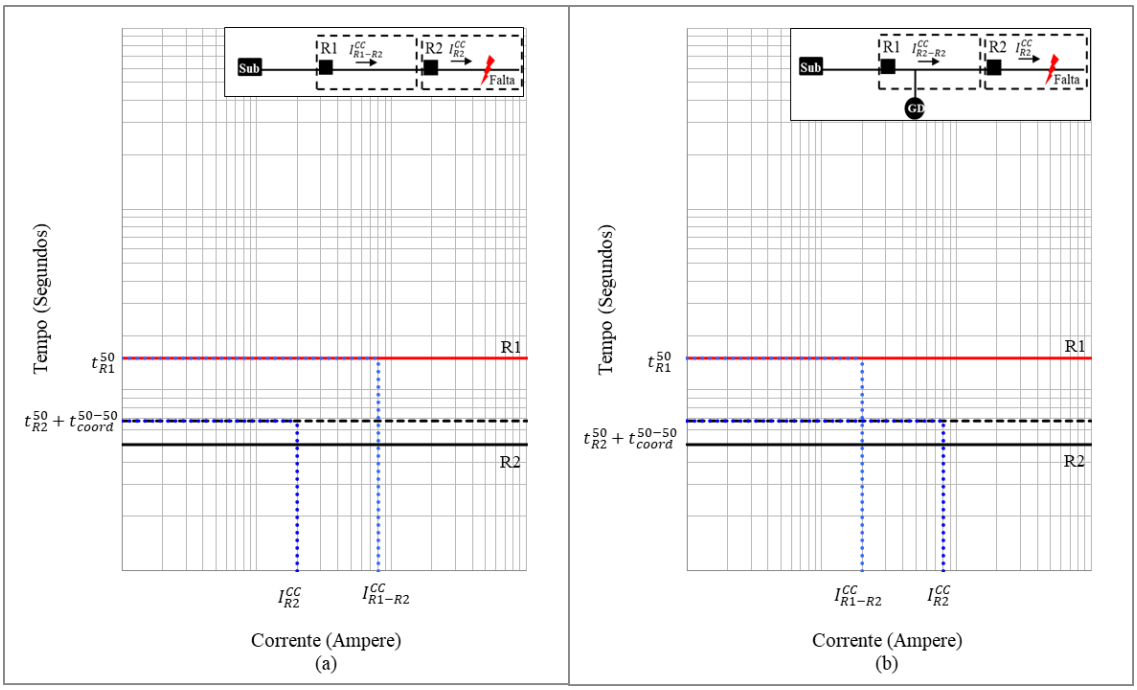
Fonte: Elaboração da própria autora

O esquema seletivo garante que o fusível atua (funde-se) primeiro que a operação da característica 51 do dispositivo R, fazendo com que apenas os consumidores que estão à jusante do dispositivo FU sofram interrupção do fornecimento de energia.

2.2.6 Coordenação entre relés/religadores

A coordenação entre os religadores/relés é alcançada mantendo-se uma margem de tempo entre suas curvas de operação, como tolerância para os erros associados aos transformadores de corrente, tempo de resposta dos dispositivos e extinção da falta. É necessária que a coordenação entre os religadores/relés sejam garantidas para uma rede na presença ou não de GDs, independentemente de onde estejam instalados, sendo a montante, a jusante ou entre os dispositivos coordenados, como pode ser verificado nas Figura 10 e Figura 11.

Figura 10 – Coordenação entre os tempos de operação da caraterística 50 dos relés/religadores



Fonte: Elaboração da própria autora

O tempo de operação do religadores/relés atuando na característica 50 do dispositivo primário $R2$, mais o tempo de coordenação desta mesma característica, deve ser inferior ao tempo de atuação da característica 50 do dispositivo de retaguarda $R1$, Figura 10. (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013). Observa-se que, havendo coordenação entre $R1$ e $R2$, a ocorrência de uma falta permanente na zona de proteção de $R2$, leva à operação de

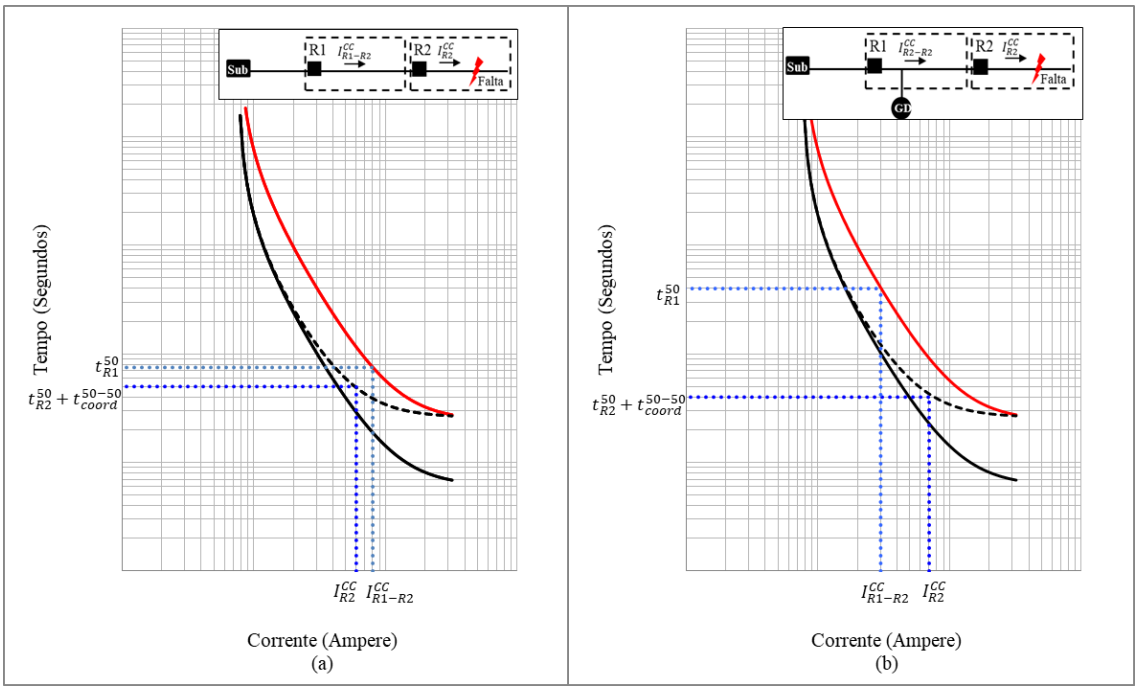
$R1-50$ após as duas operações de $R2-50$. Este critério é expresso matematicamente por (6).

$$t_{R1}^{50}\left(I_{R1-R2}^{CC}\right)\geq t_{R2}^{MI}(I_{R2}^{CC})+t_{coord}^{50-50} \tag{6}$$

onde t_{R1}^{50} é o tempo de operação na característica 50 do religador $R1$ (s); $t_{R2}^{50}(I_{R2}^{CC})$ é o tempo de operação na característica 50 do religador $R2$ (s); I_{R2}^{CC} é a corrente de CC que sensibiliza o religador $R2$, ou seja que ocorre na seção do $R2$ (A); I_{R-FU}^{CC} é a corrente de CC que ocorre na seção do $R2$ mas sensibiliza o religador $R1$; t_{coord}^{50-50} é o tempo de coordenação entre as características 50 dos religadores (s).

O tempo de operação dos religadores/relé atuando na característica 51 do dispositivo primário $R2$ mais o tempo de coordenação desta mesma característica, deve ser menor que o tempo de atuação da característica 51 do dispositivo de retaguarda $R1$, Figura 11 (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013).

Figura 11 – Coordenação entre os tempos de operação da caraterística 51 dos relés/religadores



Fonte: Elaboração da própria autora

Este critério garante a seletividade entre estes dispositivos, onde o dispositivo primário a falta $R2$ atua primeiro, ou seja, abre seus contatos e efetua o isolamento da seção sob falta, garantindo que apenas os consumidores na zona de proteção do relé/religador $R2$ sofrem interrupção de energia. Isto pode ser expresso matematicamente pela equação (7).

$$t_{R1}^{51}\left(I_{R1-R2}^{CC}\right) \geq t_{R2}^{51}(I_{R2}^{CC}) + t_{coord}^{51-51} \quad (7)$$

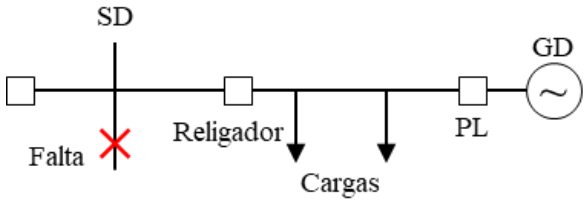
onde t_{R1}^{51} é o tempo de operação na característica 51 do religador $R1$ (s); t_{R2}^{51}é o tempo de operação na característica 51 do religador $R2$ (s); t_{coord}^{51-51} é o tempo de coordenação entre as características 51 dos religadores (s).

2.3 PROPOSTAS DE COORDENAÇÃO CONSIDERANDO GD

As GDs instaladas nas redes de distribuição radiais fazem com que as correntes, tanto de operação normal quanto sob condições de curto-circuito, sofrem alterações, e o sistema de proteção sofre uma mudança de filosofia para o qual foi projetado originalmente. Desta forma, é importante desenvolver uma nova metodologia para garantir a operação coordenada e seletiva do sistema de proteção sem gerar esquemas complexos e de alto custo que inviabilizem a conexão dos GDs à rede. Neste trabalho é proposta uma nova filosofia de proteção para redes de distribuição com GDs através do uso de religadores direcionais para os circuitos da rede de distribuição que possuem GDs instalados. A justificativa para a utilização de religadores direcionais é estabelecida com base nos aspectos que será descrito a seguir

Na ocorrência de uma falta no SDEE a montante de um religador direcional, conforme mostra a Figura 12, dependendo dos níveis de correntes de CC, o religador automático direcional atua na característica 50 ou 50N, ou na característica 51/51N para as correntes de CC de fase-fase ou fase-terra, provenientes do GD antes da atuação da proteção local (PL) do GD.

Figura 12 – Ocorrência de um evento de falta no sistema de distribuição

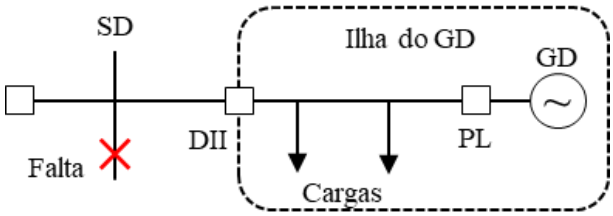


Fonte: Elaboração da própria autora

Com a abertura de seus contados devido à atuação na característica 50/50N, ou na característica 51/51N, o religador deve isolar a seção em falta sem a necessidade de desligar o GD, formando uma seção alimentada pelo GD denominada operação ilhada, Figura 13 (IEEE,

2008, 2011). Este religador direcional com capacidade de religamento automático é denominado neste trabalho como **Dispositivo de Interconexão de Ilha (DII)**.

Figura 13 – Ilha do GD



Fonte: Adaptado de IEEE (2011)

O DII deve ter no mínimo as seguintes funções de proteção: 25 sincronismo; 67 e 67N sobrecorrente direcional de fase-fase e fase-terra; 51 e 51N sobrecorrente temporizada de fase-fase e fase-terra; 50 e 50N sobrecorrente instantânea de fase-fase e fase-terra; 79 auto religamento; 27 subtensão; 81/U subfrequência (IEEE, 1999).

A seguir são descritas a metodologia proposta para realizar a operação ilhada do GD na ocorrência de faltas temporárias ou permanentes nas seções a montante do DII e também, a proposta de coordenação do DII com os demais dispositivos da rede.

2.3.1 Ilhamento intencional

A operação ilhada da GD ocorre quando parte da rede (subrede) é alimentada exclusivamente pela GD, sendo desconectada eletricamente do sistema de distribuição principal devido à atuação do dispositivo de interconexão de ilha (DII - religador automático direcional) (IEEE, 2003). De acordo com IEEE (2011), os sistemas ilhados do GD são redes autônomas constituídas por GD e carga, intencionalmente planejadas e com capacidade de manter-se operando desconectadas do sistema de distribuição.

Para uma condição de falta na seção a montante do DII, Figura 13, a seção da GD deve ser desconectada sem a necessidade de desligar a GD, ou seja, o DII deverá ser aberto antes da atuação da PL do GD. Este comportamento faz com que a ilha formada pela GD opere simultaneamente com o sistema de distribuição e para que isso ocorra, é necessário que DII tenha capacidade de realizar o paralelismo e sincronismo entre a GD e o sistema de distribuição, além do dispositivo (PL) usado para paralelizar normalmente a geração (IEEE, 2008, 2011).

Para que exista a possibilidade de operação ilhada é importante que haja uma boa comunicação do DII, PL, GD e o operador da rede (CALDON; STOCCO; TURRI, 2008). Além

disso, durante o tempo que o GD estiver operando em modo ilha, este deve ser capaz de regular a tensão e a frequência dentro dos níveis exigidos e atender as demandas de potências ativa e reativa das cargas dentro da ilha.

Após o reparo da falta, para que haja a reconexão, o monitoramento da interface entre a ilha e o sistema principal deve indicar a existência de condições físicas e operacionais adequadas para sincronização da ilha com a área do sistema de distribuição onde a tensão, frequência e ângulo de fases entre os dois sistemas devem estar dentro dos níveis exigidos (IEEE, 2011).

A operação ilhada intencional do GD ocorre tanto na incidência de faltas permanentes quando o DII atua na característica temporizada 51/51N, como na incidência de faltas temporárias devido à ação do DII atuando na instantânea 50/50N, diferenciando apenas o tempo em que a zona ilhada fica desconectada do restante do sistema de distribuição.

2.3.1.1 Faltas temporárias

Quando a falta indicada na Figura 12 for de natureza temporária o DII deve atuar na característica instantânea 50/50N para as mínimas correntes de CC de fase ou terra abrindo seus contatos e isolando a seção do GD do restante da rede sem a necessidade de desliga-lo, Figura 13. Como a falta é temporária o sistema de distribuição não sofre interrupção de energia, apenas ocorre à separação da zona ilhada do sistema de distribuição. Após o tempo necessário de sincronização entre o GD e o sistema de distribuição, o DII fecha seus contatos permitindo a reconexão da zona ilhada à rede de distribuição. Com essa metodologia é possível garantir que o GD não seja desligado para quaisquer faltas temporárias que ocorram na rede.

2.3.1.2 Falta permanente

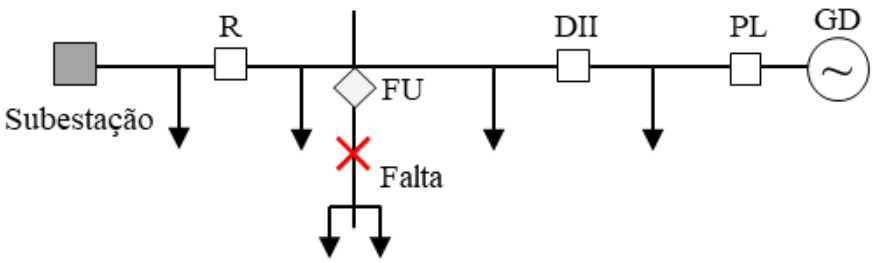
Quando a falta indicada na Figura 12 é do tipo permanente, o DII é sensibilizado pelas correntes máximas de CC fase ou terra do GD, e deve ter a sua proteção temporizada, 51/51N, atuada. Com a abertura de seus contados o DII isola a seção do GD do restante da rede ocorrendo à operação ilhada sem a necessidade de desligar o GD, Figura 13. Como a falta é de natureza permanente os consumidores pertencentes ao SDEE que se encontram a montante do DII sofrerão interrupção de energia durante o tempo de reparo da falta, porém os consumidores que pertencem à seção definida pelo DII não sofrerão interrupções de energia uma vez serão alimentandos pelo GD. Após o tempo de reparo da falta e o tempo de sincronização

entre o GD e o sistema de distribuição, o DII fecha seus contatos permitindo a reconexão da zona ilhada à rede de distribuição.

2.3.2 Proposta para coordenação do DII

Na ocorrência de faltas a montante do ponto de alocação do DII é necessário que este dispositivo esteja perfeitamente coordenado com os demais dispositivos da rede para garantir a coordenação de todo o sistema de proteção da rede. Na Figura 14 apresenta-se a proposta de coordenação entre um DII e um religador (R) atuando como dispositivos de retaguarda para um fusível (FU).

Figura 14 – Exemplo da coordenação do DII e religador que atuam como dispositivos de proteção de retaguarda do fusível



Fonte: Elaboração da própria autora

Os eventos sintetizados da atuação destes dispositivos devido à ocorrência de faltas temporárias e permanentes na zona de proteção do fusível são descritos a seguir:

2.3.2.1 Falta temporária

i. Na ocorrência de uma falta temporária na zona de proteção do fusível, a corrente de CC que sensibiliza o fusível é a soma das correntes mínimas de CC das duas fontes de alimentação, subestação e GD.

ii. Os dispositivos R e DII atuam na característica 50/50N, simultaneamente, em um tempo definido. Para que haja coordenação os tempos de atuação na característica 50 ou 50N dos dois dispositivos de retaguarda devem ser inferiores ao tempo de atuação do fusível. O DII deve permanecer com os seus contados abertos realizando a operação ilhada do GD conforme descrito na seção 2.3.1.1.

iii. O religador R deve atuar na característica de auto religamento 79 fazendo com que os circuitos sejam fechados novamente. Como a falta é de natureza temporária, o sistema de distribuição a montante do DII volta a funcionar normalmente.

iv. Após o tempo necessário para a sincronização do GD com o sistema de distribuição, o DII permite a reconexão da zona ilhada na rede de distribuição. Assim o sistema volta operar normalmente.

Deve-se ressaltar que na incidência de faltas temporárias, conforme descrito na seção 2.3.1.1 a operação ilhada ocorre em um curto período de tempo (tempo estimado necessário para realizar o sincronismo do GD com a rede de distribuição).

2.3.2.2 Falta permanente

i. Na ocorrência de uma falta permanente na zona de proteção do fusível, a corrente de CC que sensibiliza o fusível é a soma das correntes máximas de CC das duas fontes de alimentação, subestação e GD.

ii. O fusível deve atuar para a corrente máxima de CC em um tempo inferior que a atuação dos dispositivos R e DII operando na característica temporizada 51 ou 51N, em seus respectivos tempos de operação.

iii. Assim o fusível deve isolar a área com defeito antes da atuação do DII e de R, não alterando as condições de operação da GD e da rede nas áreas que não estão sujeitas ás consequências da falta. Nestas condições o sistema de distribuição opera no estado restaurativo.

iv. Após o reparo da falta e a troca do fusível, o sistema volta a operar no estado normal.

3 MODELO MATEMÁTICO

Na modelagem matemática estabelecem-se relações que possibilitam efetuar a alocação e/ou realocação de fusíveis, religadores automáticos, chaves de manobras automáticas e DII. Embora a proposta de solução do problema seja a meta-heurística NSGA-II, o modelo matemático é importante no contexto deste trabalho, porque se estabelece, formalmente, as equações necessárias para avaliar tanto as FOs como o conjunto de restrições. Nas FOs são considerados aspectos econômicos na minimização dos custos de investimento, e aspectos de continuidade do serviço de fornecimento de energia buscando minimizar os custos de interrupção devido à incidência de faltas permanentes e temporárias na rede. O conjunto de restrições é composto por restrições físicas, operacionais e um subconjunto de restrições que possibilitam obter a especificação, coordenação dos dispositivos de proteção.

As FOs são uma adaptação do modelo apresentado por Peñuela Meneses (2012), estas foram reescritas e acrescentou-se a possibilidade de alocação de chaves de manobras automáticas para dar a possibilidade de transferência de carga que não se encontra na região da falta para outros alimentadores e sistemas vizinhos que possuem disponibilidade de energia para alimentá-los, semelhante à proposta de Silva (2005). No modelo ainda agregam-se adaptações das restrições de coordenação dos dispositivos de proteção, apresentadas por Ferreira (2013), estas restrições foram reescritas de modo a se adaptarem às FOs. Sendo assim, o modelo apresentado neste trabalho é uma nova formulação matemática para a alocação e coordenação de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando GD.

3.1 FUNÇÕES OBJETIVO

O modelo matemático proposto é multiobjetivo composto por duas funções: o custo de interrupção de energia devido à atuação dos dispositivos de controle e proteção quando ocorrem faltas permanentes e temporárias na rede, $C_{Interrupção}$; e, os custos da alocação e/ou realocação dos dispositivos de controle e proteção, $C_{Equipamentos}$ equação (8) (SILVA et al., 2008; PEÑUELA MENESES; MANTOVANI, 2013; TENG; LIU, 2003).

$$Funções\ Objetivos \begin{cases} Minimizar(C_{Interrupção}) \\ Minimizar(C_{Equipamentos}) \end{cases} \quad (8)$$

Neste modelo consideram-se a alocação e/ou realocação dos dispositivos descritos na Tabela 2, onde o índice d irá indicar o tipo de dispositivo na modelagem matemática.

Tabela 2 – Tipos de dispositivos de manobra e proteção

Índice d	Dispositivo
1	Fusível
2	Religador automático
3	Chave de manobra automática
4	Dispositivos de interconexão de ilha

Fonte: Elaboração da própria autora

3.1.1 Custo de interrupção

Os custos de interrupção no fornecimento de energia considerando os índices de faltas permanentes e temporárias, para cada ano y que compõe o conjunto de anos θ do horizonte de planejamento é calculado através da equação (9).

$$C_{Interrupção} = \sum_{tc \in \{C,R,I\}} Ce_{tc} \sum_{y \in \theta} \frac{\left(IP_y + IT_y\right)}{\left(1+TIR\right)^y} \quad (9)$$

onde: Ce_{tc} é o custo de energia não distribuída, para cada tipo de consumidor tc, comercial (C), residencial (R) e industrial (I); TIR é a taxa interna de retorno de investimentos anual; IP_y e IT_y são equações que representam as interrupções de energia devido às faltas permanentes e temporárias.

No contexto deste trabalho uma seção é definida por toda a região entre dois dispositivos, tal que, cada seção da rede é determinada em função da alocação de um dos dispositivos disponíveis para isolar o defeito e restaurar a rede. Para o cálculo dos tempos de interrupção devido à incidência de faltas permanentes e temporárias na rede é necessário verificar o tipo de dispositivo que define a seção sob falta: (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2010; SILVA, 2005).

- Fusível: Os fusíveis neste trabalho são alocados apenas para proteção. Na ocorrência de uma falta permanente na seção definida por um fusível, a seção é isolada, os consumidores sofrem interrupção de fornecimento durante um tempo de reparo, e na existência de in-

terconexão com outro alimentador os consumidores a jusante da seção sob falta poderão ter o seu fornecimento de energia restaurado, já os consumidores a montante do fusível não sofrerão interrupções de energia. Na incidência de faltas temporárias ocorrerá à atuação do dispositivo de proteção com religamento automático (característica 50) a montante mais próximo e em série do ramal onde se encontra o fusível.

- Religador: Este equipamento possui a função de manobra e proteção. Na existência de faltas permanentes na seção iniciada por um religador, a falta é isolada apenas nesta seção, os consumidores das seções a jusantes podem ter o fornecimento de energia restaurado e os consumidores das seções a montante do religador não sofrerão interrupções de energia elétrica. Na ocorrência de faltas temporárias todos os consumidores a jusante do religador sentirão desligamentos transitório e os consumidores das seções a montante não sofrerão interrupção do fornecimento de energia elétrica. Neste trabalho não se considera o custo de interrupção devido aos religamentos dos dispositivos automáticos.
- Chave de manobra automática: Este tipo de equipamento não possui a função de proteção, logo não atua na ocorrência de uma falta, quem deve atuar neste caso é o dispositivo de proteção a montante e em série mais próximo. Tanto para faltas permanentes ou temporárias, se o dispositivo que atuar for um fusível, a seção definida pela chave de manobra e a seção definida pelo fusível são isoladas e os consumidores destas seções sofrerão interrupções de fornecimento de energia durante o tempo de reparo devido falta. Para faltas permanentes, caso o dispositivo atuante ser um religador, apenas a seção definida pela chave de manobra é isolada, e para as faltas temporárias os consumidores a jusante do religador sofrem interrupções do fornecimento de energia com os desligamentos transitórios devido a atuação do religador. Nos dois casos os consumidores das seções a jusante podem ter o fornecimento de energia restaurados e os consumidores das seções a montante não sofrerão interrupção de energia elétrica.
- Dispositivo de Interconexão de Ilha (DII): Este dispositivo na prática é um religador automático direcional, programado para ser sensibilizado através das faltas ocorridas a sua montante (como detalhado na seção 2.3), e, portanto na incidência de faltas permanentes na seção iniciada por um DII, deve atuar o dispositivo de proteção a montante mais próximo, que é um religador automático ou o relé da subestação, porém apenas a seção do DII é isolada. Na incidência de faltas temporárias ocorre a atuação do dispositivo de proteção com religamento automático a montante mais próximo e em série com o DII.

As funções que modelam os custos das interrupções permanentes e temporárias de energia, IP_y e IT_y, são modeladas através da equação (10) e (11), respectivamente, e estão relacionadas ao conceito de ENS (SILVA et al., 2008; PEÑUELA MENESES; MANTOVANI, 2013; TENG; LIU, 2003).

$$IP_y = \sum_{i\in\beta}\sum_{d\in\mu}\sum_{c\in\delta_d} x_{i,d,c}\left(\sum_{h\in\varphi_i}\frac{\lambda_h L_h}{T}\right)\left[IM^{\,p}_{y,i} + IJ^{\,p}_{y,i} - TC_{y,i} - OI_{y,i}\right] \tag{10}$$

$$IT_y = \sum_{i\in\beta}\sum_{\substack{d\in\mu\\ d\neq 2}}\sum_{c\in\delta_d} x_{i,d,c}\left(\sum_{h\in\varphi_i}\frac{\gamma_h L_h}{T}\right)\left[IM^{\,t}_{y,i} + IJ^{\,t}_{y,i}\right] \tag{11}$$

onde β é o conjunto de todos os ramos i da rede de distribuição sob análise. μ é o conjunto de todos os dispositivos do tipo d candidatos a serem alocados/realocados no sistema, sendo representados por: 1 - Fusíveis; 2 - Religadores; 3 - Chave de manobra automática; e, 4 - DII. δ_d é o conjunto com todos os intervalos de operação, c, de cada dispositivo de tipo d. A variável binária $x_{i,d,c}$ indica a alocação do dispositivo do tipo d e intervalo de operação c no ramo i. O conjunto φ_i é composto por todos os ramos h pertencentes à seção definida pelo ramo i. L_h, λ_h e γ_h são, respectivamente, o comprimento e as taxas de faltas permanente e temporária de cada ramo h pertencente ao conjunto φ_i. T é o tempo total considerado no horizonte de planejamento (horas). $IM^p_{y,i}$ e $IM^t_{y,i}$ são, respectivamente, as interrupções de carga a montante da seção definida pelo ramo i devido a incidência de faltas permanentes e temporárias. $IJ^p_{y,i}$ e $IJ^t_{y,i}$ representam, respectivamente as interrupções das cargas a jusante da seção definida pelo ramo i devido a incidência de faltas permanentes e temporárias. $TC_{y,i}$ é a quantidade de cargas transferida das seções a jusante da seção sob falta i para o ano y do alimentador sob estudo para os alimentadores vizinhos desde que seja viável operacional e fisicamente, e $OI_{y,i}$ é a quantidade de cargas restaurada para seções à jusante da seção sob falta i, para o ano y.através da operação ilhada do GD

As equações (12) e (13) fornecem o valor total das interrupções do fornecimento de energia na seção j (a seção j é definida por um dispositivo de proteção do tipo 1 ou 2 alocado no ramo j) a montante da seção sob falta i (sendo que a seção i deve ser definida por uma chave de manobra automática), para incidência de faltas permanentes e temporárias, respectivamente.

$$IM^{p}_{y,i} = \sum_{d\in\{3,4\}}\sum_{c\in\delta_d} x_{i,d,c}\left\{\sum_{j\in\phi_i}\left[\begin{array}{l}\sum_{c\in\delta_1} x_{j,1,c}\left(\sum_{h\in\varphi_j} LD_{y,h}\right)TR \\ +\sum_{c\in\delta_2} x_{j,2,c}\left(\sum_{h\in\varphi_j} LD_{y,h}\right)Tr\end{array}\right]\right\} \tag{12}$$

$$IM^{t}_{y,i} = \sum_{c\in\delta_3} x_{i,3,c}\left[\sum_{j\in\phi_i}\sum_{c\in\delta_1} x_{j,1,c}\left(\sum_{h\in\varphi_j} LD_{y,h}\right)TR\right] \tag{13}$$

onde ϕ_i é o conjunto composto por todos os ramos entre a seção j e a seção i, incluindo os ramos pertencentes a seção j. $LD_{y,h}$ é a carga conectada na barra final do ramo h para o ano y. TR é o tempo de reparo e Tr é o tempo de restauração.

O cálculo das interrupções aos consumidores à jusante da seção sob falta devido à incidência de faltas permanentes e temporárias é dado pelas equações (14) e (15) respectivamente, onde conjunto ω_i é formado por todos os ramos k a jusante da seção sob falta, i.

$$IJ^{p}_{y,i} = \sum_{k\in\omega_i}\sum_{d\in\mu}\sum_{c\in\delta_d} x_{k,d,c}\left(\sum_{h\in\varphi_k} LD_{y,h}\right)TR \tag{14}$$

$$IJ^{t}_{y,i} = \sum_{d\in\{1,3\}}\sum_{c\in\delta_d} x_{i,d,c}\left\{\sum_{j\in\phi_i}\sum_{c\in\delta_1} x_{k,1,c}\left[\left(\sum_{h\in\varphi_k} LD_{y,h}\right)TR\right]\right\} \tag{15}$$

A Equação (16) representa a quantidade de energia restaurada através da transferência de carga para os alimentadores vizinhos. Se houver um alimentador vizinho e pertencente ao conjunto de alimentadores Ω_i a jusante da seção com falha i, então existe a possibilidade de transferência de carga.

$$TC_{y,i} = \sum_{\substack{k\in\omega_i \\ k\neq i}}\sum_{d\in\{2,3\}}\sum_{c\in\delta_d} x_{k,d,c}\sum_{e\in\Omega_i} y_{k,e}\left(\sum_{h\in\varphi_k} LD_{y,h}\right)(TR-Tr) \tag{16}$$

A variável binária y_{ke} define se o alimentador vizinho e tem reserva de potência suficiente para alimentar as cargas pertencentes à seção k.

$$y_{k,e} = \begin{cases} 0 \quad se \quad \sum_{z \in \omega_k} LD_z > RS_e \\ 1 \quad se \quad \sum_{z \in \omega_k} LD_z \leq RS_e \end{cases} \tag{17}$$

onde RS_e é a reserva de carga do alimentador e, ou seja, o quanto de carga disponível o alimentador e pode transferir para outros alimentadores.

Na existência de um GD, g, pertencente ao conjunto de GDs, G_i, que se encontram a jusante da seção sob falta i, então a equação (18) modela a possibilidade desse gerador operar de forma ilhada e restaurar as cargas interrompidas de sua seção.

$$OI_{y,i} = \sum_{\substack{k \in \omega_i \\ k \neq i}} \sum_{c \in \delta_d} x_{k,4,c} \sum_{g \in G_i} s_{k,g} \left(\sum_{h \in \varphi_k} LD_{y,h} \right) TR \tag{18}$$

A variável binária $s_{k,g}$, equação (19) define se o gerador g pode suprir todas as cargas a jusante do ramo k.

$$s_{k,g} = \begin{cases} 0 \quad se \quad \sum_{z \in \omega_k} LD_z > PG_g \\ 1 \quad se \quad \sum_{z \in \omega_k} LD_z \leq PG_g \end{cases} \tag{19}$$

onde PG_gé a potência do gerador g disponível para alimentar de forma contínua todas as cargas a jusante do ramo k onde se encontra alocado um dispositivo DII.

3.1.2 Custos de equipamentos

Os dispositivos de manobras e proteção na maioria das vezes são instalados nos SDEE na fase de planejamento da rede. Porém, frequentemente busca-se aumentar a segurança e a confiabilidade da rede através da instalação de novos dispositivos e/ou a realocação dos dispositivos já existentes, em função do crescimento da carga e alterações da topologia da rede. O modelo matemático proposto foi desenvolvido para SDEE novo em fase de planejamento, ou um SDEE em operação, e com o auxílio da variável binária, $x_{i,d,c}^{base}$ é possível determinar se no ramo i já existe um dispositivo alocado de tipo d com intervalo de operação c para que este possa ser, quando possível, reutilizado na rede (PEÑUELA MENESES; MANTOVANI, 2013; TENG; LIU, 2003).

A equação (20) representa a segunda FO do modelo proposto onde são calculados os custos de aquisição, instalação/desinstalação e manutenção dos dispositivos de controle e proteção.

$$C_{Equipamento} = C_{acqui} + C_{inst/desi} + \sum_{y\in\theta} \frac{C_{Main\,y}}{(1+TIR)^{y}} \tag{20}$$

onde $C_{Equipamento}$ representa o total de custos com a aquisição (C_{aqui}), equação (21), instalação e desinstalação ($C_{inst/desi}$), equação (23), e manutenção (C_{Man_y}), equação (24), dos equipamentos de controle e proteção.

Na equação (21) totaliza-se o montante de dispositivos que devem ser instalados e que é subtraído da quantidade de dispositivos de mesmo tipo e mesma capacidade de operação já existente no sistema.

$$C_{acqui} = \sum_{d\in\mu}\sum_{c\in\delta_d} Acqu_{d,c} Z_{d,c} \left(\sum_{i\in\beta} \left(x_{i,d,c} - x_{i,d,c}^{base} \right) \right) \tag{21}$$

onde $Aqu_{d,c}$ representa os custos de aquisição do dispositivo de tipo d com capacidade de operação c. A variável binária, $Z_{d,c}$, é definida em (22).

$$z_{d,c} = \begin{cases} 0 \quad se \quad \sum_{i\in\beta} (x_{idc} - x_{idc}^{base}) \le 0 \\ 1 \quad se \quad \sum_{i\in\beta} (x_{idc} - x_{idc}^{base}) > 0 \end{cases} \tag{22}$$

A variável $Z_{d,c}$ recebe valor "1" quando o somatório referido é maior do que zero, isto é, quando o número de novos dispositivos de proteção de tipo d, e capacidade c, for maior que o número de equipamentos do mesmo tipo, e a mesma capacidade que existe no sistema de proteção inicial, e "0" caso contrário.

Na equação (23) efetua-se a contabilização dos dispositivos que devem ser desinstalados e instalados no sistema, onde $Ins_{d,c}$ representa o custo de instalação do dispositivo de tipo d com capacidade de operação c. $Des_{d,c}$ representa o custo de desinstalação do dispositivo de tipo d com capacidade de operação c.

$$C_{inst/desi} = \sum_{d\in\mu}\sum_{c\in\delta_d}\sum_{i\in\beta} \left(x_{i,d,c} \left(x_{i,d,c} - x_{i,d,c}^{base} \right) Ins_{d,c} \right) + x_{i,d,c}^{base} \left(x_{i,d,c}^{base} - x_{i,d,c} \right) Des_{d,c} \tag{23}$$

Na equação (24) calculam-se os custos de manutenção anuais dos dispositivos, onde $Main_d$ representa o custo de manutenção do dispositivo de tipo d.

$$C_{Mainy} = \sum_{d\in\mu}\sum_{c\in\delta_d}\sum_{i\in\beta}\left(x_{i,d,c}Main_d\right) \tag{24}$$

3.2 RESTRIÇÕES

O conjunto de restrições do modelo matemático é composto por restrições físicas e operacionais da rede e dos geradores. Porém, como o principal diferencial desse trabalho é propor um subconjunto de restrições baseadas em regras práticas de coordenação utilizadas pelas DISCOs e previstas em normas técnicas nacionais e internacionais que impõem a especificação e coordenação dos dispositivos de proteção instalados na rede, uma ênfase maior é dada para estas restrições.

3.2.1 Restrições de seletividade do sistema de proteção

As restrições de seletividade foram modeladas visando manter intervalos de tempo adequados entre as características de operação dos dispositivos, sendo avaliadas para correntes de curto-circuito (CC) do tipo entre fases (fase - F) e fase-terra (terra - T). As restrições lineares estão relacionadas às faixas de ajustes das características 50/50N e 51/51N dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente. Em todas as restrições fez-se necessária a utilização de um conjunto U_i, formado por todos os ramos j que compõem o caminho entre o ramo i e a subestação, o ramo j representa a localização de um dispositivo de proteção do tipo 1, 2 ou 4, alocado a montante e em série com o dispositivo alocado no ramo i (FERREIRA, 2013).

3.2.1.1 Ajustes do tempo de operação da característica 50

Estas restrições definem os ajustes de tempo de operação da característica instantânea, 50, dos religadores. Estes valores são limitados em uma faixa de variação com valores discretos, de acordo com as restrições (25) e (26).

$$t_{\min}^{D50} \le (x_{i,d,c})t_{i,d,c}^{D50} \le t_{\max}^{D50} \qquad \forall i \in \beta, d = \{2,4\}, c \in \delta_d \tag{25}$$

$$t_{\min}^{D50N} \le (x_{i,d,c}) t_{i,d,c}^{D50N} \le t_{\max}^{D50N} \qquad \forall i \in \beta, d = \{2,4\}, c \in \delta_d \tag{26}$$

onde $t_{i,d,c}^{D50F}$ e $t_{i,d,c}^{D50T}$ são os ajustes de tempo de operação das características 50 de fase $(50F)$ e terra $(50T)$, respectivamente, do religador ou relé de sobrecorrente na seção i. t_{max}^{D50F}, t_{max}^{D50T}, t_{min}^{D50F} e t_{min}^{D50T} são os valores máximos e mínimos dos ajustes das características $50F$ e $50T$, respectivamente.

3.2.1.2 Ajustes do tempo de operação da característica 51

Os ajustes do tempo de operação da característica 51 dos religadores e relés de sobrecorrente são também definidos dentro de uma faixa de variação entre valores discretos, dados pelas equações (27) e (28).

$$t_{\min}^{D51} \le (x_{i,d,c}) t_{i,d,c}^{D51} \le t_{\max}^{D51} \qquad \forall i \in \beta, d = \{2,4\}, c \in \delta_d \tag{27}$$

$$t_{\min}^{D51N} \le (x_{i,d,c}) t_{i,d,c}^{D51N} \le t_{\max}^{D51N} \qquad \forall i \in \beta, d = \{2,4\}, c \in \delta_d \tag{28}$$

onde $t_{i,d,c}^{D51F}$ e $t_{i,d,c}^{D51T}$ são os ajustes de tempo de operação das características 51 de fase $(51F)$ e terra $(51T)$, respectivamente, do religador ou relé de sobrecorrente na seção i. t_{max}^{D51F}, t_{max}^{D51T}, t_{min}^{D51F} e t_{min}^{D51T} são os valores máximos e mínimos dos ajustes das características $51F$ e $51T$, respectivamente.

3.2.1.3 Coordenação entre fusíveis

A coordenação entre fusíveis é assegurada quando o tempo de interrupção do fusível de proteção principal da falta não for superior a 75% do tempo de fusão do fusível de retaguarda, para a maior corrente de CC comum às suas zonas de proteção garantindo assim que esses fusíveis operem de forma seletiva (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013). A equação (29) modela matematicamente esta condição.

$$(x_{i,1,c}) \left[t_{i,1,c}^{MI}(I_i^{CC\max}) \right] \le (x_{j,1,c}) \left[0,75 t_{j,1,c}^{MF}(I_{j-i}^{CC\max}) \right] \qquad \forall i \in \beta, j = U_i, c \in \delta_1 \tag{29}$$

onde I_i^{CCmax} é a máxima corrente de CC de fase ou terra ocorrida no ramo i. I_{j-i}^{CCmax} é a máxima corrente de CC de fase ou terra ocorrida no ramo i passando pelo ramo j. $t_{i,1,c}^{MI}$ representa o tempo de máxima interrupção do fusível de capacidade c instalado no ramo i. $t_{j,1,c}^{MF}$ é o tempo de mínima fusão do fusível de capacidade c instalado no ramo j.

3.2.1.4 Coordenação entre relés/religadores (característica 50) com fusíveis

A coordenação entre relés/religadores atuando na característica instantânea, 50 ou 50N com os fusíveis deve garantir que o religador atue primeiro, garantido a não atuação do fusível. Para isso, deve-se considerar que para qualquer corrente mínima de falta, o religador atue antes da fusão do fusível (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013), de acordo com as equações (30) e (31).

$$(x_{j,d,c})\left[k_{coord}^{50-MF}\cdot t_{j,d,c}^{50}(I_{j-i}^{CC\min F})t_{j,d,c}^{D50}\right]\leq(x_{i,1,c})\left[t_{i,1,c}^{MF}(I_{i}^{CC\min F})\right] \tag{30}$$

$$(x_{j,d,c})\left[k_{coord}^{50-MF}\cdot t_{j,d,c}^{50N}(I_{j-i}^{CC\min T})t_{j,d,c}^{D50N}\right]\leq(x_{i,1,c})\left[t_{i,1,c}^{MF}(I_{i}^{CC\min T})\right] \tag{31}$$

$$\forall i\in\beta,\ j=U_i,d=\{2,4\}c\in\delta_d$$

onde I_i^{CCminF} e I_i^{CCminT} são as correntes mínimas de CC de fase e terra ocorridas no ramo i, respectivamente. I_{j-i}^{CCminF} e I_{j-i}^{CCminT} são as correntes CC mínimas fase e terra, respectivamente, ocorridas no ramo i passando pelo ramo j. $t_{j,d,c}^{50F}(I_i^{CCminF})$ e $t_{j,d,c}^{50T}(I_i^{CCminT})$ são os tempos de operação do relé ou religador para as unidades de fase e terra instalado no ramo j para a respectiva corrente mínima de CC. k_{coord}^{50-MF} é o fator de coordenação da característica instantânea com o tempo mínimo de fusão do fusível.

3.2.1.5 Coordenação entre relés/religadores(característica 51) com fusíveis

Esta condição está relacionada com a característica temporizada dos relés ou religadores com a curva de máxima interrupção dos fusíveis, em que se deve garantir que a atuação do elo-fusível mais uma margem de tempo deve ser inferior ao tempo de atuação do relé ou religador (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013), de acordo com as equações (32) e (33).

$$(x_{i,1,c})\left[t_{i,1,c}^{MI}(I_{i}^{CC\max F})+t_{coord}^{51-MI}\right]\leq(x_{j,d,c})\left[t_{j,d,c}^{51}(I_{j-i}^{CC\max F})t_{j,d,c}^{D51}\right] \tag{32}$$

$$(x_{i,1,c})\left[t_{i,1,c}^{MI}(I_{i}^{CC\max T})+t_{coord}^{51-MI}\right]\leq(x_{j,d,c})\left[t_{j,d,c}^{51N}(I_{j-i}^{CC\max T})t_{j,d,c}^{D51N}\right] \tag{33}$$

$$\forall i\in\beta,\ j=U_i,d=\{2,4\}c\in\delta_d$$

onde I_i^{CCmaxF} e I_i^{CCmaxT} são as correntes máxima de CC de fase e de terra ocorridas no ramo i, respectivamente. I_{j-i}^{CCmaxF} e I_{j-i}^{CCmaxT} são as correntes máximas de CC fase e terra, respectiva-

mente, ocorrida no ramo i passando pelo ramo j. $t_{i,d,c}^{51F}(I_i^{CCmaxF})$ e $t_{i,d,c}^{51T}(I_i^{CCmaxT})$ são os tempos de operação do relé ou religador para as unidades de fase e terra instalado no ramo j para a respectiva corrente máxima de CC. t_{coord}^{51-MI} é o tempo de coordenação da característica temporizada com a curva de máxima interrupção do fusível.

3.2.1.6 Coordenação entre relés/religadores (característica 50)

Na coordenação entre relés/religadores quando estes estão operando na característica instantânea 50/50N deve-se garantir que para qualquer corrente mínima de CC fase-fase ou fase-terra o dispositivo principal deve atuar antes do dispositivo de retaguarda (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013), segundo as equações (34) e (35).

$$(x_{i,d,c})\left[t_{i,d,c}^{50}(I_i^{CC\min F})t_{i,d,c}^{D50}+t_{coord}^{50-50}\right]\leq(x_{j,d,c})\left[t_{j,d,c}^{50}(I_{j-i}^{CC\min F})t_{j,d,c}^{D50}\right] \tag{34}$$

$$(x_{i,d,c})\left[t_{i,d,c}^{50N}(I_i^{CC\min T})t_{i,d,c}^{D50N}+t_{coord}^{50-50}\right]\leq(x_{j,d,c})\left[t_{j,d,c}^{50N}(I_{j-i}^{CC\min T})t_{j,d,c}^{D50N}\right] \tag{35}$$

$$\forall i\in\beta,\ j=U_i,\ d=\{2,4\}c\in\delta_d$$

onde k_{coord}^{50-50} é o fator de coordenação da característica instantânea entre dois religadores.

3.2.1.7 Coordenação entre relés/religadores (característica 51)

Na coordenação entre relés/religadores quando estes estão operando na característica de tempo inverso 51/51N deve-se garantir que o tempo de atuação da característica temporizada do dispositivo primário à falta, mais um tempo de coordenação, deve ser menor que o tempo de atuação da característica temporizada do dispositivo de retaguarda (ANDERSON, 1999; FERREIRA, 2013), de acordo com as equações (36) e (37).

$$(x_{i,1,c})\left[t_{i,d,c}^{51}(I_i^{CC\max F})t_{i,d,c}^{D51}+t_{coord}^{51-51}\right]\leq(x_{j,d,c})\left[t_{j,d,c}^{51}(I_{j-i}^{CC\max F})t_{j,d,c}^{D51}\right] \tag{36}$$

$$(x_{i,1,c})\left[t_{i,d,c}^{51N}(I_i^{CC\max T})t_{i,d,c}^{D51N}+t_{coord}^{51-51}\right]\leq(x_{j,d,c})\left[t_{j,d,c}^{51N}(I_{j-i}^{CC\max T})t_{j,d,c}^{D51N}\right] \tag{37}$$

$$\forall i\in\beta,\ j=U_i,\ d=\{2,4\}c\in\delta_d$$

onde t_{coord}^{51-51} é o tempo de coordenação entre a característica 51 dos religadores.

3.2.2 Restrições técnicas e econômicas

3.2.2.1 Nível de tensão

Essa restrição deve garantir, que para cada cenário de operação, o resultado obtido possibilite a operação do sistema respeitando os níveis de tensão preestabelecidos pelas agências reguladoras, no caso do Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2017). Os níveis de tensão no sistema foram considerados como restrição desse modelo, pois, assim como os indicadores de continuidade, as empresas distribuidoras pagam aos consumidores compensações financeiras por violar estes níveis. Os valores pagos pelas empresas podem ser visualizados em ANEEL (2010).

$$V^{\min} \leq V_{iy} \leq V^{\max} \qquad \forall i \in \beta, y \in \theta \tag{38}$$

onde V_{iy} é o nível de tensão na barra final do ramo i, durante o ano y; V^{min} é a tensão mínima de operação; e V^{max} é a tensão máxima admissível ao sistema de distribuição.

3.2.2.2 Balanço de potência

As equações convencionais de balanço de potência ativa e reativa (39) e (40), respectivamente, para cada barra final do ramo i do sistema e em cada ano y devem ser satisfeitas.

$$P_{iy}(V_{iy}, \vartheta_{iy}) = 0 \qquad \forall i \in \beta, y \in \theta \tag{39}$$

$$Q_{iy}(V_{iy}, \vartheta_{iy}) = 0 \qquad \forall i \in \beta, y \in \theta \tag{40}$$

onde P_{iy} é o balanço de potência ativa na barra final do ramo i, no ano y; Q_{iy} é o balanço de potência reativa na barra final do ramo i, no ano y; V_{iy} é a magnitude da tensão na barra final do ramo i, no ano y; ϑ_{iy} é o ângulo de fase da tensão na barra final do ramo i, no ano y.

Estas restrições são obedecidas através da solução do problema de fluxo de potência, que são detalhadas no próximo capítulo.

3.2.2.3 Potência ativa dos geradores distribuídos

A potência ativa fornecida pelos geradores distribuídos deve ser mantida dentro da capacidade de seus limites físicos e operacionais, segundo (41).

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \qquad \forall g \in G \tag{41}$$

onde P_g é a potência ativa fornecida pelo gerador g; P_g^{min} é a potência ativa mínima; e P_g^{max} é a potência ativa máxima.

3.2.2.4 Potência reativa dos geradores distribuídos

A potência reativa fornecida pelos geradores distribuídos deve ser mantida dentro dos limites físicos e operacionais, de forma simplificada de acordo com a equação (42).

$$Q_g^{\min} \leq Q_g \leq Q_g^{\max} \qquad \forall g \in G \tag{42}$$

onde Q_g é a potência reativa fornecida pelo gerador g, Q_g^{min} é a potência reativa mínima; e Q_g^{max} é a potência reativa máxima.

4 TÉCNICA DE SOLUÇÃO E FERRAMENTAS AUXILIARES

A técnica de solução escolhida para obter resolver o modelo matemático apresentado no capítulo anterior é um AG, desenvolvido em duas versões, um AG clássico mono-objetivo que utiliza o conceito de somas ponderadas para considerar simultaneamente as duas funções objetivo, e o algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II, ambos descritos na seção 4.2 e suas características individuais descritas nas subseções 4.2.1 e 4.2.2, respectivamente. Duas ferramentas auxiliares fizeram-se necessárias para a solução do modelo matemático através de AG. A primeira delas é um algoritmo para cálculo de fluxo de potência para redes trifásicas desequilibradas radiais com GDs, descrito na subseção 4.1.1, e a segunda é um algoritmo para o cálculo de correntes de CC em sistemas de distribuição trifásicos desequilibrados com GDs descrito na subseção 4.1.2.

4.1 FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO E CÁLCULO DE CORRENTES DE CC PARA SDEE

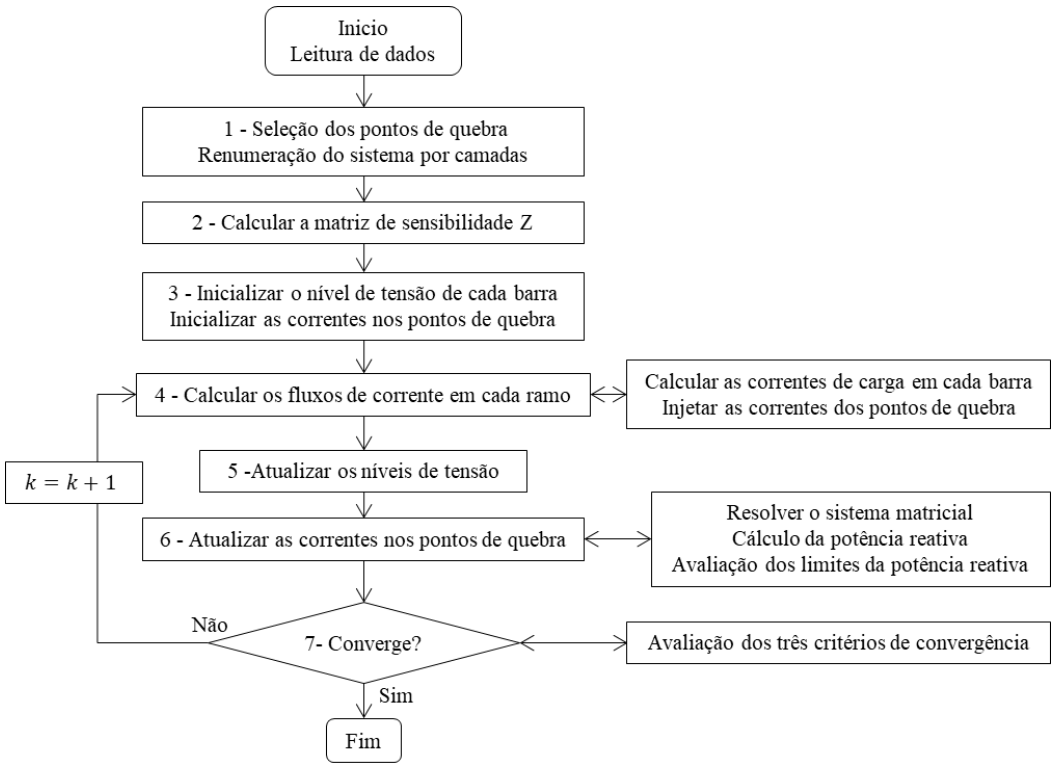
Nessa seção são discutidos os dois algoritmos utilizados, um para o cálculo de fluxo de potência e o outro para cálculo de correntes de CC em redes de distribuição aéreas trifásicas e desequilibradas que considera a contribuição dos GDs (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995; ZHANG et al., 1995). O algoritmo de fluxo de potência é utilizado para obter as magnitudes das correntes de cargas para especificar os valores das correntes nominais dos dispositivos de controle e proteção, e, as magnitudes das tensões pré-faltas que são usadas para calcular as correntes de CC.

As correntes de CC são calculadas usando o algoritmo proposto em Zhang (1995) et al., que considera as cargas modeladas como impedância constante. Com este algoritmo são simulados quatro tipos de faltas e estas são utilizadas para obter as correntes de CC máximas e mínimas de terra e fase, necessárias para obter a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção. Além disso, ressalta-se que neste trabalho realiza-se o cálculo das correntes de CC dos geradores, sendo que para obter essas correntes considera-se que os GDs estão conectados no sistema através de transformadores de acoplamento, e este conjunto (GD + transformador) é modelado como descrito na norma IEC (2001).

4.1.1 Fluxo de potência trifásico desequilibrado para SDEE levemente malhado com GD

O método adotado neste trabalho para o cálculo de fluxo de carga é baseado no método de varredura proposto por Cheng e Shirmohammadi (1995), que apresenta um alto desempenho computacional quando aplicado em sistemas radiais, ou pouco malhado, característica principal dos sistemas de distribuição. Além disso, este fluxo considera a presença de geradores distribuídos conectados na rede com barras de carga, PQ, ou barras de tensão controlada, PV. O diagrama de blocos do algoritmo implementado pode ser visualizado na Figura 15.

Figura 15 – Diagrama de blocos do fluxo de potência trifásico radial.



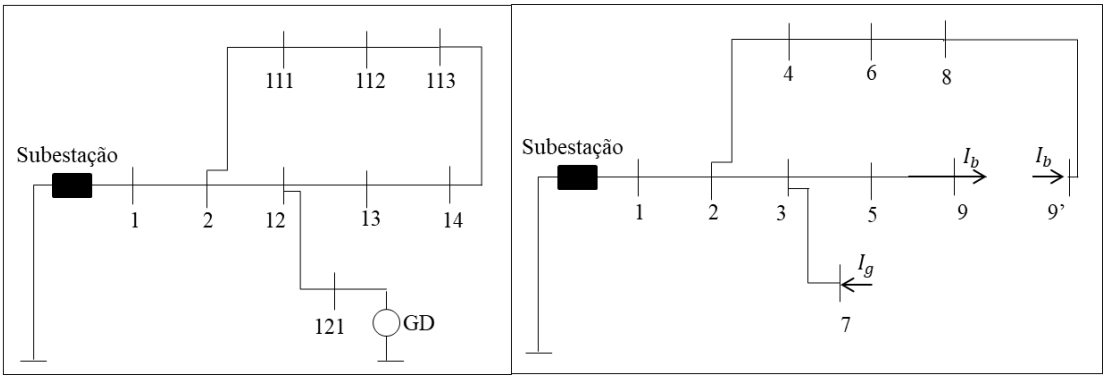
Fonte: Elaboração da própria autora

Para a aplicação do método é necessário que o sistema seja completamente radial e que as barras do sistema sejam ordenadas em camadas que orientem o algoritmo desde a barra de referência até as barras mais afastadas (SHIRMOHARMNADI et al., 1988). São descritos a seguir os passos desse algoritmo, conforme descrito no diagrama de blocos da Figura 15. Por simplicidade, considera-se o caso de um gerador distribuído e de um anel (*breakpoint)* na rede de distribuição, porém o algoritmo com as mesmas características pode ser aplicado em sistemas mais complexos (PEÑUELA MENESES, 2012).

4.1.1.1 Seleção e renumeração dos "pontos de quebra"

O sistema deve ser transformado em um sistema equivalente radial através da abertura dos *breakpoints* (pontos de quebra ou abertura das malhas) nas malhas e a substituição do GD por fontes equivalentes de correntes. Como pode ser observado na Figura 16, escolheu-se o ramo que conecta as barras renumeradas 8-*9,* criando-se a barra fictícia *9'* e para o caso do GD o ponto de quebra é a barra que conecta o GD e o sistema de distribuição. De acordo com Cheng e Shirmohammadi (1995), a seleção do ponto de quebra dentro do anel, não afeta sensivelmente a convergência global do algoritmo. A renumeração das barras do sistema em camadas direciona os cálculos do algoritmo sequencialmente para as barras vizinhas, seja tanto na operação *backward* como na operação *forward*.

Figura 16 – Sistema de distribuição levemente malhado e sistema equivalente radial



Fonte: Elaboração da própria autora

4.1.1.2 Matriz de Sensibilidade Z

A matriz complexa $Z_{bg_{a,b,c}}$ da equação (43) é conhecida por matriz de sensibilidade dos pontos de quebra ou matriz de impedâncias de Thévenin, que é calculada previamente, e permanece constante durante toda a execução do algoritmo, sendo composta pelos blocos de matrizes complexas $Z_{b_{a,b,c}}$, $Z_{bg_{a,b,c}}$ e $Z_{g_{a,b,c}}$.

$$\begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} \\ Z_{bg} & Z_g \end{bmatrix}_{a,b,c} \tag{43}$$

A submatriz $Z_{b_{a,b,c}}$ é formada pelo somatório das impedâncias dos ramos do sistema de distribuição que conectam a barra $b_{a,b,c}$ com a barra do ponto de quebra $b'_{a,b,c}$. A submatriz $Z_{g_{a,b,c}}$ é formada pela soma das impedâncias de todos os ramos que interligam o GD e o

nó raiz (barra da subestação). E o bloco $Z_{bg_{a,b,c}}$ é composto pelas impedâncias dos ramos que são compartilhados pelas matrizes $Z_{b_{a,b,c}}$ e $Z_{g_{a,b,c}}$ (PEÑUELA MENESES, 2012).

4.1.1.3 Inicializar a tensão em cada barra e as correntes nos pontos de quebra

As tensões $V_{i_{a,b,c}}^{k}$ trifásicas na barra i nas fases a, b e c (barra $i_{a,b,c}$), são calculadas e atualizadas a cada iteração através da equação (51). Na primeira iteração $(k = 0)$ um valor de tensão único é atribuído para todas as barras do sistema (normalmente igual a 1,0 p.u.).

As correntes de incremento trifásicas referente aos pontos de quebra dos *breakpoints,* $J_{b_{a,b,c}}^{k}$ e GDs $j_{g_{a,b,c}}^{k}$ são atualizadas a cada passo do algoritmo através da equação (52). Para o início do algoritmo o valor da corrente do ponto de quebra referente aos *breakpoints* $J_{b_{a,b,c}}^{k}$ é inicializado em zero. Já a corrente referente aos pontos de quebra do GD, $j_{g_{a,b,c}}^{k}$ é atualizada a cada passo do algoritmo através da equação (49), essa corrente depende do tipo de controle do GD, se o gerador for PQ as potências ativa P_g e reativa Q_g^k são constantes durante toda a execução do algoritmo, no caso do modo de controle do GD for PV, o valor de potência reativa Q_g^k fornecida muda em cada iteração k, visando manter o módulo da tensão fixado no valor estimado.

4.1.1.4 Cálculo das correntes nos ramos (backward)

O cálculo das correntes nos ramos é denominado de varredura à montante, onde a *primeira Lei de Kirchhoff* é aplicada em todas as barras do sistema de distribuição. O processo é iniciado nas barras pertencentes às camadas mais distantes da subestação e segue avançando uma camada por vez, até chegar à subestação. A cada iteração do algoritmo a equação (44) é aplicada em cada barra $i_{a,b,c}$ do sistema.

$$\left[J_{i_{a,b,c}}^{k} \right] = \left[I_{i_{a,b,c}}^{k} \right] + \sum_{m \in M} \left[J_{m_{a,b,c}}^{k} \right] \tag{44}$$

Na equação (44), $J_{i_{a,b,c}}^{k}$, são as correntes trifásicas fluindo pelo ramo que conecta a barra $i_{a,b,c}$, com outra barra em uma camada inferior. M é o conjunto que contém todos os ramos que ligam a barra $i_{a,b,c}$, com outra barra $m_{a,b,c}$, localizada em uma camada superior. A corrente $I_{i_{a,b,c}}^{k}$ é composta pela contribuição de todas as fontes de corrente conectadas à barra $i_{a,b,c}$.

$$I_{i_{a,b,c}}^{k} = I_{\text{carga}_{a,b,c}}^{k} + I_{b_{a,b,c}}^{k} + I_{g_{a,b,c}}^{k} \tag{45}$$

onde $I_{b_{a,b,c}}^{k}$ e $I_{g_{a,b,c}}^{k}$ são as correntes trifásicas derivadas dos pontos de quebra na iteração k referente aos *breakpoints* e aos GDs, respectivamente, e $I_{carga_{a,b,c}}^{k}$ é a corrente de carga trifásica na iteração k dada pela equação (46).

$$\left[I_{\text{carga}_{a,b,c}}^{k}\right] = \left[\left(S_{i_a}/V_{i_a}^{k-1}\right) \quad \left(S_{i_b}/V_{i_b}^{k-1}\right) \quad \left(S_{i_c}/V_{i_c}^{k-1}\right)\right]^{t} \tag{46}$$

em que $S_{i_{a,b,c}}$ é o valor da potência da carga trifásica conectada na barra $i_{a,b,c}$ e $V_{i_{a,b,c}}^{k}$ é a tensão na barra $i_{a,b,c}$, na iteração k.

Os valores das fontes trifásicas de corrente $I_{b\,a,b,c}$ e $I_{g\,a,b,c}$ são atualizados a cada iteração k, e o cálculo das correntes de incremento, $J_{b,g_{a,b,c}}^{k}$, é dado pela equação (52) e as injeções de correntes na barra fictícia $b'_{a,b,c}$ e na barra $b_{a,b,c}$ são dadas por:

$$\left[I_{b_{a,b,c}}^{k}\right] = \left[I_{b_{a,b,c}}^{k}\right] + \left[J_{b_{a,b,c}}^{k-1}\right] \qquad \text{e} \qquad \left[I_{b_{a,b,c}}^{k}\right] = -\left[J_{b_{a,b,c}}^{k-1}\right] \tag{47}$$

A injeção da corrente trifásica referente ao ponto de quebra $g_{a,b,c}$, é dada pela equação:

$$\left[I_{g_{a,b,c}}^{k}\right] = \left[I_{g_{a,b,c}}^{k}\right] + \left[J_{g_{a,b,c}}^{k-1}\right] \tag{48}$$

A corrente $J_{g_{a,b,c}}^{k-1}$ é atualizada a cada passo do algoritmo através da equação (49), onde a P_g é a injeção de potência ativa monofásica programada para o gerador e Q_g^k é a potência reativa.

$$\left[I_{g_{a,b,c}}^{k}\right] = \left[\left(P_g + jQ_g^{k-1}\right)/V_{g_a}^{k-1} \quad \left(P_g + jQ_g^{k-1}\right)/V_{g_b}^{k-1} \quad \left(P_g + jQ_g^{k-1}\right)/V_{g_c}^{k-1}\right]^{t} \tag{49}$$

Se o tipo de controle do gerador for PQ as potências ativa P_g e reativa Q_g^k são constantes durante toda a execução do algoritmo. No caso do modo de controle do GD for PV, o valor de potência reativa Q_g^k fornecida muda em cada iteração k conforme a equação (50), visando manter o módulo da tensão fixado no valor estimado.

$$Q_g^k = Q_g^{k-1} + Q_{gd}^k \tag{50}$$

O valor de incremento ou decremento da potência reativa Q_{gd}^{k} é descrito nas equações (56) até (58)

4.1.1.5 Atualização dos níveis de tensão (Forward)

A magnitude de tensão é atualizada a partir da barra de referência. Este passo é chamado de varredura à jusante, e corresponde à aplicação da segunda lei de Kirchhoff. Inicia-se o processo na subestação, onde a tensão é conhecida e constante, o algoritmo avança para as camadas subsequentes até que sejam atualizadas as magnitudes de tensão de todas as barras da rede. Assim a cada iteração k do algoritmo aplica-se a equação (51) em cada ramo do sistema de distribuição.

$$\begin{bmatrix} V_{i_a}^{k} \\ V_{i_b}^{k} \\ V_{i_c}^{k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{j_a}^{k} \\ V_{j_b}^{k} \\ V_{j_c}^{k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_a & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_b & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_c \end{bmatrix}_{ji_{a,b,c}} \begin{bmatrix} J_{i_a}^{k} \\ J_{i_b}^{k} \\ J_{i_c}^{k} \end{bmatrix} \tag{51}$$

A matriz $[Z]_{ji_{a,b,c}}$ tem dimensão 3x3 e é composta por todas as impedâncias complexas trifásicas do ramo que interliga as barras $j_{a,b,c}$ e $i_{a,b,c}$, tal que a barra $i_{a,b,c}$ deve estar em uma camada acima da barra $j_{a,b,c}$.

4.1.1.6 Recalcular as correntes nos pontos de quebra

As injeções de correntes trifásicas $J_{b_{a,b,c}}^{k}$ e $J_{g_{a,b,c}}^{k}$ são atualizadas a cada iteração k através da equação (52).

$$\begin{bmatrix} J_{b_{a,b,c}}^{k} \\ J_{g_{a,b,c}}^{k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{b_{a,b,c}}^{k-1} \\ J_{g_{a,b,c}}^{k-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta J_{b_{a,b,c}}^{k} \\ \Delta J_{g_{a,b,c}}^{k} \end{bmatrix} \tag{52}$$

sendo que $\Delta J_{b_{a,b,c}}^{k}$ e $\Delta J_{g_{a,b,c}}^{k}$ são as correções das correntes nos pontos de quebra. O cálculo dessas correções é realizado através da equação (53).

$$\begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} \\ Z_{bg} & Z_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta J_{b_{a,b,c}}^{k} \\ \Delta J_{g_{a,b,c}}^{k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_{b_{a,b,c}}^{k} \\ \Delta V_{g_{a,b,c}}^{k} \end{bmatrix} \tag{53}$$

onde, $\Delta V_{b_{a,b,c}}^{k}$ e $\Delta V_{g_{a,b,c}}^{k}$ são as diferenças entre o nível de tensão calculado pelo fluxo radial em cada ponto de quebra, com um valor de referência conhecido e a matriz complexa $Z_{bg_{a,b,c}}$ é

calculada previamente pela equação (43) permanecendo constante durante toda a execução do algoritmo.

Se o ponto de quebra é consequência de um breakpoint, então o erro $\Delta V^{k}_{b_{a,b,c}}$ é a diferença entre o nível de tensão entre a barra fictícia, $b'_{a,b,c}$, com a barra que originalmente recebia o ramo que fechava o anel, $b_{a,b,c}$. O erro da tensão $\Delta V^{k}_{b_{a,b,c}}$ para este caso é calculado através da equação (54).

$$\Delta V^{k}_{b_{a,b,c}} = V^{k}_{b'_{a,b,c}} - V^{k}_{b_{a,b,c}} \tag{54}$$

Quando o ponto de quebra é decorrente de um GD com controle da tensão, o erro $\Delta V^{k}_{g_{a,b,c}}$ é a diferença da tensão, $V_{g_{sh}}$, desejada nos terminais do gerador distribuído $g_{a,b,c}$, e a tensão calculada pelo fluxo de carga radial para a barra na qual se conecta o gerador. Assim, o erro na tensão para o ponto de quebra dos GDs pode ser calculado por meio da equação (55).

$$\Delta V^{k}_{g_{a,b,c}} = \left(V_{g_{sh}} - \left| V^{k}_{g_{a,b,c}} \right| \right) e^{j\delta^{k}_{g_{a,b,c}}} \tag{55}$$

onde $\delta^{k}_{g_{a,b,c}}$ são os ângulos de fase da tensão, na barra do gerador, para a fase a, b e c, respectivamente, na iteração k.

No caso de pontos de quebra referentes ao GDs com controle PV, a corrente resultante da equação (52) deve ser avaliada para garantir a operação do GD dentro dos limites técnicos com relação à capacidade de potência reativa que pode ser suprida ou absorvida. A equação (56) proposta por Cheng e Shirmohammadi (1995) calcula a potência reativa trifásica Q^{k}_{g} para ser comparada com os valores trifásicos nominais do gerador.

$$Q^{k}_{gd} = \mathrm{Im}(V^{k}_{g_a} \cdot I_{ger_a}) + \mathrm{Im}(V^{k}_{g_b} \cdot I_{ger_b}) + \mathrm{Im}(V^{k}_{g_c} \cdot I_{ger_c}) \tag{56}$$

onde $I_{ger_{a,b,c}}$, é o valor da corrente do gerador injetada por fase.

$$I_{ger_{a,b,c}} = \left| I_{q_{gd}} \right| e^{j\left(90+\delta^{k}_{g_{a,b,c}}\right)} \tag{57}$$

onde $I_{q_{gd}}$ é o valor do módulo da corrente gerada por fase, ou seja, é a componente de sequência positiva do vetor de correntes de fase, $I_{ger_{a,b,c}}$.

A potência reativa calculada por (56) deve estar dentro do limite técnico de potência reativa, equação (58), no caso de ultrapassar os limites da capacidade do gerador, o valor da

geração de reativos é fixado no valor limite excedido superior Q_g^{max} ou inferior Q_g^{min} e o controle do gerador se torna de potência constante (PQ).

$$Q_g^{\min} < Q_{gd}^k < Q_g^{\max} \tag{58}$$

4.1.1.7 Critério de convergência

Para verificar se o algoritmo convergiu três critérios são avaliados. Primeiramente, efetua-se a comparação entre as potências de carga na iteração k, $S_{i_{a,b,c}}^k$, e as potências de carga dadas $S_{i_{a,b,c}}$ (leitura de dados), depois, avaliam-se as variações das tensões nos pontos de quebra, equações (54) e (55). Caso as diferenças $\Delta S_{i_{a,b,c}}^k$, $\Delta V_{b_{a,b,c}}^k$ e $\Delta V_{g_{a,b,c}}^k$ sejam maiores que uma tolerância (tol), ou diferentes tolerâncias (tol_1, tol_2, tol_3), pré-determinadas, equação (59), o algoritmo continua retornando-se ao passo 4.1.1.4, caso contrário, encerra-se o processo iterativo.

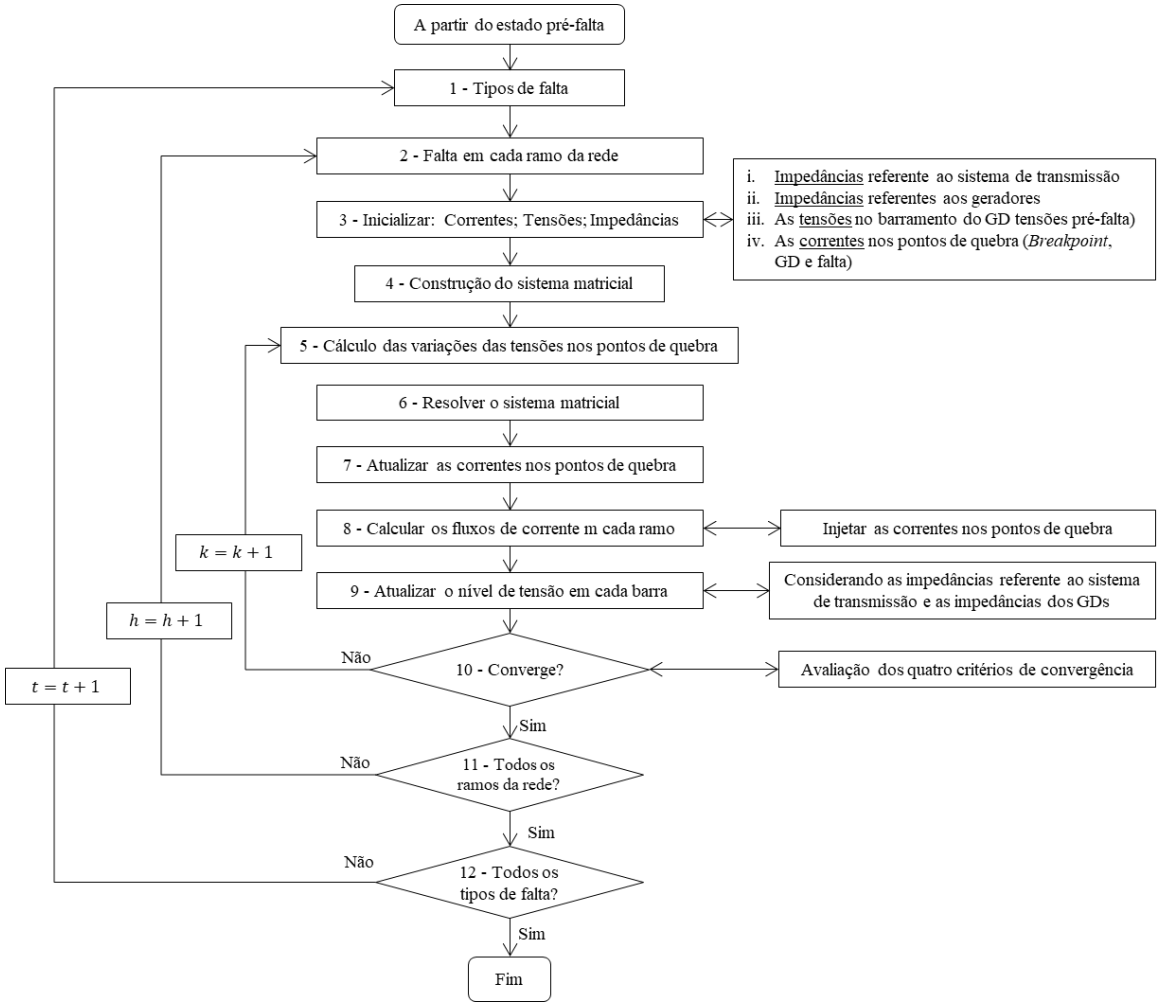
$$\begin{aligned} \left| S_{i_{a,b,c}} - S_{i_{a,b,c}}^k \right| &= \left| \Delta S_{i_{a,b,c}}^k \right| < tol_1 \\ \left| \Delta V_{b_{a,b,c}}^k \right| &< tol_2 \\ \left| \Delta V_{g_{a,b,c}}^k \right| &< tol_3 \end{aligned} \tag{59}$$

4.1.2 Cálculo de curto-circuito

O algoritmo desenvolvido para o cálculo da corrente de curto-circuito (CC) baseia-se no algoritmo proposto por Zhang (1995) et al., o qual, por sua vez, baseia-se no algoritmo de fluxo de carga para sistemas de distribuição pouco malhados apresentado por Cheng e Shirmohammadi (1995). Porém algumas hipóteses e equações são consideradas para obter as correntes de CC com os GDs instalados na rede (IEC, 2001).

A seguir serão descritos os passos do algoritmo juntamente com as adaptações e modificações realizadas. O diagrama de blocos do algoritmo utilizado é apresentado na Figura 17 e os seus passos são descritos a seguir.

Figura 17 – Fluxograma do fluxo de curto-circuito



Fonte: Elaboração da própria autora

4.1.2.1 Tipos de Falta

No início de cada seção candidata à alocação de dispositivos de proteção, são calculados quatro tipos de falta, falta monofásica sem impedância de contato com a terra, falta bifásica entre as fases B e C, falta trifásica sólida e uma falta monofásica com impedância de contato de 40 ohms (ZHANG et al., 1995).

4.1.2.2 Ramo em falta

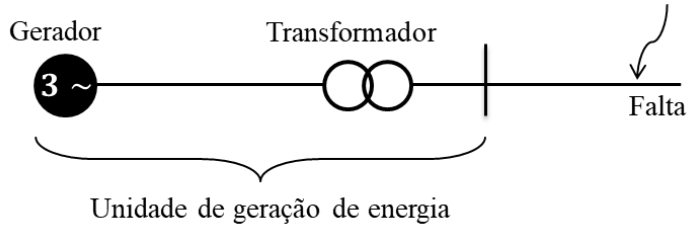
As correntes de CC são utilizadas para a especificação, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção. Neste trabalho efetua-se a alocação dos equipamentos de controle e proteção em um conjunto de ramos candidatos, desta forma a localização exata de cada um dos dispositivos não é desconhecida, portanto faz-se necessário encontrar as correntes de CC de todos os ramos da rede para os quatro tipos de falta.

4.1.2.3 Inicialização: Impedâncias, tensões e correntes

i. Impedância do sistema de subtransmissão (nível de CC no barramento de AT da subestação): Para obter níveis de correntes de CC nas barras onde devem ser instalados os dispositivos de controle e proteção, utiliza-se uma impedância referente ao sistema de subtransmissão na barra de saída da subestação. Essa impedância é fornecida pela empresa responsável pelo sistema de subtransmissão para cada sistema de distribuição sob análise.

ii. Impedância do Gerador: Para a obtenção das correntes de CC dos GDs, utilizam-se as impedâncias relativas aos equipamentos elétricos que possibilitam a conexão do GD à rede de distribuição conforme especificado na norma IEC (2001). Na Figura 18 ilustra-se um circuito elétrico com uma unidade de geração de energia composta por um gerador e um transformador (TRUJILLO, 2017).

Figura 18 – Curto circuito alimentado a partir de uma unidade de geração de energia (gerador e transformador)



Fonte: (IEC, 2001)

A equação (60) permite encontrar a impedância equivalente para uma unidade de geração de energia. Para facilitar a representação da nomenclatura no decorrer do trabalho, a impedância da unidade de geração de energia é referenciada como impedância do gerador Z_g (IEC, 2001).

$$Z_g = K_g(t_r^2 Z_G + Z_{T_{AT}}) \tag{60}$$

onde, K_g é um fator de correção, desprezado neste trabalho; t_r é a relação nominal da unidade do transformador $t_r = V_{\mathrm{T_{AV}}}/V_{T_{BV}}$, onde $V_{\mathrm{T_{AV}}}$ é a tensão nominal do lado da alta tensão e $V_{T_{BV}}$ é a tensão nominal do lado da baixa tensão; $Z_{\mathrm{T_{AT}}} = R_{T_{AT}} + jX_{T_{AT}}$ é a impedância do transformador da unidade referenciada no lado de alta tensão, onde a resistência $R_{T_{AT}}$ e a reatância $X_{T_{AT}}$ são dadas

pelas relações apresentadas em (61) e Z_G é a impedância subtransiente de sequência positiva do gerador, $Z_G = R_G + jX_d''$, onde R_G é a resistência do gerador e X_d'' é a reatância subtransiente do gerador, sendo descrita pelas relações apresentadas em (62).

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{V_{rT}^2}{S_{rT}} \qquad \mathrm{R}_{T_{AT}} = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{V_{rT}^2}{S_{rT}} \qquad \mathrm{X}_{T_{AT}} = \sqrt{Z_T^2 + R_{T_{AT}}^2} \tag{61}$$

onde u_{kr}é a tensão de CC na corrente nominal em porcentagem; u_{Rr} é a componente resistiva nominal da tensão de curto-circuito em percentagem; V_{rT} é a tensão nominal do transformador referenciada no lado de alta tensão e S_{rT} é a potência aparente nominal do transformador.

$$x_d^{"} = \frac{X_d^{"}}{Z_{rG}} \qquad \text{onde} \qquad \mathrm{Z}_{rG} = \frac{V_{rG}^2}{S_{rG}} \tag{62}$$

onde x_d'' é a reatância subtransiente relativa do gerador relacionada à impedância nominal; V_{rG} é a tensão nominal do gerador e S_{rG} é a potência nominal do gerador. Na ausência de dados para obter a resistência R_G, pode-se usar um dos seguintes valores para as resistências fictícias $R_{G_{fic}}$ para o cálculo da corrente de curto-circuito com boa precisão (IEC, 2001):

$R_{G_{fic}} = 0.05X_d''$ para geradores com $V_{rG} > 1\ kV$ e $S_{rG} \geq 100$ MVA

$R_{G_{fic}} = 0.07X_d''$ para geradores com $V_{rG} > 1\ kV$ e $S_{rG} < 100\ MVA$

$R_{G_{fic}} = 0.15X_d''$ para geradores com $V_{rG} \leq 1000$ V.

iii. Tensões: Inicialmente é processado o programa de cálculo de fluxo de potência radial implementado conforme descrito na subseção 4.1.1 para a obtenção das tensões nodais pré-falta. As tensões no barramento de saída do GD são salvas, pois são as tensões pré-faltas necessárias para o cálculo das correntes de CC em todas as seções da rede de distribuição.

iv. Correntes: As correntes nos pontos de quebra derivados dos *breakpoints* e da barra de falta devem ser inicializadas em zero, já as correntes dos pontos de quebra referente aos GDs devem ser inicializadas conforme descrito em 4.1.1.3.

4.1.2.4 Construção do sistema matricial

O algoritmo desenvolvido por Zhang (1995) et al., tem a vantagem de reutilizar a matriz de sensibilidade (43), sendo que a matriz deve ser expandida para considerar as impedâncias de faltas $Z_{bgf_{a,b,c}}$.

$$\begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} & Z_{bf} \\ Z_{bg} & Z_g & Z_{gf} \\ Z_{bf} & Z_{gf} & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta J^k_{b_{a,b,c}} \\ \Delta J^k_{g_{a,b,c}} \\ \Delta J^k_{f_{a,b,c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V^k_{b_{a,b,c}} \\ \Delta V^k_{g_{a,b,c}} \\ \Delta V^k_{f_{a,b,c}} \end{bmatrix} \tag{63}$$

onde $\Delta J^k_{f_{a,b,c}}$ são as correções das correntes trifásicas de falta na barra de falta f nas fases a, b e c, na iteração k, $\Delta V^k_{f_{a,b,c}}$ são as variações das tensões de falta nas fases a, b e c, na iteração k.

Os novos blocos de matrizes, na atual matriz de sensibilidade, são construídos seguindo a mesma filosofia usada para o cálculo de fluxo de carga. Isto é, o bloco $Z_{f_{a,b,c}}$ é o somatório das impedâncias dos ramos que interligam a subestação com o ponto da falta. Os blocos $Z_{gf_{a,b,c}}$ e $Z_{bf_{a,b,c}}$ são formados pelos somatórios das impedâncias dos ramos compartilhados com os pontos de quebra formados por GDs e *breakpoints*, respectivamente.

Ressalta-se que cada uma das matrizes $Z_{b_{a,b,c}}$, $Z_{g_{a,b,c}}$, $Z_{f_{a,b,c}}$, $Z_{bg_{a,b,c}}$, $Z_{bf_{a,b,c}}$ e $Z_{gf_{a,b,c}}$, pertencentes à matriz $Z_{bgf_{a,b,c}}$, possuem dimensão $3\ X\ 3$, visto que é um sistema trifásico, considerando apenas um *breakpoint*, um GD e uma falta, como apresentado em (63), a matriz $Z_{bgf_{a,b,c}}$ possui dimensão de $9\ X\ 9$, acrescentando mais 2 GDs, por exemplo o sistema passa a ter dimensão 15.

4.1.2.5 Calcular as variações das tensões dos pontos de quebra

Para resolver o sistema matricial apresentado pela equação (63), faz-se necessário encontrar as variações de tensões $\Delta V^k_{b_{a,b,c}}$, $\Delta V^k_{g_{a,b,c}}$ e $\Delta V^k_{f_{a,b,c}}$, que posteriormente também é o critério de convergência do algoritmo de cálculo de CC. As variações de tensão $\Delta V^k_{b_{a,b,c}}$ e $\Delta V^k_{g_{a,b,c}}$ estão representadas pelas equações (54) e (55), portanto, descreve-se a seguir a variação $\Delta V^k_{f_{a,b,c}}$ que depende do tipo de falta considerada:

– Falta monofásica sem impedância de falta: Considerando uma falta na fase a, sem impedância de contato com a terra, tem-se que a variação na tensão de falta na fase a, $\Delta V_{f_a}^k$, é calculada conforme a equação (64), onde $V_{f_a}^k$ é a tensão na fase a na iteração k.

$$\Delta V_{f_a}^k = V_{f_a}^k \tag{64}$$

– Falta bifásica sem impedância de falta: Considerando uma falta bifásica, fase-fase, entre as fases b e c, sem impedância de falta entre as fases, onde $V_{f_b}^k$ e $V_{f_c}^k$ são as tensões de falta nas fases b e c, respectivamente, a variação nas tensões de falta $\Delta V_{f_b}^k$ e $\Delta V_{f_c}^k$ são calculadas conforme a equação (65).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{f_b}^k \\ \Delta V_{f_c}^k \end{bmatrix} = -\,0.5 \begin{bmatrix} -V_{f_b}^k + V_{f_c}^k \\ V_{f_b}^k - V_{f_c}^k \end{bmatrix} \tag{65}$$

– Falta trifásica sem impedância da falta: Considerando uma falta trifásica para a terra, sem impedância de falta, tem-se que a variação na tensão das três fases é calculada de acordo com a equação (66).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{f_a}^k \\ \Delta V_{f_b}^k \\ \Delta V_{f_c}^k \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} V_{f_a}^k \\ V_{f_b}^k \\ V_{f_c}^k \end{bmatrix} \tag{66}$$

– Falta monofásica com impedância de falta: Considerando uma falta na fase a, com impedância de contato com a terra, a variação na tensão é calculada conforme a equação (67).

$$\Delta V_{f_a}^k = V_{f_a}^k - Z_n * I_{f_a}^k \tag{67}$$

onde Z_n é a impedância de contato com a terra e $I_{f_a}^k$ é a corrente de falta da fase a na interação k.

4.1.2.6 Solução do sistema matricial

O vetor das variações das tensões sendo determinado, conforme especificado anteriormente, as variações das correntes são encontradas através da resolução do sistema matricial (63). Deve-se ressaltar que a dimensão das matrizes utilizadas neste trabalho, é elevada, assim, para encontrar a solução do sistema matricial complexo (63) optou-se por utilizar o processo de decomposição LU (CAMPOS, 2007) para resolver um sistema linear do tipo:

$$Ax = b \tag{68}$$

Nesta técnica de resolução do sistema a matriz A deve ser fatorada, tal que $A = LU$, onde L é uma matriz triangular inferior unitária ($l_{ii} = 1, \forall\, i$) e U é uma matriz triangular superior transformando o sistema linear na forma $LUx = b$. Desta forma, para encontrar a solução do sistema (68) é necessário resolver estes dois sistemas $Ux = y$ e $Ly = b$. A solução y do sistema triangular inferior $Ly = b$ é obtida por substituições sucessivas com $l_{ii} = 1$, já que L é uma matriz triangular unitária e o sistema triangular superior $Ux = y$ utiliza o vetor y como termo independente e por substituições retroativas encontra-se a solução desejada x.

O sistema matricial (63) é composto por números complexos, e para utilizar a decomposição LU é necessário transformar previamente o sistema complexo em um sistema real (CAMPOS, 2007). Supondo que o sistema (68) seja complexo, deve-se fazer: $A = A_r + jA_j$, $x = x_r + jx_j$ e $b = b_r + jb_j$, portanto o sistema matricial complexo (68) se tornaria:

$$\begin{bmatrix} A_r & -A_j \\ A_j & A_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_r \\ x_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_r \\ b_j \end{bmatrix} \tag{69}$$

O sistema (69) seria o sistema real a ser resolvido pelo método da decomposição LU.

4.1.2.7 Atualizar as correntes nos pontos de quebra

Após a resolução do sistema matricial, as injeções das correntes trifásicas nos pontos de quebra considerando os *breakpoints*, as fontes de GDs e o local da falta são atualizados, em cada iteração, através da equação (70) (PEÑUELA MENESES, 2012).

$$\begin{bmatrix} J^{k+1}_{b_{a,b,c}} \\ J^{k+1}_{g_{a,b,c}} \\ J^{k+1}_{f_{a,b,c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J^{k}_{b_{a,b,c}} \\ J^{k}_{g_{a,b,c}} \\ J^{k}_{f_{a,b,c}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta J^{k}_{b_{a,b,c}} \\ \Delta J^{k}_{g_{a,b,c}} \\ \Delta J^{k}_{f_{a,b,c}} \end{bmatrix} \tag{70}$$

4.1.2.8 Calcular os fluxos de corrente em cada ramo

Este é o passo da varredura à montante é o mesmo descrito na seção referente ao fluxo de carga levemente malhado com GD, segundo a equação (44). A incorporação das correntes referentes às correntes dos breakpoints $I^{k}_{b_{a,b,c}}$ e referente aos geradores $I^{k}_{g_{a,b,c}}$ na equação (45) são descritos pelas equações (47) e (48). Portanto as incorporações das correntes de falta $I^{k}_{f_{a,b,c}}$ referentes às faltas monofásica, bifásica ou trifásica são descritas nas equações (71) até (73)

– Falta monofásica: Se a falta considerada se encontra na fase a, a incorporação das correntes encontradas em (70) é dada por:

$$\begin{bmatrix} I_{f_a}^{k+1} \\ I_{f_a}^{k+1} \\ I_{f_a}^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{f_a}^{k} \\ I_{f_a}^{k} \\ I_{f_a}^{k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J_{f_a}^{k+1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{71}$$

– Falta bifásica: Considerando uma falta bifásica entre as fases b e c a corrente encontrada em(70) é incorporada como em (72).

$$\begin{bmatrix} I_{f_a}^{k+1} \\ I_{f_a}^{k+1} \\ I_{f_a}^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{f_a}^{k} \\ I_{f_a}^{k} \\ I_{f_a}^{k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ J_{f_b}^{k+1} \\ J_{f_c}^{k+1} \end{bmatrix} \tag{72}$$

– Falta trifásica: Para uma falta trifásica, a incorporação das correntes é dada pela equação (73).

$$\begin{bmatrix} I_{f_a}^{k+1} \\ I_{f_a}^{k+1} \\ I_{f_a}^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{f_a}^{k} \\ I_{f_a}^{k} \\ I_{f_a}^{k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J_{f_a}^{k+1} \\ J_{f_b}^{k+1} \\ J_{f_c}^{k+1} \end{bmatrix} \tag{73}$$

4.1.2.9 Atualizar o nível de tensão em cada barra

Este passo, de varredura à jusante, foi descrito no algoritmo de fluxo de carga levemente malhado com GD, segundo a equação (51). Deve-se ressaltar a consideração das impedâncias referente ao sistema de transmissão e as impedâncias dos GDs descritos no passo 4.2.1.2. As impedâncias dos GDs são incorporadas na linha $ij_{a,b,c}$ que interliga o GD conectado em $j_{a,b,c}$ com o sistema de distribuição (barra $i_{a,b,c}$), originalmente as impedâncias desse ramo são Z_a, Z_b, Z_c, Z_{ab}, Z_{ac}, Z_{bc}, porém para efeitos de cálculo de CC, essa linha recebe a matriz de impedâncias complexas de falta do GD Z_g encontradas através da equação (60).

$$\begin{bmatrix} Z_a & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_b & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_c \end{bmatrix}_{ij_{a,b,c}} = \begin{bmatrix} Z_g & 0 & 0 \\ 0 & Z_g & 0 \\ 0 & 0 & Z_g \end{bmatrix}_{ij_{a,b,c}} + \begin{bmatrix} Z_a & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_b & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_c \end{bmatrix}_{ij_{a,b,c}} \tag{74}$$

4.1.2.10 Critério de Convergência

Os três critérios de convergência apresentados em (59) são considerados, e adicionalmente considera-se também como critério de convergência as variações de tensão no ponto de falta, $\Delta V_{f_{a,b,c}}^{k}$, independentemente do tipo de falta. Ou seja, para qualquer falta monofásica, bifásica ou trifásica a variação de tensão na respectiva, ou respectivas fases deve ser menor que a tolerância preestabelecida.

$$\left|\Delta V_{f_{a,b,c}}^{k}\right| < tol \tag{75}$$

4.1.2.11 Cálculo do CC em todos os ramos da rede

Verifica-se se foi realizado o cálculo do CC de todos os ramos da rede, se sim, finaliza-se o processo e segue para o próximo passo, caso contrário, segue-se realizando o cálculo de CC para o próximo ramo da rede de distribuição.

4.1.2.12 Todos os tipos de falta calculados

Se os quatro tipos de falta foram calculados, encerra-se o processo, caso contrário segue para o próximo tipo de falta.

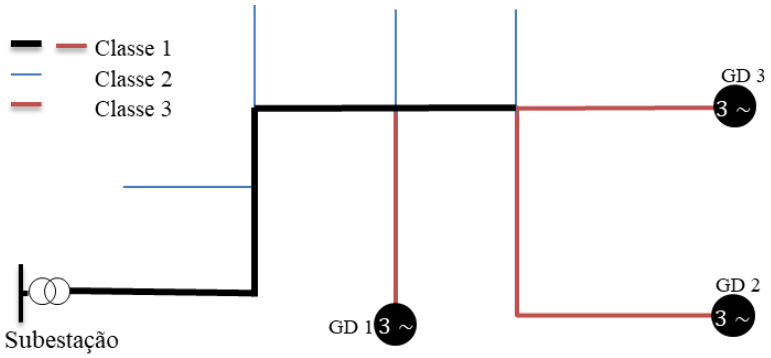
4.2 ALGORITMOS PARA SOLUÇÃO DO MODELO DE OTIMIZAÇÃO

O modelo matemático genérico desenvolvido no Capítulo 3 é um problema de otimização complexo, não linear, não convexo, difícil de ser resolvido através de técnicas clássicas de otimização. Dentre as técnicas de otimização encontradas na literatura para resolver este tipo de problema estão as meta-heurísticas. Neste trabalho foram utilizados para solução do problema um algoritmo genético clássico mono-objetivo que utiliza o conceito de soma ponderada dos objetivos, e o algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II. Na subseção 4.2.1 apresentam-se a codificação do vetor que representa as soluções do problema e a geração da população inicial, comuns nos dois algoritmos. Nas subseções 4.2.2 e 4.2.3 apresentam-se, respectivamente, os algoritmos genéticos mono-objetivo com ponderação das funções objetivo e o NSGA-II que utiliza o conceito de não dominância, adaptados para o modelo proposto.

4.2.1 Codificação e geração da população inicial

O vetor de codificação deve representar uma solução do problema de otimização, sendo necessário que o mesmo represente os dispositivos instalados em cada ramo do sistema. Desta forma, classifica-se o alimentador de distribuição em três classes, conforme ilustra a Figura 19 (SILVA, 2005).

Figura 19 – Classificação das seções do alimentador



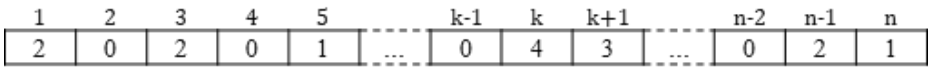
Fonte: Adaptado de Silva (2005)

- Classe 1: Composta pelos ramos que compõem os caminhos que interligam os GDs com a subestação, estes são os ramos considerados mais importantes tendo em vista o impacto nos custos de interrupção de energia devido as faltas ocorridas nesse trecho. Nessa classe podem-se alocar, chaves de manobras e religadores, não sendo permitida alocação de fusíveis.
- Classe 2: Composta por todos os ramos secundários, ou seja, todos aqueles ramos que não pertencem à classe 1. Nesta classe podem-se alocar fusíveis, chaves de manobras automáticas e religadores, porém é quase improvável que algum religador seja alocado nos ramos pertencentes à classe 2, já que os custos deste tipo de equipamento não se justificam, em função da carga e dos tipos de consumidores ligados aos ramos que compõem esta classe.
- Classe 3: Composta apenas pelos ramos que são candidatos a alocação do dispositivo de interconexão de ilha, assim, tendo a classe 1 como base, retiram-se todos os ramos comuns entre os caminhos que interligam os GDs até a subestação, logo, a classe 3 é subdivida em conjuntos, um para cada gerador. Assim cada gerador terá um conjunto de ramos, a qual pode ter alocado o dispositivo de interconexão de ilha.

4.2.1.1 Codificação do vetor solução

A partir da classificação das classes os vetores que representam a solução do problema são gerados aleatoriamente, onde a dimensão do vetor é definida pela quantidade dos n ramos pertencentes à rede de distribuição, Figura 20.

Figura 20 – Exemplo da codificação de um vetor solução



Fonte: Elaboração da própria autora

Cada indivíduo da "população" é codificado com uma representação inteira, e cada "gene do cromossomo" representa a alocação ou não dos dispositivos no respectivo ramo. A representação inteira fornece o tipo de dispositivo alocado: 1 – fusível, 2 – religador, 3 – chave de manobra automática, e 4 – dispositivo de interconexão de ilha e por fim, 0 – a alocação de nenhum tipo de dispositivo. Esta codificação está ilustrada na Figura 20.

4.2.1.2 Geração da população inicial

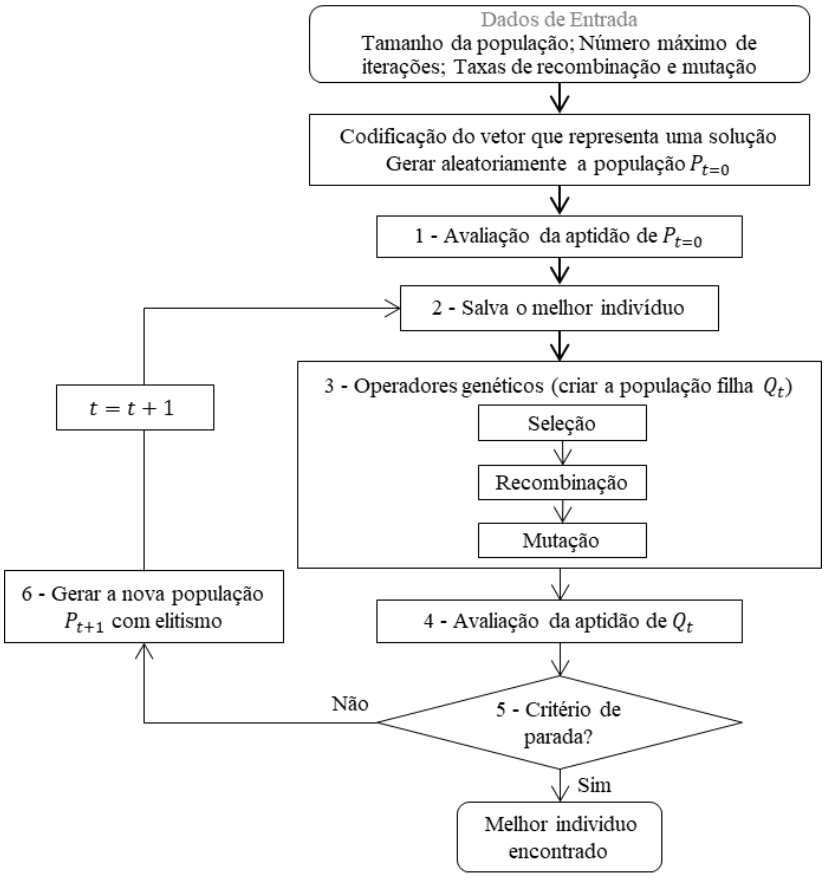
A geração da população inicial, P_t quando $t = 0$, utilizada nos dois algoritmos é realizada aleatoriamente dentro de cada classe, ou seja, primeiramente realiza alocação aleatória dos dispositivos (0, 2, 3) que podem ser alocados nos ramos pertencentes a classe 1, posteriormente é realizada a alocação dos dispositivos (0,1,2,3) que podem ser alocados nos ramos pertencentes a classe 2, e por fim, na classe 3, sorteia-se um ramo do conjunto de ramos pertencentes a cada gerador para receber o dispositivo do tipo 4. Define-se que no ramo de saída da subestação sempre terá um religador, que representa o relé de religamento automático da subestação. Proíbe-se a alocação de fusíveis a montante e em série com os religadores, uma vez que não é possível obter a coordenação para essa configuração. O dispositivo de controle e proteção para cada ramo representado no vetor de codificação é especificado e coordenados segundo os critérios apresentados no Capítulo 2, em função das correntes de cargas e de curto-circuito.

4.2.2 Algoritmo genético com ponderação dos objetivos

Os AGs são algoritmos do tipo evolutivo que operam sobre uma população de indivíduos baseados no fato de que os indivíduos com boas características genéticas têm maiores

chances de sobrevivência e de produzirem descendentes cada vez mais aptos, enquanto os indivíduos menos aptos tendem a desaparecer. Desta forma, os AGs procuram imitar os processos naturais de evolução natural das espécies através de operadores básicos aplicados nos indivíduos da *população,* tais como a *seleção*, *recombinação* e *mutação*. Os principais passos do AG clássico utilizado neste trabalho serão descritos a seguir e podem ser visualizados através do diagrama de blocos apresentado pela Figura 21.

Figura 21 - Diagrama de blocos de um AG mono-objetivo



Fonte: Elaboração da própria autora

4.2.2.1 Avaliação da Aptidão de $P_{t=0}$

A avaliação da aptidão dos indivíduos é efetuada após as suas gerações aleatórias, através do cálculo da FO, verificação das restrições e penalização das soluções que violam as restrições.

- Cálculo da função objetivo: A função mono-objetivo utilizada neste algoritmo é dada pela soma das duas funções objetivo modeladas pelas equações (9) e (20) com igual ponderação, assim deve-se minimizar a FO dada pela equação (76).

$$FO = Minimizar\left\{\alpha C_{Interrupção} + \beta C_{Equipamento}\right\} \quad (76)$$

onde α e β são as ponderações para as funções objetivo.

– Verificação da factibilidade das soluções: A coordenação e seletividade dos dispositivos é realizada em série, 2 a 2 dispositivos, a partir dos ramos mais distantes da subestação até o ramo 1, onde sempre tem alocado um religador (disjuntor da subestação com relé de religamento, função 79). Desta forma, analisa-se a coordenação e seletividade dos pares de dispositivos, através da verificação das restrições (29) – (37). Estas restrições são um dos diferenciais desse trabalho, dessa forma, neste passo, verifica-se a quantidade de dispositivos não coordenados e não seletivos de cada solução. Para cada indivíduo deve-se avaliar também a restrição de tensão, já que as outras restrições são consideradas no algoritmo de cálculo de fluxo de potência trifásico radial com GD. Assim, a FO dos indivíduos que apresentarem violação de alguma das restrições é multiplicada por um fator de penalização relativamente alto, para indicar dentro do algoritmo que esta solução não é de boa qualidade, e que a mesma tenha um baixo potencial para passar suas características genéticas para as próximas gerações.

4.2.2.2 Salva o melhor indivíduo

Dentre todos os indivíduos pertencentes à população corrente P_t, deve-se salvar como melhor indivíduo aquele que apresentar a menor FO, este será considerado a solução corrente do algoritmo, e deve ser atualizada a cada passo t do algoritmo caso encontre uma solução melhor.

4.2.2.3 Operadores Genéticos (obter a população Q_t)

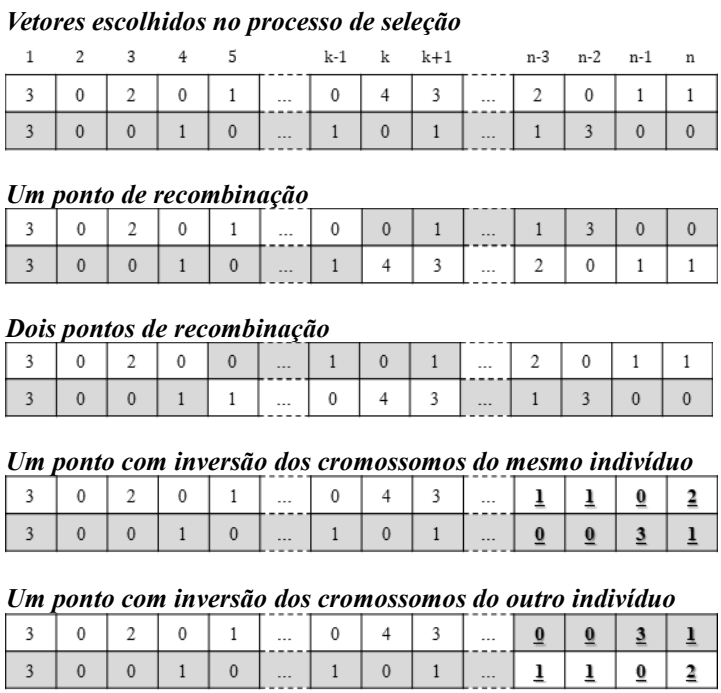
Os operadores genéticos de seleção, recombinação e mutação são aplicados na população pai P_t a cada iteração t para obter uma população filha, Q_t, algumas modificações foram propostas em cada operador para manter a diversidade da população. A seguir descreve-se sucintamente cada um dos operadores e as adaptações adotadas (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004a):

– Seleção: Utilizou-se a técnica do torneio, realizando-se quatro sorteios a cada iteração. No primeiro jogo, sorteiam-se dois indivíduos dentre todos os indivíduos da população, e aquele que apresentar o melhor valor de FO é selecionado como o primeiro “pai”, sortei-

am-se novamente dois indivíduos e dentre estes escolhe-se o melhor, denominando-o segundo “pai”, a recombinação é realizada a partir desses dois “pais”.

– Recombinação: Para garantir a diversidade da população quatro tipos de recombinação são utilizados de acordo com a Figura 22. Primeiramente realiza-se um sorteio simples para identificar qual o tipo de recombinação deve ser realizado, e então a partir dos “pais” escolhidos no processo de seleção realiza-se um sorteio entre todos os ramos n para encontrar o ponto ou pontos onde os vetores devem ser recombinados.

Figura 22 – Tipos de recombinações utilizadas



Fonte: Elaboração da própria autora

– Mutação: Utiliza-se a mutação simples, onde aleatoriamente um cromossomo é selecionado através de dois sorteios. No primeiro sorteia-se um indivíduo dentre todos os indivíduos da população, e no segundo sorteio escolhe-se um ramo dentre todos os ramos representado no vetor de codificação, assim, se o cromossomo selecionado for diferente de 0, então 0 é atribuído, e se o cromossomo selecionado for 0, um sorteio entre os números (1, 2, 3 ou 4) é realizado.

As taxas de recombinação e mutação são alteradas de forma adaptativa durante as iterações do AG e são dadas pelas seguintes equações (77) e (78) (AMASIFEN; ROMERO; MANTOVANI, 2005; SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004a):

$$t_{rec}^{t+1} = t_{rec}^{t} - \left(\frac{t_{rec}^{0} - k_{rec}}{n_{iter}} \right) \tag{77}$$

$$t_{mut}^{t+1} = t_{mut}^{t} - \left(\frac{t_{mut}^{0} - k_{mut}}{n_{iter}} \right) \tag{78}$$

onde t_{rec}^{t} e t_{mut}^{t} são as taxas de recombinação e mutação variáveis da *t-ésima* iteração; k_{rec} e k_{mut} são constantes que dependem do número de variáveis de decisão do problema; e, n_{iter} é o número máximo de iterações do AG.

Essas taxas adaptativas funcionam da seguinte forma: por exemplo, para a taxa de mutação estipula-se um valor máximo e mínimo, assim, dentro desse intervalo faz-se variar a taxa de mutação de forma decrescente dentro da quantidade máxima de iterações permitidas do algoritmo. O mesmo ocorre com a taxa de recombinação, porém esta varia-se durante as iterações do algoritmo de forma crescente.

4.2.2.4 Cálculo da FO e restrições da população Q_t

Calculam-se as FOs e as restrições, penalizando os indivíduos da população Q_t que apresentam restrições violadas. Seguem-se os mesmos procedimentos descritos na subseção 4.2.2.1.

4.2.2.5 Critério de Parada

Dois critérios de parada são utilizados, o primeiro, o número máximo de iterações pré-estabelecido, e o segundo, quando o algoritmo não encontra uma nova solução em um determinado número de iterações. Quando um dos critérios de parada é alcançado o melhor indivíduo encontrado pelo passo 4.2.2.2 é a solução "ótima" apresentada pelo algoritmo, caso contrário segue-se para o próximo passo.

4.2.2.6 Geração da nova população P_{t+1}

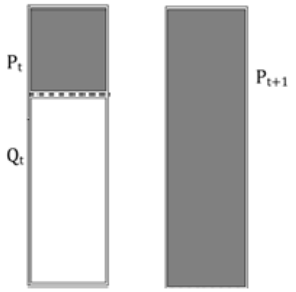
No AG clássico a nova população corrente do algoritmo P_{t+1} é composta pelos indivíduos pertencentes à população filha Q_t. Porém, neste trabalho optou-se por utilizar uma taxa de elitismo para gerar a nova população corrente P_{t+1}.

– Elitismo: Mantem-se na população corrente P_{t+1} uma parcela das soluções (definidas por uma taxa) que pertencem à população pai P_t e que apresentem os melhores valores para a FO (soluções de elite) Figura 23. Estes indivíduos poderiam ser eliminados (embora pou-

co provável) do processo evolutivo, caso não fossem conservados de maneira determinística (AMASIFEN; ROMERO; MANTOVANI, 2005).

Assim conforme pode observar-se através da Figura 23, a população P_{t+1} é formada percentualmente através da taxa de elitismo pelas melhores soluções de cada uma das populações pai P_t e filha Q_t. Após formação da população P_{t+1} retorna-se ao passo 4.2.2.2.

Figura 23 – Formação da população P_{t+1} através do elitismo do AG

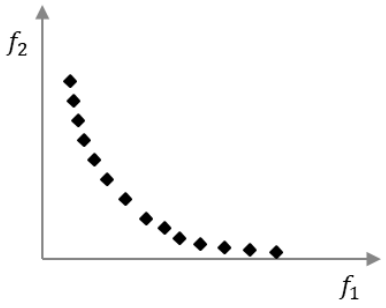


Fonte: Elaboração da própria autora

4.2.3 AG multiobjetivo

Modelos matemáticos multiobjetivos possuem objetivos conflitantes, onde cada uma das FOs do problema tem uma solução ótima individual, não sendo possível encontrar uma única solução que simultaneamente otimiza todos os objetivos. Assim, em vez de uma única solução existe um conjunto ótimo de compromissos (*trade-offs*) entre os objetivos, chamadas de soluções de Pareto como ilustrado na Figura 24, e a escolha de uma solução particular depende do tomador de decisões com base nas características técnicas, econômicas, físicas e operacionais do problema do mundo real (MILOŠEVIĆ; BEGOVIĆ, 2004).

Figura 24 – Soluções de Pareto para um problema com duas funções objetivo



Fonte: (DEB et al., 2002)

Para um problema de minimização com duas FOs f_1 e f_2 o conjunto de soluções de Pareto-ótimas pode ser visualizado na Figura 24, onde é possível observar que nenhum objetivo pode ser melhorado sem piorar o outro.

i. Conceito de dominância

Um problema multiobjetivo com m FOs para serem minimizadas simultaneamente, estabelece-se através do conceito de dominância que uma solução p domina uma solução q, se p é melhor que q em pelo menos um objetivo f_r e não é pior que qualquer outro objetivo f_s, onde $s = 1, \dots m$ e $s \neq r$. Este conceito é representado matematicamente por (MILOŠEVIĆ; BEGOVIĆ, 2004):

$$p \xrightarrow{f} \text{q} \quad \text{se} \quad f_r(p) < f_r(q) \qquad \text{e} \qquad f_s(p) \leq f_r(q) \tag{79}$$

O símbolo " → " é o símbolo de dominância. Considerando que p domina qualquer outra solução q, onde $p, q \in P$ ($P \subseteq S$, e S é o espaço de busca do problema), então p é chamada de solução não dominada em P. Todas as soluções p que são não dominadas sobre todo o espaço de busca S são chamadas de soluções Pareto-ótima.

ii. Elitist Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II)

AGs multiobjetivos foram propostos nos últimos anos, sendo que a principal meta destes algoritmos é poder, em uma única corrida (em um único teste), encontrar múltiplas soluções que pertencem ou podem estar próximas da fronteira ótima de Pareto (DEB et al., 2002; PEREIRA et al., 2017a; POMBO; MURTA-PINA; PIRES, 2016;). O algoritmo NSGA-II proposto por Deb (2002) et al. é um algoritmo que faz o ordenamento elitista por não-dominância da população e classifica as suas soluções segundo o conceito de dominância de Pareto. No diagrama de blocos da Figura 25 apresentam-se os passos do algoritmo utilizado neste trabalho. Os passos principais do algoritmo apresentado no fluxograma da Figura 25 são descritos a seguir:

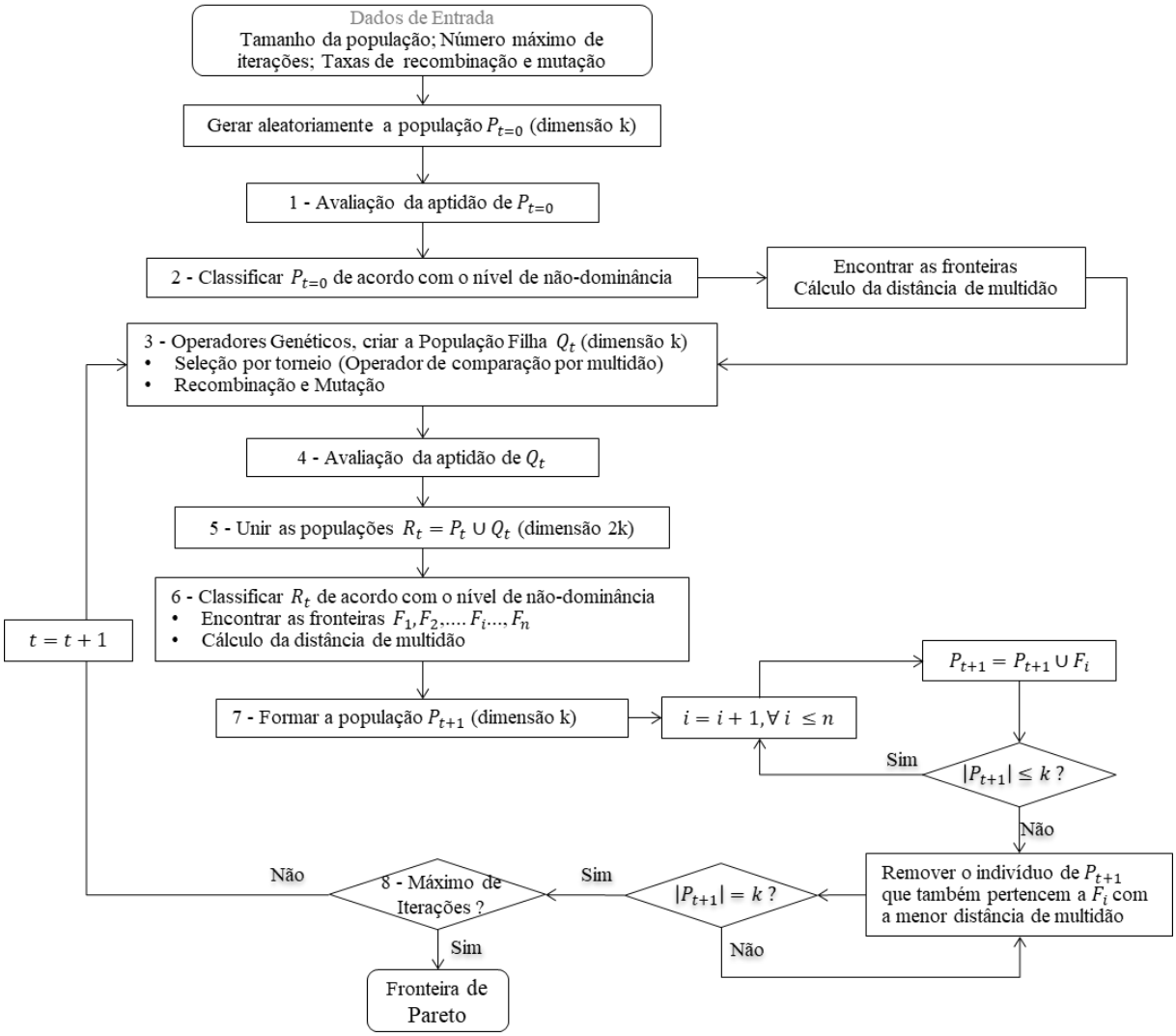
4.2.3.1 Avaliação da Aptidão de $P_{t=0}$

Após a codificação e a geração aleatória dos vetores que representam as soluções do problema, seção 4.2.1, é realizada a avaliação dos indivíduos através do cálculo das FOs, verificação das restrições e penalização das soluções que violam as restrições.

- Cálculo das funções objetivo: Realiza-se o cálculo das duas parcelas das funções objetivo que foram descritas no Capitulo 3 através das equações (9) e (20).

– Verificação da factibilidade das soluções: A coordenação e seletividade dos dispositivos é realizada em série, 2 a 2 dispositivos, a partir dos ramos mais distantes da subestação até o ramo 1, onde sempre tem alocado um religador (relé de religamento da subestação). Desta forma, analisa-se a coordenação e seletividade dos pares de dispositivos, através da verificação das restrições (29) – (37). Neste passo, verifica-se a quantidade de dispositivos não coordenados e não seletivos de cada solução, além da avaliação da restrição de tensão, já que as outras restrições são consideradas no algoritmo de cálculo de fluxo de potência trifásico radial com GD. Assim, as duas FOs dos indivíduos que apresentarem violação de alguma das restrições são multiplicadas por um fator de penalização relativamente alto, para indicar dentro do algoritmo que esta solução não é de boa qualidade, e que a mesma tenha um baixo potencial para passar suas características genéticas para as próximas gerações.

Figura 25 – Diagrama de blocos do algoritmo NSGA-II



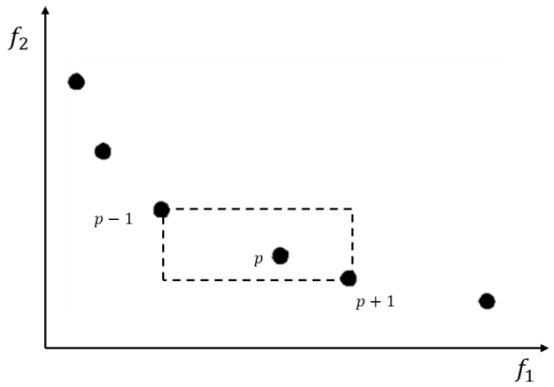
Fonte: Elaboração da própria autora

4.2.3.2 Classificar $P_{t=0}$ de acordo com o nível de não dominância

Neste passo são encontradas as fronteiras de Pareto e calculada a distância de multidão entre os elementos da população.

- Determinar as Fronteiras $F_1, F_2,...,F_j,..., F_n$: Para classificar uma população de dimensão k de acordo com o nível de não dominância, cada solução deve ser comparada com todas as outras soluções da população para determinar se é ou não dominada (MACIEL, 2012). O método de classificação não dominado consiste dos seguintes passos: Para cada solução duas entidades são calculadas: Um contador n_p, que faz a contagem do número de soluções que dominam a solução p; e um conjunto S_p, formado pelas soluções que são dominadas por p. Assim, cada solução é comparada com todas as outras da população. Caso uma solução p seja dominada por outra q, o contador n_p é incrementado; se p domina q, então a solução q é acrescentada ao conjunto S_p. Ao final desse processo todas as soluções da população terão a variável n_p e o conjunto S_p definido. Todas as soluções que têm $n_p = 0$ não são dominadas por nenhuma outra solução, então são colocadas na primeira fronteira F_1, chamada de fronteira atual. Para cada solução q da fronteira atual, o conjunto S_p é visitado e os membros pertencentes a este conjunto têm a sua contagem n_q reduzida em uma unidade. Se a contagem n_q de alguma solução de S_p torna-se zero, então esta solução é colocada na próxima fronteira, F_2. Este processo continua até que todas as fronteiras $F_1, F_2,...,F_j,..., F_n$ são identificadas. O diferencial deste procedimento está na sua simplicidade e eficiência computacional: À medida que é identificada uma solução p com $n_p = 0$, ela é agrupada numa fronteira, e cada solução q do conjunto S_p tem seu contador n_q reduzido de uma unidade. Se esse decremento em n_q faz com que ele seja nulo, a solução q é automaticamente acrescentada à fronteira seguinte, e o procedimento é então repetido. Ou seja, toda solução pertencente a uma fronteira não participa mais do processo de classificação (MACIEL, 2012).
- Calcular a distância de multidão: O conceito chamado de distância de multidão (*crowding distance*) tem por objetivo selecionar as soluções mais dispersas na fronteira F_j e procurar manter a diversidade da população. A distância de multidão ($Dm_p{}^{F_j}$), ilustrada na Figura 26, de uma solução p representa uma estimativa do perímetro formado pelo cubóide cujos vértices são os pontos vizinhos mais próximos.

Figura 26 – Distância de multidão para o NSGA-II



Fonte: Adaptado de Deb et al. (2002)

Quanto maior o cuboide de p, mais afastada está à solução p dos seus vizinhos (DEB et al., 2002). As soluções extremas em cada fronteira terão um valor infinito para sua distância de multidão, uma vez que estas são as mais dispersas na fronteira (PEREIRA JUNIOR, 2014). A equação (80) fornece o valor da distância de multidão de uma solução p.

$$Dm_p^{F_j} = \sum_{m \in CO} \frac{f_m^{F_j^{p+1}} - f_m^{F_j^{p-1}}}{f_m^{F_j^{\max}} - f_m^{F_j^{\min}}} \tag{80}$$

onde ${Dm_p}^{F_j}$ é a distância de multidão para o indivíduo p da fronteira j; ${f_m}^{F_j^{p-1}}$ é o valor da FO m para o vizinho $p-1$ na fronteira j; ${f_m}^{F_j^{p+1}}$ é o valor da FO m para o vizinho $p+1$ na fronteira j; ${f_m}^{F_j^{max}}$ e ${f_m}^{F_j^{min}}$ são os valores máximo e mínimo da FO m na fronteira j; e, CO é o conjunto de FOs do problema.

4.2.3.3 Operadores genéticos (obter a população Q_t)

Os operadores genéticos de seleção, recombinação e mutação são aplicados na população pai P_t a cada iteração t para obter uma população filha, Q_t. Os operadores de recombinação e mutação são realizados conforme o algoritmo genético mono-objetivo descrito no tópico 4.2.2.3. Para a seleção utiliza-se também o critério dos torneios, porém agora utilizando o operador de comparação por multidão. Neste operador sorteiam-se dois indivíduos e se as duas soluções pertencem à mesma fronteira, a preferência é dada para solução com a maior distância de multidão, e quando as soluções pertencem a fronteiras diferentes, a preferência é dada para a solução pertencente à fronteira com o melhor nível de não dominância, ou seja, a fronteira com melhores valores de funções objetivo.

4.2.3.4 Avaliação da Aptidão da população Q_t

Calculam-se as FOs e as restrições, penalizando os indivíduos que apresentam restrições violadas. Seguem-se os mesmos procedimentos descritos na subseção 4.2.3.1.

4.2.3.5 União das Populações $R_t = P_t \cup Q_t$

Após a avaliação da aptidão dos indivíduos pertencentes à população filha Q_t, de dimensão k, é necessário juntar as duas populações, P_t e Q_t, obtendo uma população R_t de dimensão $2k$.

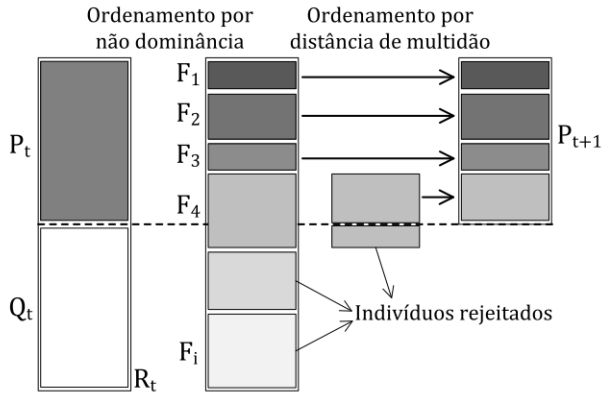
4.2.3.6 Classificar R_t de acordo com o nível de não dominância

Neste passo deve ser avaliado o nível de não dominância de todas as soluções pertencentes à população R_t, realizando os mesmos procedimentos descritos na subseção 4.2.3.2, deve-se encontrar as fronteiras $F_1, F_2,...,F_j,..., F_n$ e calcular a distância de multidão de cada solução.

4.2.3.7 Formar P_{t+1}

A nova população pai, P_{t+1}, de dimensão k é composta pelos indivíduos pertencentes às fronteiras $F_1, F_2... F_n$ enquanto $|P_{t+1}| + |F_n| < k$. Cada conjunto F_k deve ser inserido em sua totalidade em $|P_{t+1}|$. Ao inserir um conjunto F_n tal que $|F_n| > k - |P_{t+1}|$ apenas as $k - |P_{t+1}|$ soluções mais dispersas F_n devem fazer parte da população P_{t+1}. A ideia é sempre promover as soluções que garantem a diversidade dentro da fronteira de Pareto. Na Figura 27 ilustra-se esse processo.

Figura 27 – Formação da população P_{t+1}do NSGA-II



Fonte: (DEB et al., 2002)

4.2.3.8 Critério de parada

O critério de parada é um número máximo de iterações preestabelecido. Se a iteração atual for inferior ao número de iterações preestabelecido, então retorna-se ao passo 4.2.3.3, gerando uma população filha Q_t a partir da população P_{t+1} encontrada no passo 4.2.3.7. Após o número máximo de iterações os indivíduos que formam a fronteira F_1 pertencente à última população P_{t+1} gerada pelo algoritmo, são os indivíduos que pertencem à Fronteira de Pareto e são as soluções otimizadas obtidas pelo algoritmo.

5 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos através da implementação da metodologia proposta e discutida nos capítulos anteriores, implementada em linguagem de programação C++. Os testes foram efetuados em dois alimentadores, um sistema do IEEE-34 barras modificado (IEEE, 2010), e, um sistema real de 135 barras (LAPSEE). Através do uso do AG clássico dois testes foram realizados, tendo por objetivo comparar os resultados e comprovar a eficiência da utilização das restrições de coordenação e seletividade no modelo matemático proposto, e a meta-heurística NSGA-II fornece as soluções pertencentes à fronteira de Pareto que são detalhadamente discutidos.

Conforme descrito na seção 4.2.1, ressalta-se que em todas as simulações com os dois sistemas testes consideram-se que no barramento de saída da subestação é necessária a instalação de um relé de sobrecorrente em associação com um relé com capacidade de religamento automático; nos ramos que interligam o GD com a subestação não é permitida a instalação de fusíveis; a transferência de carga só é permitida caso o dispositivo da seção seja um dispositivo de manobra, ou seja, um religador ou uma chave de manobra automática; e, a operação ilhada, como definida nos capítulos anteriores, só é permitida caso o dispositivo da seção seja um DII.

Em todos os testes que são apresentados neste trabalho, os parâmetros utilizados nos algoritmos foram calibrados por meio de tentativas e erros, através de testes exaustivos no programa computacional implementado. Ressalta-se que nos dois algoritmos, AG e NSGA-II, as taxas de recombinação e mutação são adaptativas conforme descrito nas Equações (77) e (78), e estiveram dentro do intervalo de valores: 0,9 – 0,5 e 0,5 – 0,1, respectivamente. Para o AG considerando a ponderação dos objetivos, a fim de preservar os melhores indivíduos da antiga população, utilizou-se uma taxa de elitismo em todos os testes realizados de 20% para o sistema IEEE-34 barras, e de 40% para o sistema real de 135 barras.

5.1 DADOS E SISTEMAS TESTE

Os dados utilizados no programa computacional implementado, referentes aos custos dos equipamentos e energia não suprida, taxas de faltas, tempos de reparo e tempos de coordenação entre os dispositivos são descritos a seguir.

No modelo matemático considera-se um horizonte de planejamento de 5 anos com uma taxa de crescimento de carga de 5% ao ano. Os parâmetros de confiabilidade associados às seções do alimentador foram considerados constantes, ou seja, fixou-se um tempo médio de reparo TR = 4 horas, tempo médio de restauração Tr = 0,08 horas e para a taxa de faltas permanentes o valor de λ = 0,072 faltas/km/ano e para as faltas temporárias o valor de γ = 0,98 faltas/km/ano, sendo que o tempo total considerado no horizonte de planejamento é igual a T = 8760 horas/ano. Os porcentuais de tipos de consumidores e os custos de energia não suprida correspondente a cada tipo de consumidor são dados na Tabela 3 (SILVA et al., 2008).

Tabela 3 – Tipos de consumidores, percentuais e custos

Tipo de Consumidor	Percentual considerado	Custos de ENS
Residencial	50%	1,5 $/kWh
Comercial	30%	30 $/kWh
Industrial	20%	4,64 $/kWh

Fonte: Adaptado de Silva et al. (2008)

Na especificação dos equipamentos utilizam-se as correntes de operação conforme descrito na seção 2.2.1, e para as correntes de falta utilizam-se as correntes de CC conforme descrito em 2.2.2. Considera-se que 25% das faltas ocorridas no sistema são faltas entre fases enquanto os 75% restantes são faltas fase-terra. Os limites máximos e mínimos das faixas de ajustes das unidades 50 e 51 dos relés e religadores são apresentadas na Tabela 4. Esses valores são utilizados como restrições para os ajustes de tempo de operação desses dispositivos (IEEE, 1996). Na Tabela 4 também se encontram os tempos de coordenação entre os dispositivos, que foram considerados como critérios nas restrições de coordenação e seletividade do modelo matemático (FERREIRA, 2013).

Tabela 4 – Limites dos ajustes e critérios de coordenação

$t_{min}^{D50}, t_{min}^{D50N}$	$t_{max}^{D50}, t_{max}^{D50N}$	$t_{min}^{D51}, t_{min}^{D51N}$	$t_{max}^{D51}, t_{max}^{D51N}$	t_{coord}^{51-MI}	t_{coord}^{51-51}	t_{coord}^{50-50}	k_{coord}^{50-MF}
1,0 s	10 s	0,5 s	10 s	0,2 s	0,2 s	0,05 s	1,35

Fonte: (FERREIRA, 2013)

Para os relés e religadores as curvas extremamente inversas são utilizadas para facilitar a coordenação entre as curvas de operação dos fusíveis e religadores, atuando na característica 51. Utilizam-se nove fusíveis do tipo K com diferentes capacidades nominais, conforme descrito na seção 2.1.2, visando proporcionar maior flexibilidade para coordená-los com os religadores. Para os religadores, chaves de manobras automáticas e os DII são considerados cinco dispositivos com capacidades de operação diferentes. Os custos de aquisição, instala-

ção/desinstalação e manutenção destes dispositivos são apresentados na Tabela 5 (PEÑUELA MENESES; MANTOVANI, 2013).

Tabela 5 – Custos dos Equipamentos

Dispositivos	Intervalo de corrente (A)	Custo de Aquisição ($)	Custo de Insta./Desi. ($)	Custo de Manutenção ($)
Fusível	0 - 6	300	100	50
	6 - 10	400		
	10 - 15	500		
	15 - 25	600		
	25 - 40	700		
	40 - 65	800		
	65 - 100	900		
	100 - 140	1000		
	140 - 200	1100		
Religador Automático	0 - 50	15000	2000	1000
	50 - 100	19000		
	100 - 300	22000		
	300 - 500	27000		
	500 - 1000	30000		
Chave de Manobra automática	0 - 50	3500	800	350
	50 - 100	4000		
	100 - 300	4500		
	300 - 500	5000		
	500 - 1000	5500		
Dispositivo de Interconexão de ilha	0 - 50	20000	2500	1500
	50 - 100	25000		
	100 - 300	30000		
	300 - 500	35000		
	500 - 1000	40000		

Fonte: Adaptado de Peñuela Meneses (2012)

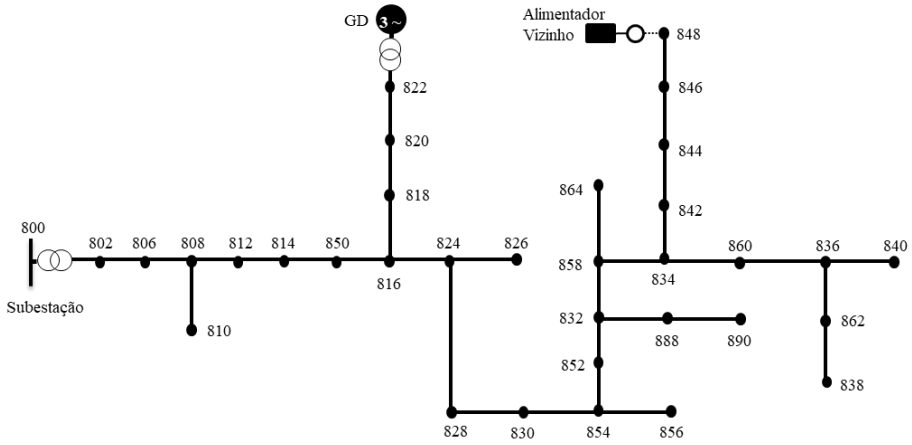
Os dois sistemas testes utilizados encontram-se na literatura (IEEE34 bus; LAPSEE), porém foram efetuadas modificações nos mesmos como a adição de GDs e adição de ramais de interconexão com alimentadores vizinhos, essas modificações são detalhadas a seguir.

5.1.1 Sistema IEEE-34 barras

O sistema trifásico desbalanceado do IEEE-34 barras (IEEE, 2010), originalmente não possui GD e nem ramos de conexão com outros alimentadores. Para avaliar a metodologia proposta, adicionou-se neste sistema um ramo de interconexão com outro alimentador na barra 848, e um GD com controle de tensão (PV) na barra 822. O diagrama unifilar deste alimentador com as modificações descritas encontra-se ilustrado na Figura 28. O sistema trifásico original opera com tensão nominal de 24,9 kV e potência nominal de 2.054 kVA. A capacidade de transferência de carga para o alimentador vizinho é de 800 kVA, e o GD está injetando

na rede um total de 306 kW de potência ativa tendo os limites de potência reativa variando entre –400 e 400 kVAr.

Figura 28 – Sistema de distribuição IEEE – 34 barras modificado



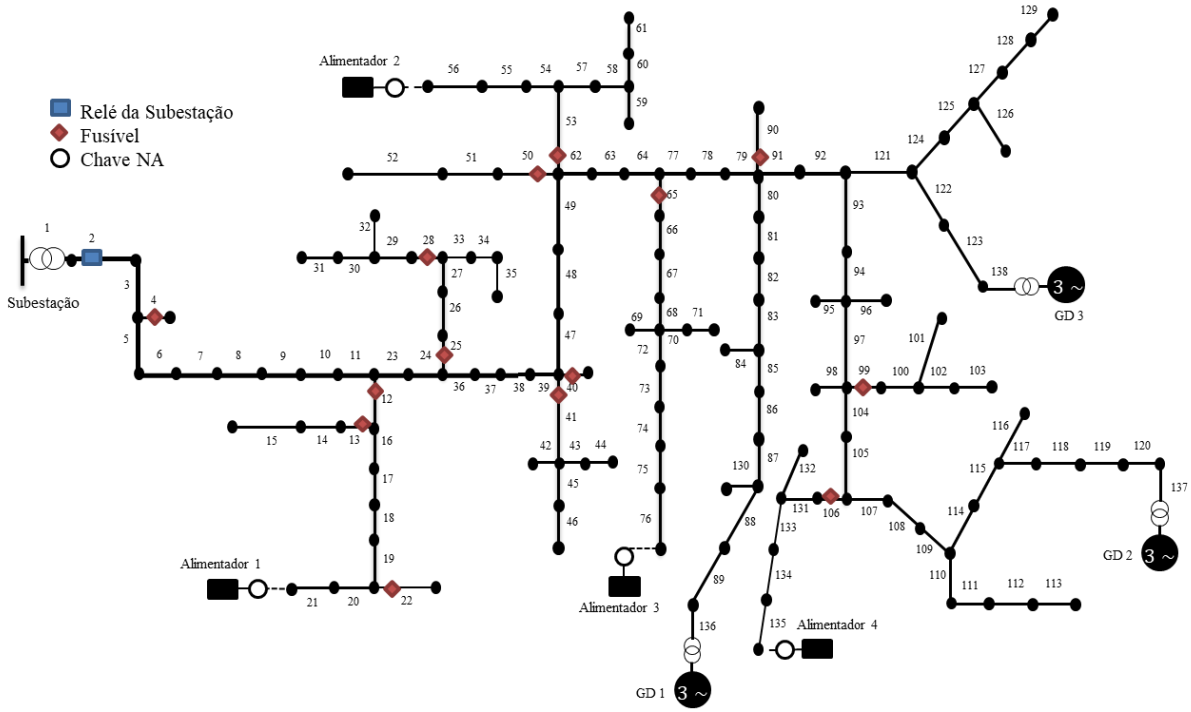
Fonte: Adaptado de IEEE (2010).

Os testes foram realizados considerando que na rede não existem dispositivos de controle e proteção previamente instalados. Para o cálculo de CC deste sistema considerou-se que a impedância de CC do GD é de 8%. No cálculo de Z_{THV} do transformador do GD 24.9/4.16 kV, utilizam-se os seguintes parâmetros: u_{kr} = 6% e u_{Rr} = 0,7% (SCHLABBACH, 2005).

5.1.2 Sistema real de 135 barras

O sistema trifásico desbalanceado de 135 barras, diagrama unifilar da Figura 29, opera com tensão nominal de 13,8 kV e potência nominal de 7.065 kVA, os dados completos deste sistema podem ser encontrados em (LAPSEE). O alimentador no arquivo de dados original não possui GDs instalados na rede e nem ramos de interconexão com outros alimentadores. Porém, em Silva (2005) são propostos oito ramais de interconexão com alimentadores vizinhos, e Peñuela Menezes (2013) realizou um estudo de alocação ótima de GDs resultando na inserção de três GDs nesta rede. Assim, com o objetivo de obter uma configuração da rede considerando estes dois recursos operacionais, realizou-se um estudo entre esses dois trabalhos a fim de considerar simultaneamente os GDs e a conexão com alimentadores vizinhos neste sistema. Assim, mantiveram-se as barras obtidas para os três geradores por Peñuela Menezes (2013), e escolheu-se estrategicamente apenas quatro pontos de interconexões com outros alimentadores propostos por Silva (2005). E, a fim de permitir a transferência de cargas entre os alimentadores vizinhos e o alimentador em estudo, nos pontos de interconexão considera-se previamente instaladas quatro chaves de manobra normalmente abertas (NA).

Figura 29 – Sistema de distribuição real de 135 barras



Fonte: Elaboração da própria autora

Considera-se que os três GDs são geradores síncronos, e se encontram instalados na rede com os respectivos transformadores e proteções locais. Foram utilizados os valores em porcentagem de u_{kr} = 6% e u_{Rr}= 0,7% para a tensão de CC na corrente nominal e o componente resistivo nominal da tensão de CC, respectivamente. Estes valores são necessários para o cálculo de Z_{THV} de cada um dos transformadores dos GDs 13,8/4,16 kV (SCHLABBACH, 2005). Os três geradores operam com controle de tensão (PV) e os dados referentes à potência ativa, limites de reativos e impedância de CC de cada um deles são apresentados na Tabela 6 (PEÑUELA MENESES, 2012).

Tabela 6 – Dados dos GDs do sistema de 135 barras

	GD1	GD2	GD3
Potência ativa (kW)	1000	900	350
Potência reativa máxima (kVAr)	600	500	300
Potência reativa mínima (kVAr)	–300	–200	–100
Impedância de Curto Circuito (%)	11	10	8

Fonte: Adaptado de Peñuela Meneses (2012)

A capacidade de transferência máxima de carga de cada um dos alimentadores vizinhos com o alimentador sob estudo é dada na Tabela 7 (SILVA, 2005).

Tabela 7 – Capacidade máxima de transferência de carga entre o alimentador sob estudo e os alimentadores vizinhos do sistema de 135 barras

Alimentador Vizinho	kVA
1	800
2	500
3	800
4	500

Fonte: Adaptado de Silva (2005)

Com base em Silva (2005) considera-se que existam previamente instalados neste sistema 14 fusíveis e um relé de sobrecorrente em associação com um relé de religamento no disjuntor de saída da subestação.

5.2 TESTE DA EFICIÊNCIA DO MODELO

A metodologia proposta é validada comparando-se os resultados obtidos a partir da execução de dois testes:

- Teste-1: Realiza-se a alocação e coordenação integrada dos dispositivos de controle e proteção, ou seja, resolve-se o problema dado pelas equações (8)–(37), onde as FOs e as restrições de coordenação e seletividade são avaliadas no mesmo processo de otimização;
- Teste-2: O segundo teste é realizado em três etapas: Na primeira etapa, alocam-se os equipamentos de forma otimizada no sistema, para minimizar os custos de interrupção e dos equipamentos, equações (8)–(24); na segunda etapa, com os dispositivos já alocados de forma otimizada, são avaliadas a coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção, equações (25)–(37); na terceira etapa, são removidos da rede os dispositivos que violaram alguma restrição, ou seja, que não podem ser coordenados com os demais dispositivos da rede e recalculam-se os termos da FO. Estes são os custos reais para a confiabilidade da rede e dos equipamentos que devem ser efetivamente instalados.

O modelo matemático apresentado no capítulo 3 é composto por duas FOs e habitualmente para encontrar as soluções do modelo recomenda-se a utilização de algoritmos multi-objetivos, porém esses algoritmos apresentam um conjunto de soluções igualmente ótimas, e não apenas uma, que indique ser a melhor solução para o problema. Nesse sentido, existiria uma dificuldade para comparar os resultados entre os, teste-1 e teste-2. Logo, para obter uma comparação justa mostrando a eficiência do modelo matemático, transformou-se o problema (8)–(37) em um problema mono-objetivo, realizando-se a soma das funções apresentadas pela

equação (9) e equação (20), conforme a equação (76). Assim, com o objetivo de encontrar soluções de boa qualidade para o problema, ponderando-se as duas funções objetivo, resolve-se um AG clássico (mono-objetivo), conforme proposto em Pereira (2017a) et al. A descrição detalhada desse AG se encontra no Capítulo 4.

5.2.1 Sistema IEEE-34 barras

Para determinar o tamanho da população e o número máximo de iterações, que fornecem soluções otimizadas de boa qualidade e nos menores tempos computacionais possíveis, foram realizados testes exaustivos no programa computacional implementado, variando-se os parâmetros de controle do AG. Assim, para o sistema de IEEE-34 barras, os melhores resultados foram obtidos utilizando uma população de 400 indivíduos e uma quantidade máxima de 2000 iterações, e taxas de recombinação variando entre 0,9 e 0,5, e de mutação variando entre 0,5 e 0,1. Para cada teste (1 e 2) foram coletadas 30 amostras de soluções, e para este sistema espera-se que o algoritmo encontre a mesma solução em todas as simulações. Das 30 execuções do algoritmo realizadas para o teste-1, todas apresentaram a mesma solução, já para o teste-2, a mesma solução foi encontrada em 97% das execuções.

Na Tabela 8 encontram-se os resultados obtidos para o teste-1 e teste-2 com os respectivos custos e quantidade de dispositivos instalados. Ressalta-se que o religador pertencente aos resultados na Tabela 8 refere-se ao relé de religamento da subestação. Existem dois conjuntos de resultados referentes ao teste-2: O primeiro é o resultado obtido na minimização da FO sem considerar as coordenações dos dispositivos, porém, quando se avaliam as coordenações verifica-se que não é possível obter a coordenação de três fusíveis com o relé da subestação; portanto, o segundo resultado refere-se aos custos obtidos após a remoção dos três fusíveis descoordenados.

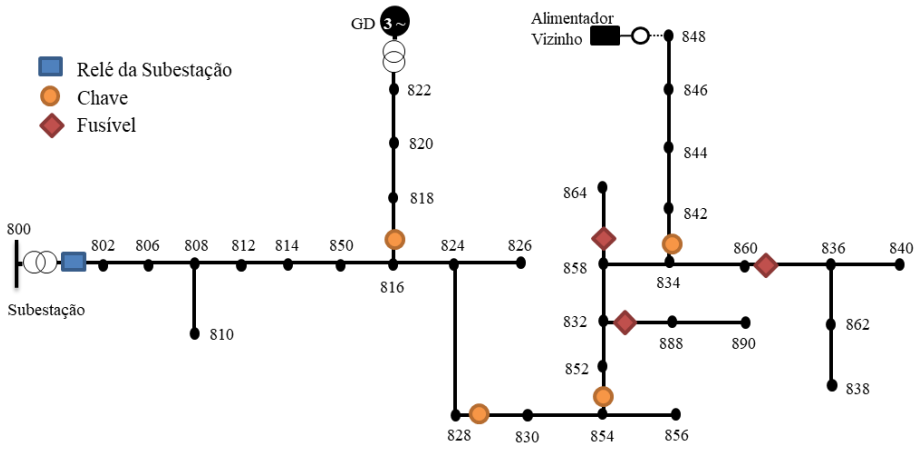
Tabela 8 – Comparação dos Resultados entre o teste-1 e teste-2 para o sistema IEEE-34

		Teste-1	Teste-2	Teste-2: Após a remoção dos dispositivos descoordenados
FO ($)		218.297,2	207.406,0	227.236,1
Custos de Interrupção ($)		161.805,0	154.224,0	176.635,0
Custos de Equipamentos ($)		56.492,2	53.183,0	50.601,1
Número de Dispositivos Alocados	Fusível	3	6	3
	Religador	1	1	1
	Chave	4	3	3
	DII	0	0	0
Restrições violadas		0	3	0

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 30 é possível visualizar a configuração dos dispositivos na rede referente ao teste-1, e na Figura 31 a configuração dos dispositivos na rede referente ao teste-2 antes da remoção dos dispositivos que não apresentam coordenação com o sistema de proteção.

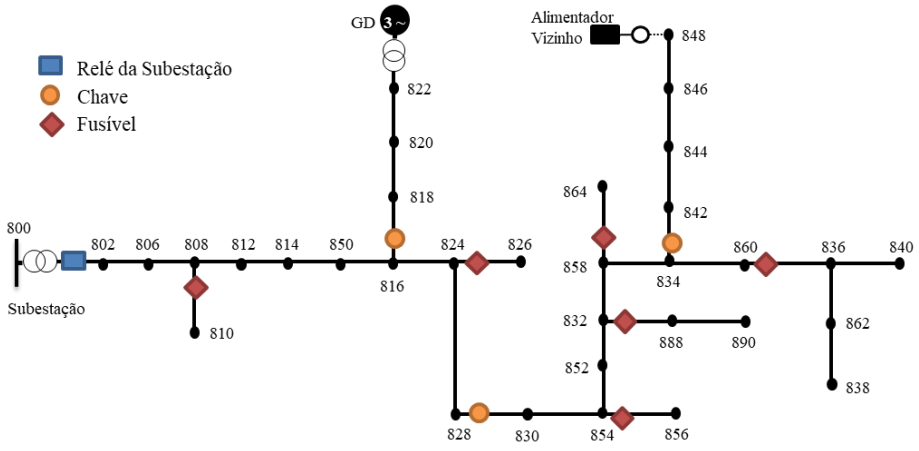
Figura 30 – Configuração dos dispositivos no sistema IEEE-34 para o teste-1



Fonte: Elaboração da própria autora

Da Tabela 8, verifica-se que a solução encontrada pelo teste-2 apresenta valores menores comparados com a obtida no teste-1, uma vez que no teste-1 considera-se um modelo mais restritivo. Porém, quando a coordenação do sistema de proteção é avaliada, verifica-se que não é possível obter a coordenação de três fusíveis que se encontram nos ramos 808–810 (15K), 824–826 (25K) e 854–856 (15K) com o relé da subestação para as correntes de CC de fase sendo necessário retirá-los da rede para obter a coordenação do sistema de proteção Figura 31.

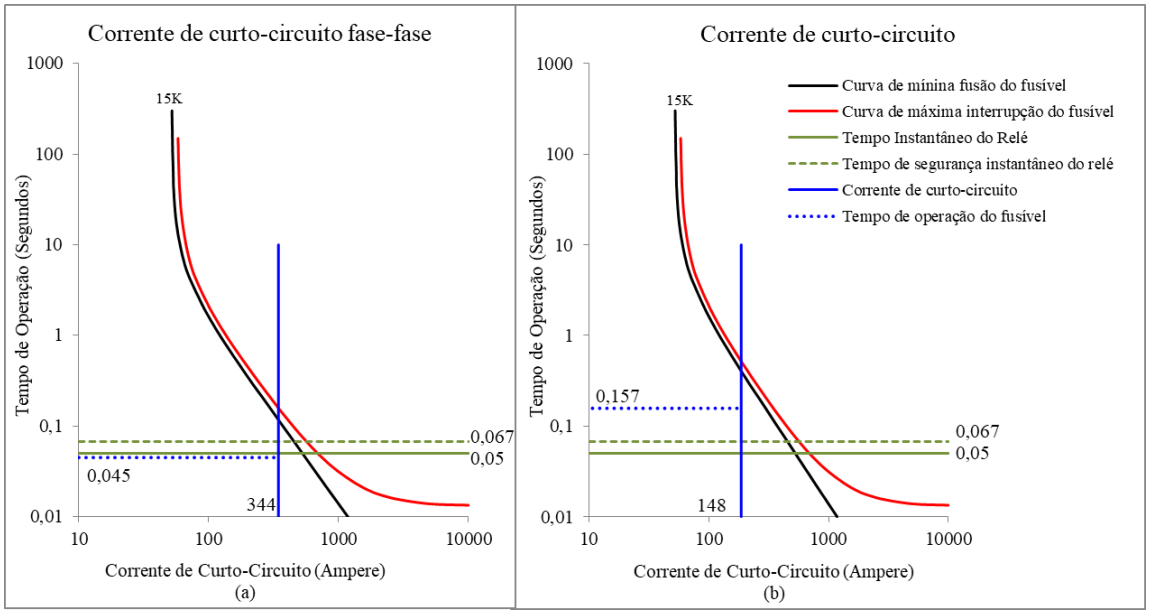
Figura 31 – Configuração dos dispositivos no sistema IEEE-34 para o teste-2



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 32 apresentam-se as curvas de coordenação do fusível do ramo 854 – 856 (15K) com o relé da subestação atuando na característica 50 para as correntes mínimas de CC de fase-fase e fase-terra.

Figura 32 – Coordenação do relé da subestação (característica 50) com o fusível (854–856)



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 32 (b) ilustra-se a coordenação bem-sucedida para a corrente mínima de CC de terra de 148 ampères, onde é possível verificar que o tempo de disparo do relé é de 0,05 segundos, e o fusível só inicia a atuação no tempo de 0,157 segundos (curva de mínima fusão do fusível). O mesmo não ocorre na Figura 32 (a) onde é possível verificar que para a corrente mínima de CC fase de 344 ampères, o tempo de operação do fusível é de 0,045 segundos, se posicionado abaixo da reta que representa o tempo de disparo do relé atuando na característica 50 (0,05 segundos), confirmando que a restrição apresentada pela equação (30) é infactível.

5.2.2 Sistema real de 135 barras

Para este sistema utiliza-se uma população de 500 indivíduos e uma quantidade máxima de 3000 iterações. Para cada um dos testes (1 e 2) foram coletadas 15 amostras de soluções, e como o espaço de busca é maior calculam-se a média e desvio padrão das soluções encontradas. A média da FO, o desvio padrão e os erros referentes aos valores máximos e mínimos das soluções são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Resultados do AG mono-objetivo para o sistema de 135 barras

	Teste-1	Teste-2
Média ($)	68060,0	65802,6
Desvio Padrão (%)	0,9	1,0
Erro Máximo (%)	3,4	3,3
Erro Mínimo (%)	3,3	3,2

Fonte: Elaboração da própria autora

Verifica-se na Tabela 9 que a média das FOs encontrada pelo teste-2 apresenta um valor inferior que a média das FOs encontrada no teste-1, uma vez que o teste-1 considera um modelo mais restrito, onde os dispositivos são alocados somente se respeitarem as restrições de coordenação e seletividade. Na Tabela 10 são apresentadas as melhores FOs encontradas referentes aos dois testes, bem como os valores dos custos de interrupção, custos de equipamentos, quantidade de dispositivos alocados e número de restrições de coordenação e seletividade violadas. Ressalta-se que o religador pertencente aos resultados refere-se ao relé da subestação. Existem dois conjuntos de resultados referentes ao teste-2: O primeiro é o resultado obtido na minimização da FO sem considerar as coordenações dos dispositivos, porém, quando as coordenações e seletividades dos 11 fusíveis são avaliadas não é possível obter a coordenação de quatro fusíveis que se encontram nos ramos 4, 40, 50, 116, 127, com o relé da subestação sendo necessário retirá-los da rede para obter a coordenação da proteção. Desta forma, o segundo resultado refere-se aos custos reais obtidos após a remoção dos quatro fusíveis descoordenados. Conclui-se que os resultados obtidos pelo teste-1 são melhores e mais atrativos financeiramente por apresentarem valores relativamente inferiores para os custos de interrupção.

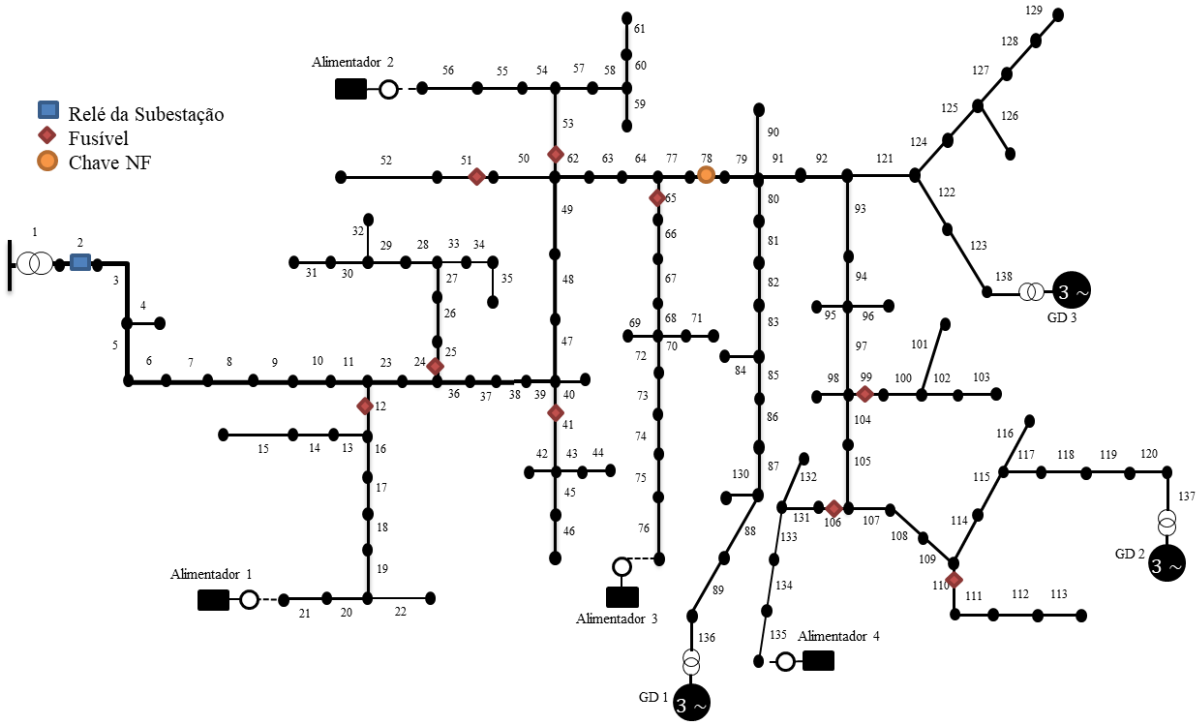
Tabela 10 – Comparação dos resultados entre o teste-1 e teste-2 do sistema de 135 barras

		Teste-1	Teste-2	Melhor FO para o teste-2 após a alcançar a coordenação (etapa 3)
Melhor FO ($)		67.025,5	64.769,3	69.513,6
Custos de Interrupção ($)		51.142,8	47.077,3	54.558,2
Custos de Equipamentos ($)		15.882,7	17.691,9	14.955,4
Número de Dispositivos Alocados	Fusível	9	13	8
	Religador	1	1	1
	Chave	1	1	1
	DII	0	0	0
Restrições violadas		0	5	0

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 33 é possível visualizar a configuração dos dispositivos na rede referente ao teste-1, e na Figura 34 a configuração dos dispositivos na rede referente ao teste-2 antes da remoção dos dispositivos que não apresentam coordenação com o sistema de proteção.

Figura 33 - Configuração dos dispositivos no sistema de 135 barras para o teste-1

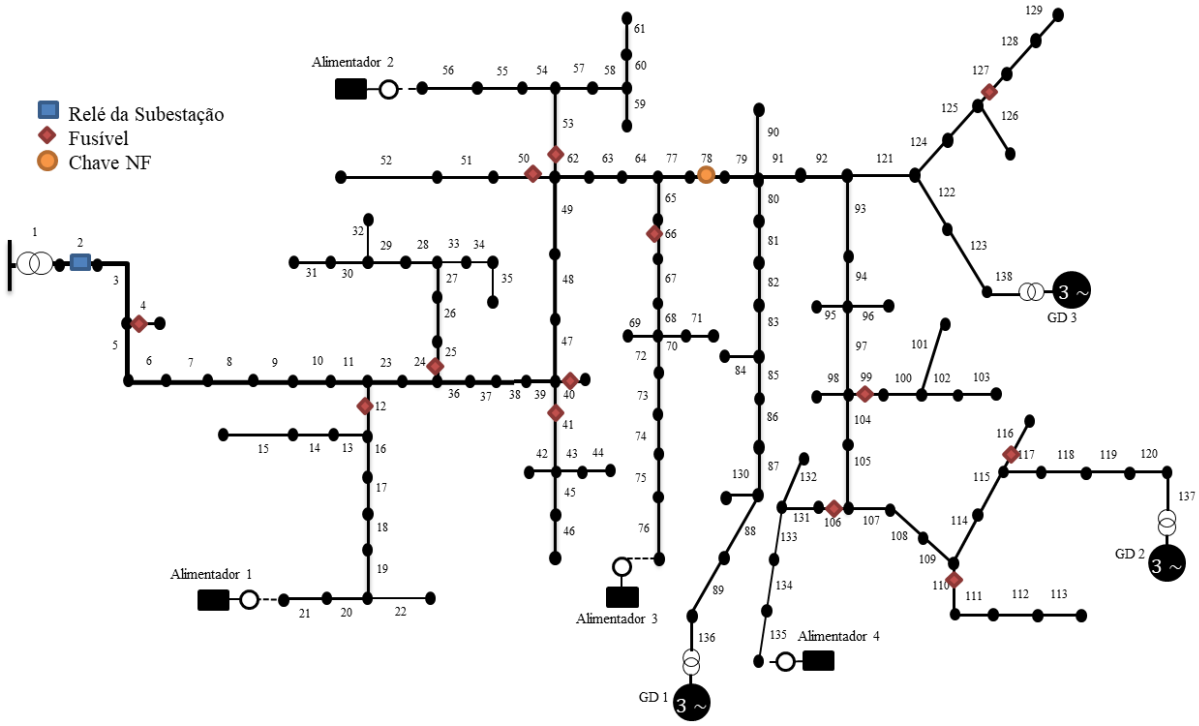


Fonte: Elaboração da própria autora

Da Tabela 10, verifica-se que a solução encontrada pelo teste-2 apresenta valores inferiores comparados com a obtida no teste-1, uma vez que no teste-1 considera-se um modelo mais restritivo. Porém, quando a coordenação do sistema de proteção é avaliada, verifica-se que não é possível obter a coordenação de cinco fusíveis que se encontram nos ramos 4 (15K), 40 (15K), 50 (65K), 116 (15K) , 127 (40K) com o relé da subestação para as correntes de CC de fase sendo necessário retirá-los da rede para obter a coordenação do sistema de proteção. A falta de coordenação entre os cinco fusíveis com o relé da subestação para as correntes de CC de fase ocorre de forma similar ao que foi apresentado pela Figura 32, onde o tempo de operação do fusível ocorre antes do tempo de disparo do relé atuando na característica 50.

Os resultados apresentados para os dois sistemas testes, permitem concluir que o novo modelo matemático proposto, em que se realizam simultaneamente a alocação, especificação, coordenação e seletividade dos dispositivos de controle e proteção fornece melhores resultados, quando comparados com os resultados obtidos na alocação e coordenação realizados em procedimentos separados, validando assim a contribuição das restrições de coordenação e seletividade para obter soluções técnica e economicamente atrativas para o problema de planejamento da proteção de sistemas de distribuição.

Figura 34 - Configuração dos dispositivos no sistema de 135 barras para o teste-2



Fonte: Elaboração da própria autora

5.3 RESULTADOS OBTIDOS USANDO O NSGA-II

Para solução do problema multiobjetivo apresentado neste trabalho é proposto um algoritmo genético multiobjetivo NSGA – II, que apresenta boas características de convergência e fornece um conjunto de soluções otimizadas e de boa qualidade que pertencem à curva de Pareto. Uma breve discussão sobre a calibração dos paramentos utilizados no NSGA-II é apresentada nessa seção. A análise econômica é realizada para que o tomador de decisões possa escolher uma única solução dentre o conjunto de soluções pertencentes à Curva de Pareto com o objetivo de obter os seguintes resultados:

1. A configuração dos dispositivos na rede, especificando os dispositivos que foram alocados, remanejados ou desinstalados do sistema;
2. Analisar a contribuição das correntes de CC dos GDs na coordenação do sistema de proteção, onde a metodologia proposta na seção 2.3.2, Figura 14, é exemplificada através dos resultados obtidos;
3. A proposta para a operação ilhada do GD apresentada na seção 2.3.1, Figura 13, é discutida e exemplificada através dos resultados obtidos;

4. Discutir como as chaves de manobra automáticas são importantes para a minimização dos custos de interrupção, tanto instaladas nas seções da rede como nos ramais de interconexão com os alimentadores vizinhos para a realização da transferência de carga entre alimentadores.

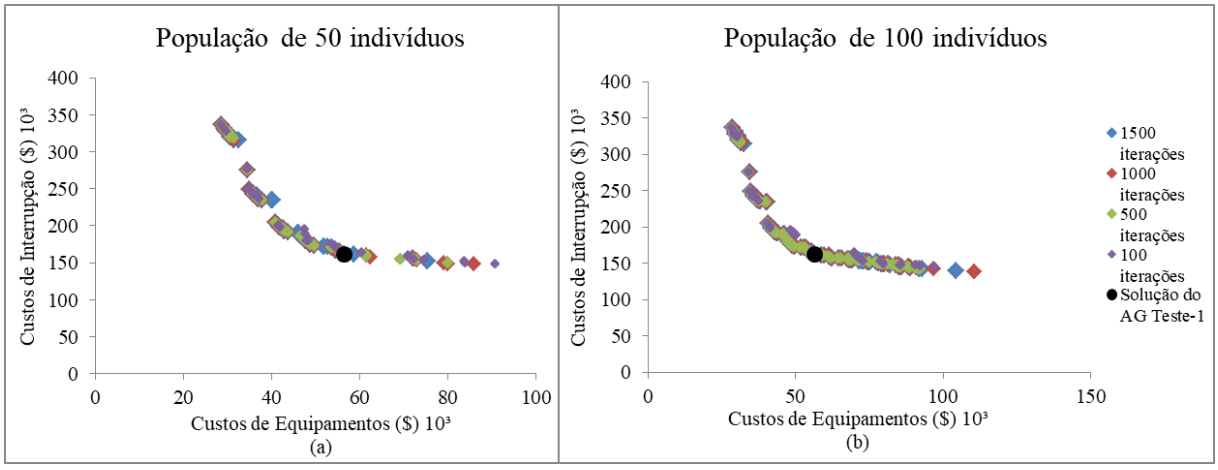
5.3.1 Sistema IEEE-34 barras

Para a calibração dos parâmetros utilizados no NSGA-II foram realizados testes exaustivos no programa computacional, tendo por objetivo encontrar uma curva de Pareto composta por um conjunto de soluções de boa qualidade, e, que pudesse abranger diferentes propostas de planejamento do sistema de controle e proteção para a DISCO. A quantidade de indivíduos na população e quantidade máximas de iterações está entre os valores:

– Indivíduos na população: 50, 100, 200 e 300 indivíduos.
– Número máximo de interações: 100, 500, 1000 e 1500 iterações.

Na Figura 35(a) é possível verificar a convergência das curvas de Pareto quando se fixa uma quantidade de 50 indivíduos na população e varia-se a quantidade de iterações dentre os valores especificados, e na Figura 35(b), o teste é repetido fixando-se o número de 100 indivíduos na população. É possível verificar que as curvas da Figura 35(a) estão mais dispersas quando comparada com as curvas da Figura 35(b), este fato pode ser justificado pela pouca quantidade de indivíduos na curva de Pareto, Tabela 11. Conclui-se que a quantidade de 50 indivíduos na população não fornece a quantidade de soluções julgada necessária para a análise dos resultados.

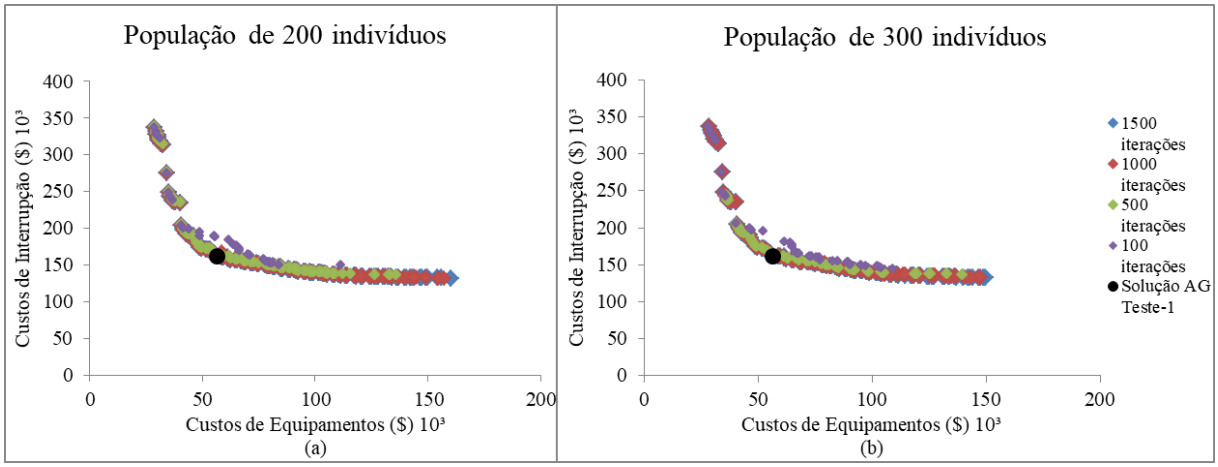
Figura 35 - Curvas de Pareto para IEEE-34 com populações fixas de 50 e 100 indivíduos e número de iterações variáveis



Fonte: Elaboração da própria autora

As simulações são repetidas para a quantidade fixa de 200 e 300 indivíduos na população e as mesmas variações nas quantidades de iterações, as curvas obtidas para estes testes são apresentadas na Figura 36. Pode-se verificar que as curvas mostradas na Figura 36 apresentam maior convergência comparada com as curvas da Figura 35, podendo-se concluir que uma quantidade mais elevada de indivíduos na população influencia na convergência do algoritmo NSGA-II e na obtenção da curva de Pareto.

Figura 36 – Curvas de Pareto para IEEE-34 com populações fixas de 200 e 300 indivíduos e número de iterações variáveis



Fonte: Elaboração da própria autora

A pouca diferença na convergência das curvas das Figura 36 (a) e Figura 36 (b), é justificada pela aproximação da quantidade de indivíduos encontrados em cada curva, Tabela 11, sendo desnecessário realizar os testes com uma população de 300 indivíduos, visto que utilizando uma população de 200 indivíduos encontra-se a convergência necessária, econômica e fisicamente. Da Figura 35 e Figura 36 é possível verificar que as curvas obtidas com 1500 iterações estão praticamente sombreadas pelas respectivas curvas obtidas com 1000 iterações, destacando-se que as quantidades de soluções que fazem parte destas duas curvas são sempre muito próximas, Tabela 11.

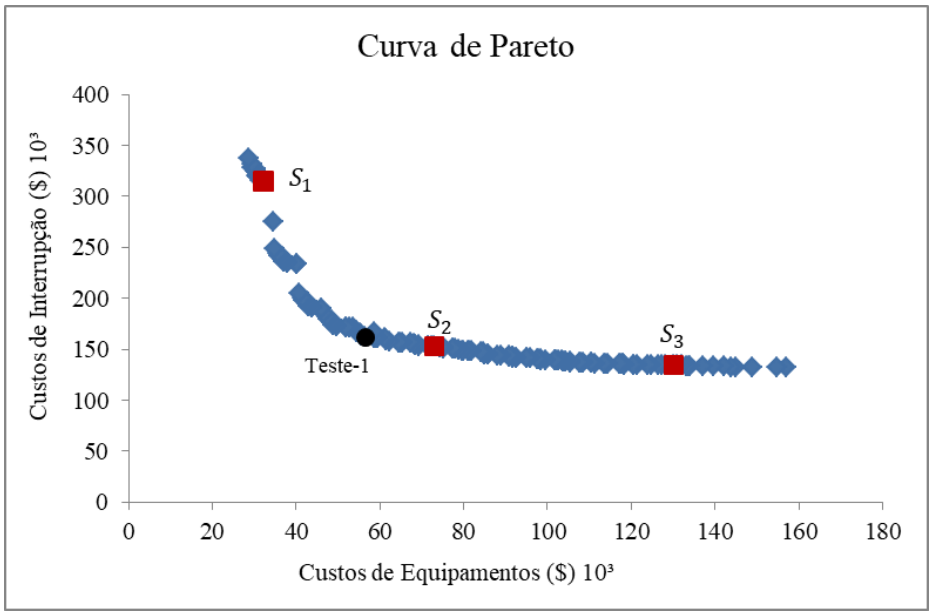
Tabela 11 – Quantidade de indivíduos factíveis encontrados na melhor frente de Pareto para o sistema de IEEE-34

Iterações	Figura 35(a)	Figura 35 (a)	Figura 36 (a)	Figura 36 (b)
100	29	36	33	39
500	49	97	124	96
1000	50	100	162	152
1500	50	100	170	165

Fonte: Elaboração da própria autora

Desta forma, conclui-se que é desnecessário o algoritmo realizar 1500 iterações uma vez que a convergência desejada e a quantidade de soluções julgada suficiente a serem analisadas são obtidas com a simulação utilizando 1000 iterações. Portanto para este sistema IEEE-34 barras são necessárias uma população de 200 indivíduos e a quantidade máxima de 1000 iterações para obter a curva otimizada de Pareto. Na Figura 37 apresenta-se a respectiva curva.

Figura 37 – Curva de Pareto otimizada encontrada pelo NSGA-II para o sistema IEEE-34



Fonte: Elaboração da própria autora

É possível visualizar que resultado encontrado pelo AG referente ao teste-1 pertence a maioria das curvas apresentadas pela Figura 35 e na Figura 36, assim como esta perfeitamente inclusa na curva apresentada pela Figura 37. Os custos que compõem a solução referente ao teste-1 se encontram na Tabela 8.

Para verificar o *trade-off* entre os objetivos das soluções encontradas pela curva de Pareto são identificadas na Figura 37 três soluções S_1, S_2 e S_3, os respectivos custos e quantidade de dispositivos alocados são detalhados na Tabela 12. Ressalta-se que um dos religadores descrito na Tabela 12 corresponde ao relé da subestação. Uma das vantagens da utilização de algoritmos multiobjetivos é a variedade de soluções de boa qualidade que estes proporcionam, assim, o tomador de decisões de uma DISCO pode escolher, dentre todas as soluções obtidas quais soluções se adaptam melhor às necessidades da empresa. Por exemplo, do conjunto de soluções apresentadas pela Figura 37 pode-se concluir que os investimentos no sistema de proteção devido a instalação de dispositivos influenciam na minimização dos custos de interrupção. Analisando os resultados da Tabela 12, na solução S_1 são realizados poucos investi-

mentos na rede, ou seja, os custos com os equipamentos de proteção são baixos, logo, tem-se um valor elevado para os custos de interrupção. Já a solução S_3 apresenta uma confiabilidade alta para o sistema implicando na redução dos custos de interrupção, porém, essa solução apresenta altos custos de investimento.

Tabela 12 – Exemplos de soluções da Curva de Pareto para o sistema IEEE-34

Soluções		S_1	S_2	S_3
Custos de Interrupção ($)		314.148,0	153.019,0	134.254,0
Custos de Equipamentos ($)		32.355,1	73.028,9	130.149,0
Dispositivos Alocados	Fusível	4	3	4
	Religador	1	1	2
	Chave	0	2	8
	DII	0	1	1

Fonte: Elaboração da própria autora

Uma análise econômica simples que pode auxiliar o tomador de decisão é verificar o benefício alcançado na redução dos custos de interrupção comparado com o aumento nos custos de investimentos realizados no sistema de proteção. Por exemplo, realizando uma comparação entre as soluções:

- S_1 e S_2: A solução S_2 apresenta um valor de $ 40.673,8 superior ao da solução S_1 para os custos de equipamentos, entretanto quando se comparam os custos de energia não suprida, a solução S_2 apresenta uma redução de $ 161.129,0 quando comparada com o valor apresentado pela solução S_1. Sendo assim, com um pequeno aumento no investimento no sistema de proteção é possível obter uma grande redução dos custos de interrupção.
- S_2 e S_3: Entre estas soluções verifica-se que o aumento de $ 57.120,1 no valor dos custos de investimentos de S_3 em relação a S_2 não é superado pela redução dos custos de interrupção, o qual é de apenas $ 18.765,0. Neste caso, o aumento dos custos de investimento entre as soluções não é compensado pela redução nos custos de interrupção.

Conclui-se que a solução S_2 é mais atraente que as soluções S_1 e S_3 do ponto de vista econômico. A solução S_2 é apresentada detalhadamente nas seguintes subseções:

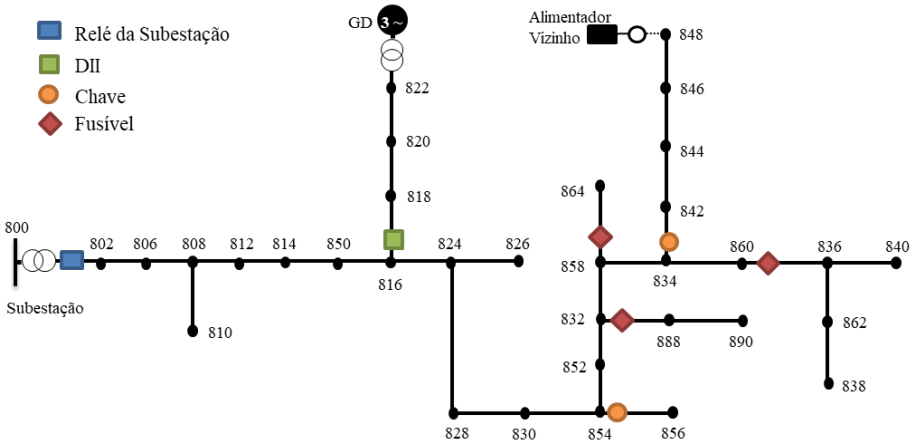
5.3.1.1 Configuração dos dispositivos na rede referente à solução S_2

A localização na rede dos sete dispositivos propostos pela solução S_2 pode ser visualizada na Figura 38, e os dispositivos instalados foram:

- Fusíveis: Três fusíveis nos ramos, 832–888 (65 K), 858–864 (15 K) e 860–836 (25 K).

– Religador: Apenas o relé da subestação foi instalado, este é considerado um religador pelas suas funções de proteção.
– Chaves de manobras: Duas chaves nos ramos 854–856 e 834–842. A chave instalada neste último ramo permite a transferência de cargas entre o alimentador vizinho e o alimentador sob estudo. A alocação dessa chave permite que na ocorrência de faltas permanentes a montante do seu ponto de instalação, possa ser transferida a carga de aproximadamente 409 kVA para o alimentador vizinho.
– DII: Este dispositivo foi instalado no ramo 816–818 para permitir a operação ilhada do GD. Esse dispositivo permite a desconexão da seção do GD na ocorrência de faltas permanentes a montante do seu ponto de instalação, mantendo conectada uma carga de 228 kVA através do GD.

Figura 38 – Configuração dos dispositivos na rede referente à solução S_2 para IEEE-34



Fonte: Elaboração da própria autora

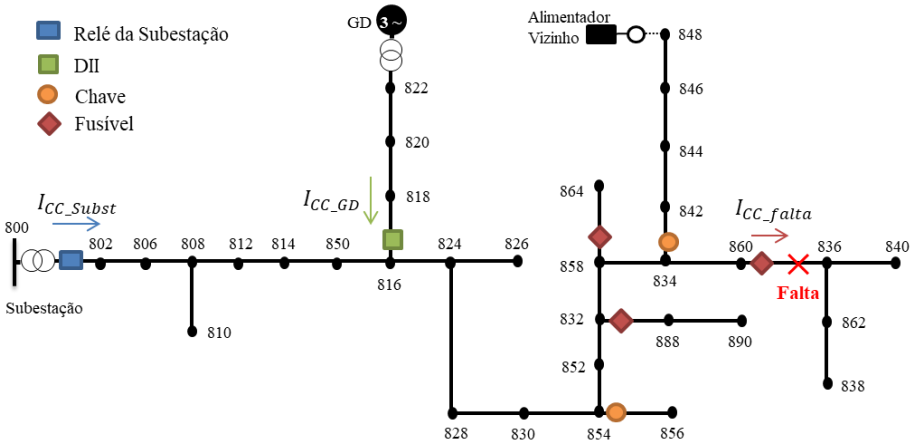
5.3.1.2 Coordenação dos DII com os outros dispositivos da rede

Verifica-se na Figura 39 e Figura 41, que o DII e o relé da subestação são simultaneamente proteções de retaguarda do fusível instalado no ramo 860–836. A corrente de CC no ramo onde está instalado o fusível é a soma das correntes de CC fornecidas pelas duas fontes de alimentação (Subestação e GD) dificultando a coordenação entre os dispositivos, uma vez que, a corrente de CC que sensibiliza o fusível é diferente e mais elevada do que as correntes de CC que sensibilizam os dois dispositivos de retaguarda. Um estudo referente à coordenação desses dispositivos devido à ocorrência de faltas temporárias e permanentes é discutido detalhadamente a seguir:

i. Faltas temporárias

Na ocorrência de faltas temporárias a coordenação deve garantir que a atuação do fusível deve ser mais lenta que a atuação do relé da subestação e o DII para as correntes de CC mínimas de fase e de terra. A solução S_2 determina em 0,05s o tempo de atuação na característica 50/50N do relé da subestação e do DII. Assim conforme descrito na seção 2.3.2.1, o DII abre os seus contatos e realiza a operação ilhada do GD, após obter o sincronismo do GD com a rede (estima-se poucos minutos), o DII fecha seus contatos e possibilita reconectar novamente a zona ilhada ao sistema de distribuição. Deve-se ressaltar que para a confiabilidade a metodologia garante através das restrições definida pelas equações (30) e (31), que nenhum consumidor sofra interrupção de energia na ocorrência de faltas temporárias na rede.

Figura 39 – Relé da subestação e DII atuando como dispositivo de retaguarda do fusível (860–836) para uma falta temporária no sistema IEEE-34

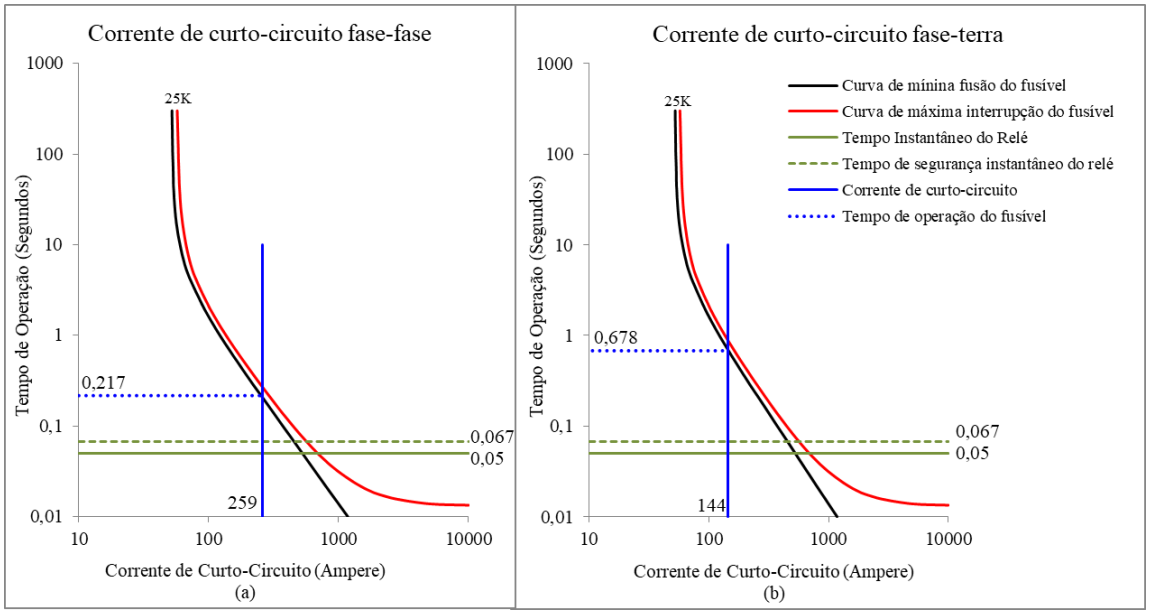


Fonte: Elaboração da própria autora

De acordo com a Figura 40 a coordenação ocorre quando o tempo de atuação do fusível de 25K, para a curva de mínima fusão do fusível, estiver acima da reta que representa o tempo de segurança da atuação instantânea do religador.

As duas coordenações (DII-fusível e Relé da subestação-fusível) são similares, uma vez que o tempo de atuação do DII e do relé da subestação é o mesmo 0,05 s, porém multiplica-se esse valor por um fator de segurança, ou seja, a atuação do fusível deve ser superior a 0,067 s, conforme apresentado na Figura 40. A atuação do fusível de 25 K instalado no ramo 860–836 ocorre em 0,217 segundos para as correntes mínimas de CC de fase de 259 A, Figura 40(a); e, em 0,678 segundos para correntes de CC mínima de terra de 144 A, Figura 40(b), comprovando assim a perfeita coordenação entre esses dispositivos para as correntes mínimas de CC de fase e terra.

Figura 40 – Coordenação dos religadores (característica 50) com o fusível (860–836)

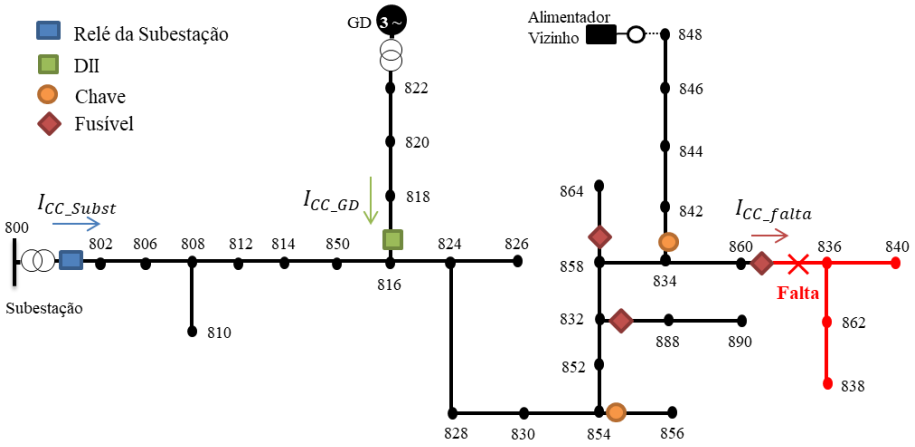


Fonte: Elaboração da própria autora

ii. Faltas permanentes

Para as faltas permanentes, a coordenação entre o fusível com os dispositivos de retaguarda deve ser seletivo, ou seja, deve-se garantir que o fusível isole a sua seção para as correntes máximas de CC de fase e de terra, onde o tempo de atuação do fusível deve ser inferior ao tempo de atuação dos religadores (atuando na característica 51). Para a confiabilidade da rede, esta restrição garante que os consumidores a montante do fusível não sofram interrupção de energia, ou seja, apenas os consumidores a jusante do fusível serão desligados da rede, conforme pode ser verificado na Figura 41.

Figura 41 – Relé da subestação e DII atuando como dispositivo de retaguarda do fusível (860–836) para uma falta permanente no sistema IEEE-34

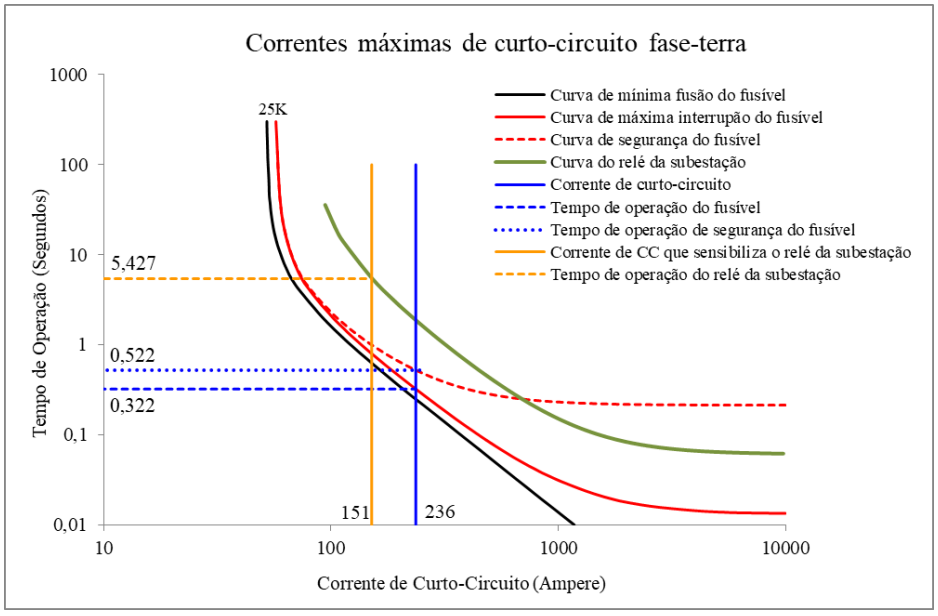


Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 42 apresentam-se as curvas que mostram a coordenação entre o relé da subestação e o fusível, e na Figura 43 é apresentada as curvas da coordenação entre o DII e o fusível. Deve-se observar que a curva, a corrente de CC e o tempo de operação do fusível são os mesmos para a análise das duas coordenações. Desta forma, apresentam-se os resultados de coordenação para as correntes máximas de CC fase-terra, porém todas as coordenações também são obtidas para as correntes de CC de fase-fase. A corrente máxima de CC de terra que sensibiliza o fusível é de 236 ampères, fazendo-o atuar em 0,322 segundos. Nas restrições do modelo considera-se uma margem de segurança de 0,2 segundos, portanto a atuação de todos os dispositivos de retaguarda devem ser superiores a 0,522 segundos.

Na Figura 42 ilustram-se as curvas de operação entre o fusível e o relé da subestação. A corrente de CC que sensibiliza o fusível é a contribuição das correntes de CC provenientes das duas fontes de geração, assim a contribuição da subestação para a corrente de CC de 236 ampères, é de 151 ampères. Na Figura 42 é possível verificar que a seletividade entre esses dispositivos é satisfatória uma vez que o relé da subestação atua na característica 51 no tempo de 5,43 segundos, valor superior ao tempo de segurança de operação do fusível.

Figura 42 – Coordenação entre o fusível (860–836) e o relé da subestação (característica 51)

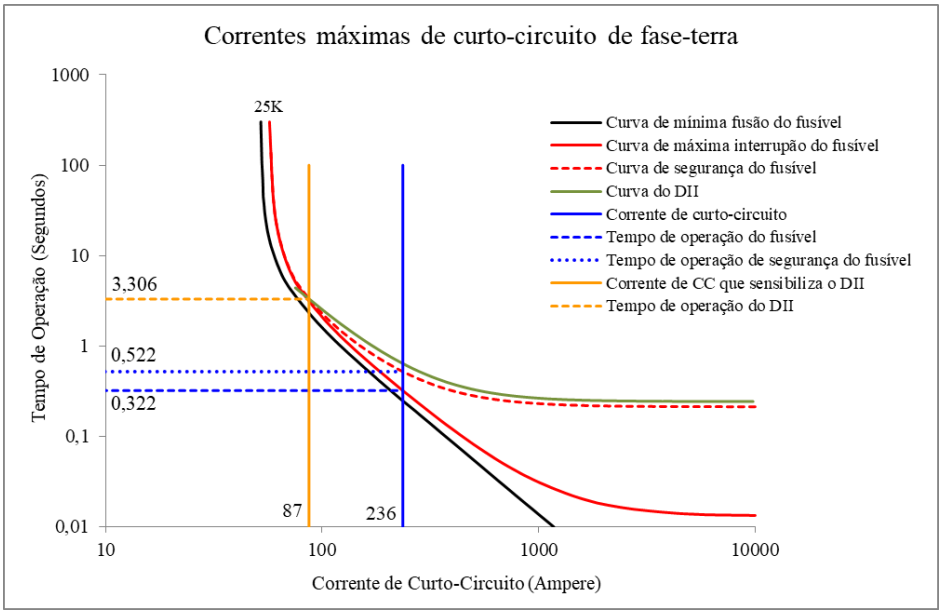


Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 43verificam-se as curvas de operação entre o fusível e o DII, onde, o tempo de operação do DII, para a corrente de CC terra de 87 A proveniente do GD, é de 3,306 s, também superior ao tempo de segurança de operação do fusível. Comparando a Figura 42 com a Figura 43, pode-se verificar que as curvas do relé da subestação e do DII, são diferen-

tes, esse fato é justificado devido a utilização da corrente de *pick-up* de cada dispositivo quando aplicada a equação (1).

Figura 43 – Coordenação entre o fusível (860–836) e o DII (característica 51)

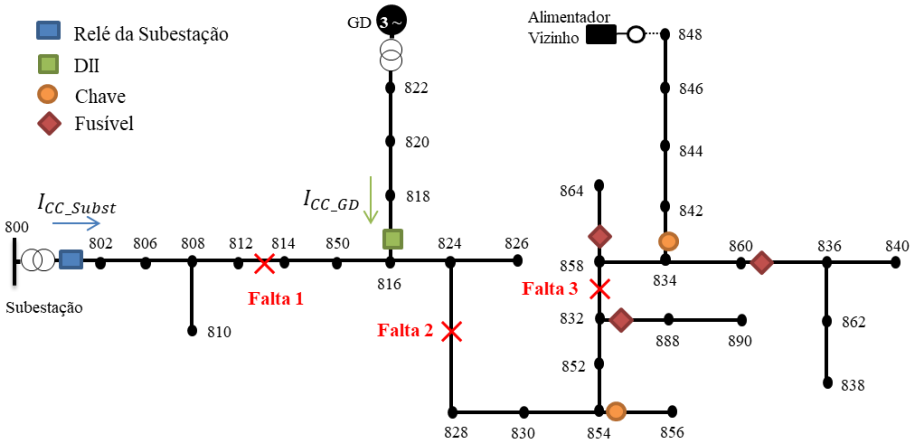


Fonte: Elaboração da própria autora

5.3.1.3 Proposta para a operação ilhada

Na ocorrência de eventos de faltas no tronco principal do alimentador, conforme apresentados na Figura 44 (eventos de faltas independentes), tanto o relé da subestação como o DII atuarão como dispositivos primários à falta, e para interromper completamente a corrente de falta faz-se necessária a atuação destes dois dispositivos de proteção.

Figura 44 – Atuação de mais de um dispositivo primário no sistema IEEE-34



Fonte: Elaboração da própria autora

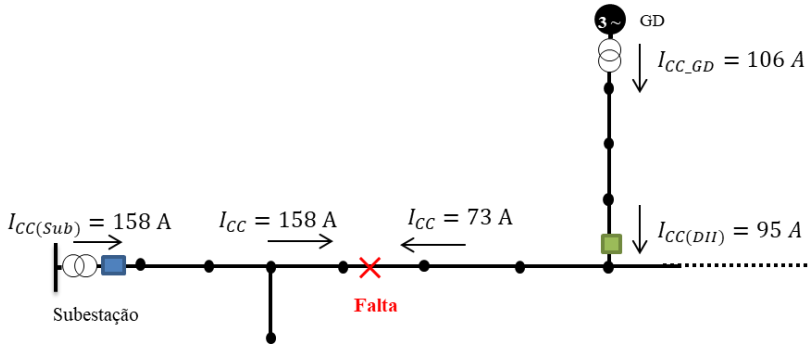
Independentemente se as faltas identificadas na Figura 44 sejam de natureza temporária ou permanente os dispositivos devem atuar para realizar a operação ilhada do GD, diferenciando apenas no tempo em que a zona ilhada do GD permanece operando em paralelo com o sistema até que seja reconectada a rede. Por motivo de simplicidade é analisado apenas o caso da Falta-1, porém, o mesmo método aplica-se para quaisquer eventos de faltas que ocorram no tronco principal do alimentador.

Os casos da Falta-1 da Figura 44 ser de natureza temporária ou permanente, são analisados separadamente. Os níveis das correntes de CC e os tempos de operação dos dispositivos para estes dois casos são descritos a seguir. Deve-se observar que a Falta-1 encontra-se em um ramo localizado entre as duas fontes de geração, ou seja, as correntes de CC fluem por ambos os lados do ramo em falta. Ressalta-se que são apresentados os resultados referentes às correntes de CC fase-terra, mas os resultados também podem ser comprovados para as correntes de CC de fase-fase.

i. Falta temporária

Na Figura 45 estão apresentando os valores referentes às correntes mínimas de CC para uma falta monofásica, fase a, considerando uma impedância de contanto com a terra de 40 ohms. Como já mencionado, não há coordenação entre os dispositivos, tanto o relé da subestação como o DII atuarão como dispositivos primários à falta, ou seja, estes dispositivos são sensibilizados pelas correntes mínimas de CC e atuarão na característica 50N, em um tempo preestabelecido pela solução S_2 de 0,05 segundos.

Figura 45 – Correntes de CC para uma falta temporária no sistema IEEE-34



Fonte: Elaboração da própria autora

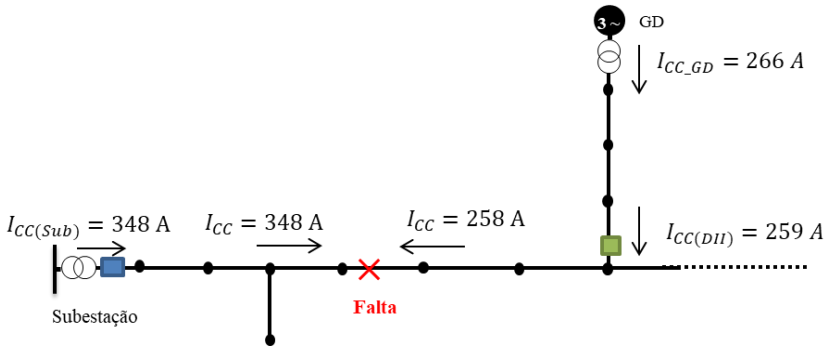
Porém o DII atua na característica instantânea 50N e permanente aberto, realizando a operação ilhada do GD, neste tempo o religador da subestação atua na característica 79 e o sistema volta a funcionar normalmente. Como descrito na seção 2.3.1.1, a zona ilhada permanece desconectada do sistema até que o GD sincronize novamente com a rede, após a sincro-

nização o DII deve fechar os contatos e permitir a reconexão da zona ilhada à rede de distribuição. Este fato possibilita que nenhum consumidor pertencente a rede sofra interrupção de energia, além disso, é possível assegurar que a operação normal do GD não seja interrompida na ocorrências de quaisquer faltas temporárias na rede.

ii. Falta permanente:

Na ocorrência de uma falta permanente, tanto o relé da subestação como o DII atuam como dispositivo primário à falta, operando na característica 51. Conforme descrito na norma IEEE (2008) e (2011), espera-se que a operação desses dispositivos seja mais rápida que a operação da proteção local do GD, assim a seção definida pelo DII é desconectada do sistema sem a necessidade de desligar o GD. Na Figura 46 são apresentados os valores referentes às correntes de CC para uma falta monofásica, fase a, considerando uma impedância de contanto com a terra de 0 ohms.

Figura 46 – Correntes de CC para uma falta temporária no sistema IEEE-34



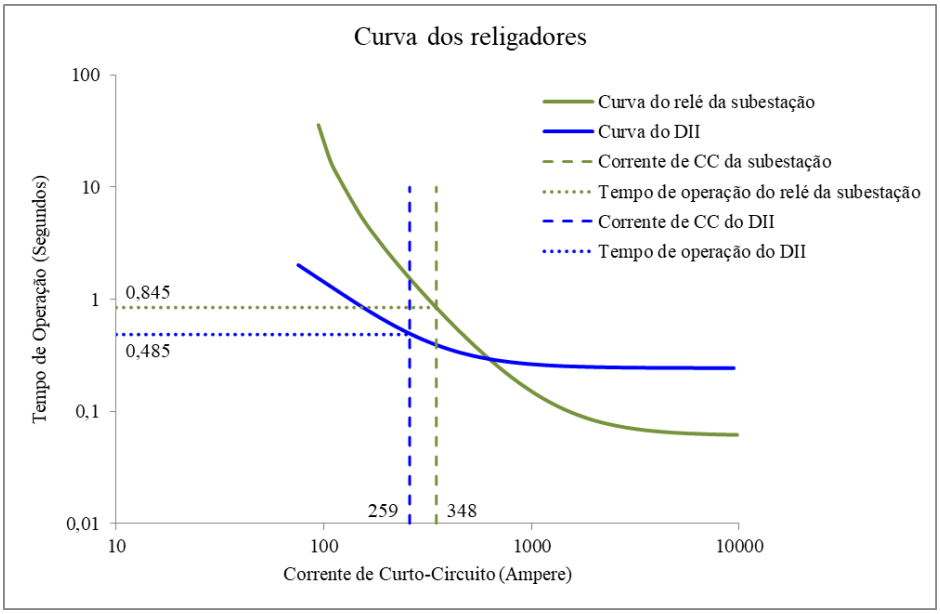
Fonte: Elaboração da própria autora

Os tempos de operação do relé da subestação e do DII, com suas respectivas correntes de CC e respectivos tempos de operação são apresentados na Figura 47. Nessa figura é possível observar que o tempo de operação do DII é de 0,485 segundos, considerando que o tempo de operação da PL do GD mais uma margem de segurança é superior a este valor, então obtém-se a operação ilhada do GD. Os tempos de operação da PL e o caso particular da coordenação do DII com a PL não são estudados neste trabalho.

Após a operação do DII, Figura 47, e com a abertura de seus contados este dispositivo isola a sua seção do resto da rede, formando uma zona ilhada alimentada exclusivamente pelo GD, Figura 48, mantendo conectada a demanda total de 228 kVA aproximadamente, possibilitando a minimização dos índices de ENS e elevação dos níveis de continuidade da rede. Ressalta-se ainda que o tempo de atuação do DII é pequeno, consequentemente, o GD não é desligado, assim as cargas não são interrompidas, e os consumidores apenas sofrerão interrup-

ções momentâneas provenientes da operação dos dispositivos, porém, não sofrerão interrupção de energia.

Figura 47 – Curva do relé da subestação e do DII



Fonte: Elaboração da própria autora

Na ocorrência de faltas permanentes a montante do DII, a zona ilhada permanece desconectada da rede durante o tempo de reparo da falta. Após o tempo de reparo da falta e o tempo necessário para realizar o sincronismo do GD com a rede, o DII fecha seus contados e possibilita a reconexão da zona ilhada ao sistema de distribuição.

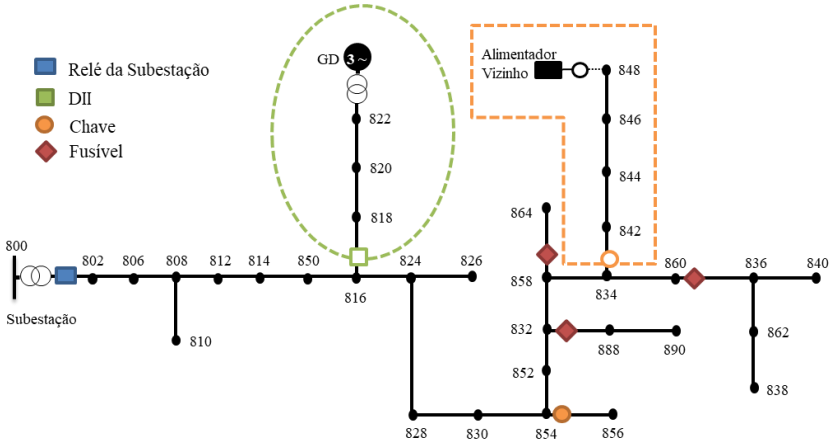
5.3.1.4 Vantagens da alocação da chave de manobra automática

Considerando a ocorrência dos mesmos eventos de faltas apresentados na Figura 44, além da operação ilhada do GD é possível também realizar a transferência de carga de seções do alimentador sob falta para o alimentador vizinho. No caso das faltas da Figura 44 serem de natureza permanente, conforme descrito na seção anterior, ocorrerá a atuação do relé da subestação e todos os consumidores a jusante são desligados. Desta forma, o operador da rede identifica a falta, e em um curto período de tempo a chave instalada no ramo 834–842 é aberta possibilitando a restauração de uma quantidade de aproximadamente de 409 kVA, resultante da transferência de carga para o alimentador vizinho, Figura 48.

Deve-se ressaltar que o tempo de operação de uma chave de manobra automática não é instantâneo, uma vez que ela depende da intervenção do operador da rede para a sua operação. Neste trabalho estimou-se em 4,8 minutos (0,08 horas) o tempo necessário para o operador da rede, identificar a localização e os dispositivos envolvidos na falta, realizar os comandos ne-

cessários para isolar a seção com defeito, e quando necessário e possível alterar o estado aberto/fechado das chaves envolvidas no remanejamento de cargas para os alimentadores vizinhos.

Figura 48 – Zonas de operação ilhada do GD e transferência de carga para o alimentador vizinho no sistema IEEE-34



Fonte: Elaboração da própria autora

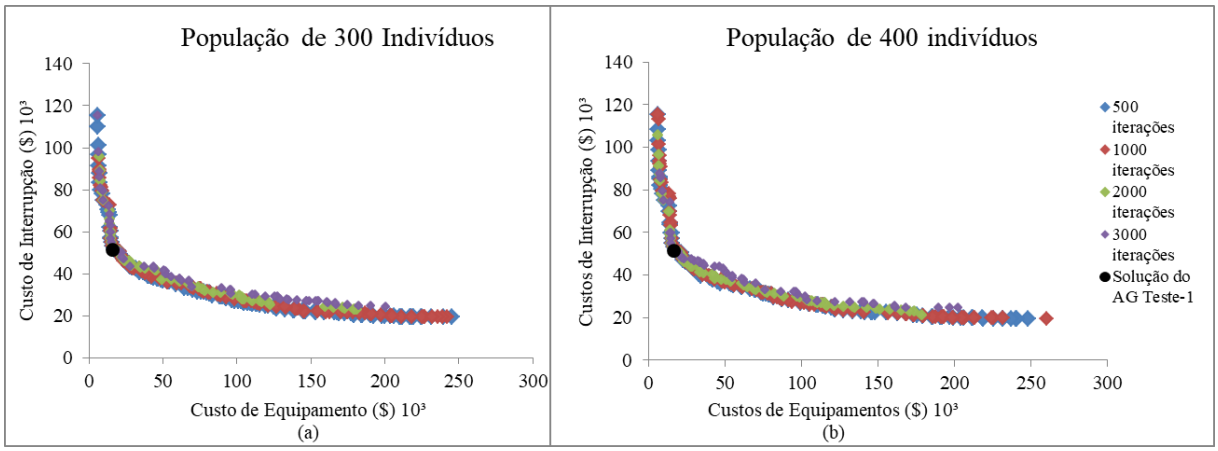
5.3.2 Sistema real de 135 barras

A calibração dos parâmetros utilizados no NSGA-II para o sistema de 135 barras procedeu-se de forma semelhante ao que foi apresentado na seção 5.3.1, porém como o sistema de 135 barras possui um espaço de busca maior, considerou-se uma quantidade maior de indivíduos na população, assim como uma quantidade máxima de iterações mais elevada para obter a convergência do algoritmo, conforme descrito abaixo:

– Indivíduos na população: 300, 400, 500 e 600 indivíduos.
– Número máximo de interações: 500, 1000, 2000 e 3000 iterações.

Na Figura 49 e Figura 50, encontram-se as curvas da melhor frente de Pareto encontrada variando-se a quantidade de indivíduos na população e o número máximo de interações do algoritmo para o sistema de 135 barras. Nestas figuras ainda é possível visualizar que a solução obtida pelo AG para o teste-1, cujos valores se encontram na Tabela 10, pertence a todas as frentes de Pareto apresentadas. Na Figura 49(a) é possível verificar a convergência das curvas de Pareto fixando-se a quantidade de 300 indivíduos na população e variando a quantidade de iterações dentre os valores especificados, e na Figura 49 (b), o teste é repetido fixando-se o número de 400 indivíduos na população. A quantidade de indivíduos pertencentes a cada frete de Pareto é apresentado na Tabela 13.

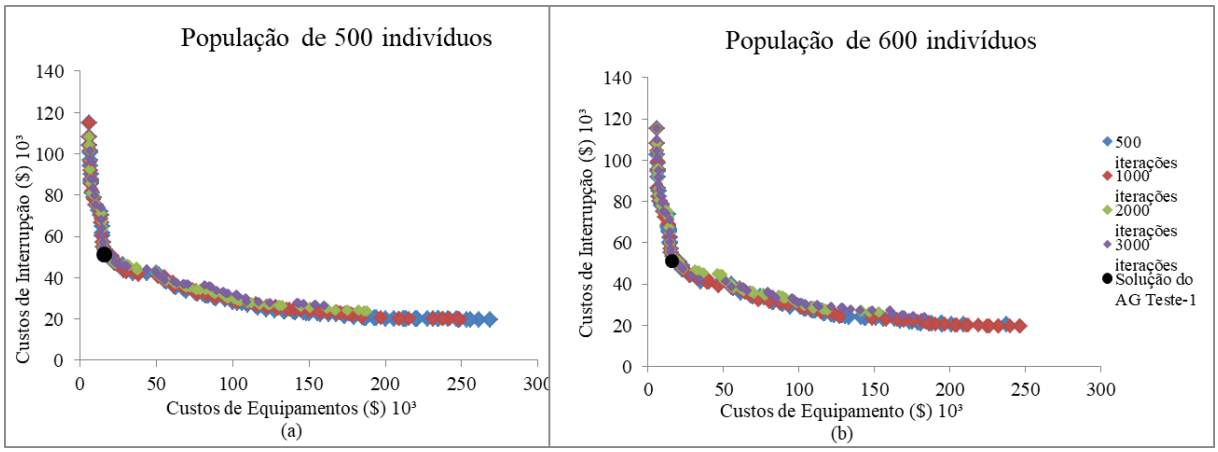
Figura 49 - Curvas de Pareto para o sistema de 135 barras com populações fixas de 300 e 400 indivíduos e número de iterações variáveis



Fonte: Elaboração da própria autora

As simulações são repetidas para a quantidade fixa de 500 e 600 indivíduos na população e as mesmas variações nas quantidades de iterações, as curvas obtidas para estes testes são apresentadas na Figura 50, e a quantidade de indivíduos pertencentes a cada frete de Pareto é apresentado na Tabela 13. Realizando uma análise entre todas estas figuras é perceptível que as curvas obtidas com 500 iterações apresentam maior dispersão quando comparada com as outras, este fato é justificável pela pouca quantidade de indivíduos pertencentes a curva de Pareto Tabela 13.

Figura 50 – Curvas de Pareto do sistema de 135 barras com populações fixas de 200 e 300 indivíduos e número de iterações variáveis



Fonte: Elaboração da própria autora

Além disso, as curvas obtidas com 3000 iterações estão praticamente sombreadas pelas respectivas curvas obtidas com 2000 iterações podendo concluir que é desnecessário o

algoritmo realizar 3000 iterações uma vez que a convergência desejada é obtida com a simulação utilizando 2000 iterações.

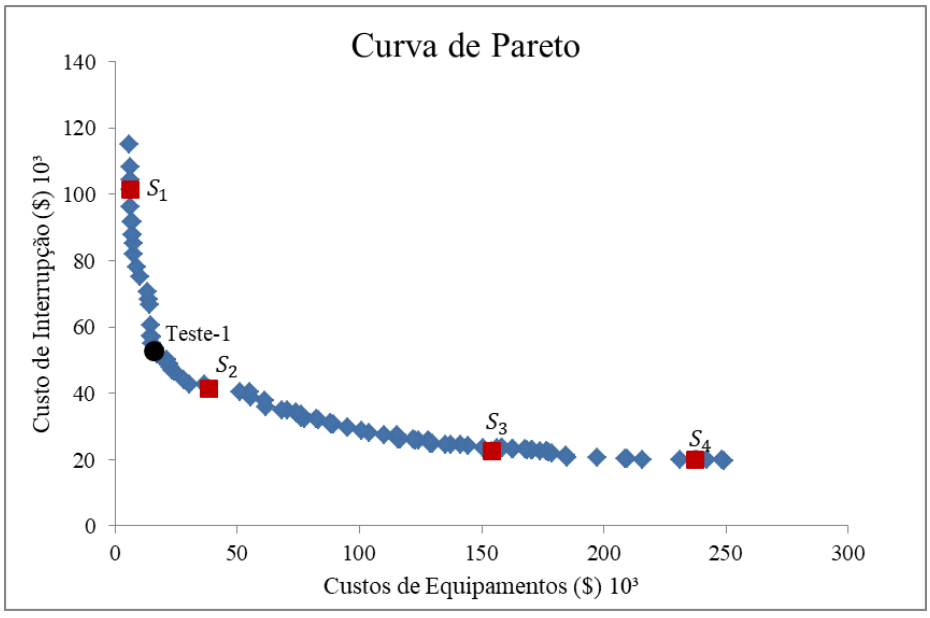
Tabela 13 – Quantidade de indivíduos factíveis encontrados na melhor frente de Pareto para o sistema de 135 barras

Iterações	Figura 49 (a)	Figura 49 (b)	Figura 50(a)	Figura 50 (b)
500	67	58	60	62
1000	68	74	70	72
2000	118	97	122	83
3000	119	114	122	104

Fonte: Elaboração da própria autora

Das curvas apresentadas pela Figura 49 e Figura 50 é possível concluir que a quantidade de indivíduos não alterou na convergência da curva e pouco influenciou na quantidade e indivíduos factíveis encontrados pela frente de Pareto. Assim, para realizar a análise das soluções obtidas para o sistema de 135 barras optou-se por utilizar uma quantidade máxima de 500 indivíduos na população e uma quantidade máxima de 2000 iterações. Na Figura 51 apresenta-se a respectiva curva de Pareto otimizada onde foi encontrada um total de 122 soluções factíveis não dominadas.

Figura 51 - Curva de Pareto fornecida pelo NSGA-II para o sistema de 135 barras



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 51 esta identificada a solução encontrada pelo AG referente ao Teste-1, comprovando que o resultado encontrado pelo AG pertence a curva de Pareto obtida pelo NSGA-II, os custos correspondentes a esta solução se encontra na Tabela 9.

Na Figura 51 também foram assinaladas quatro soluções S_1, S_2, S_3 e S_4 para verificar o *trade-off* entre os objetivos das soluções encontradas pela curva de Pareto. Na Tabela 14 encontram-se detalhadamente os valores dos custos de interrupção e equipamentos, e a quantidade de dispositivos alocados pelas soluções S_1, S_2, S_3 e S_4 identificadas na Figura 51. Ressalta-se que um dos religadores descritos na Tabela 14corresponde ao relé da subestação.

Tabela 14 – Soluções assinaladas da curva de Pareto para o sistema de 135 barras

Soluções		S_1	S_2	S_3	S_4
Custos de Interrupção ($)		101.299,0	41.340,3	22.409,2	19.948,8
Custos de Equipamentos ($)		6.327,8	38.283,3	154.059,0	237.270,0
Dispositivos Alocados	Fusível	3	10	8	3
	Religador	1	1	1	3
	Chave	0	4	7	12
	DII	0	0	3	3

Fonte: Elaboração da própria autora

Para auxiliar o tomador de decisão de uma empresa, uma análise econômica simples pode ser realizada, verificando se com o aumento nos custos de investimentos no sistema de proteção, o benefício na redução dos custos de interrupção é obtido. Assim realizam-se a comparações entre as soluções:

- S_1 e S_2: A solução S_2 apresenta para os custos de equipamentos um valor de $ 31.955,5 superior ao valor apresentado pela solução S_1, entretanto propicia a redução de $ 59.958,7 nos custos de energia não suprida. Conclui-se que o investimento no sistema de proteção é compensado pelo benefício na redução dos custos de interrupção tornando a solução S_2 mais atraente economicamente.
- S_2 e S_3: Comparando-se estas soluções, verifica-se que o aumento de $ 115.775,7 no valor dos custos de investimentos de S_3 em relação a S_2 não é superado pela redução dos custos de interrupção, uma vez que o valor obtido pela solução S_3 é de apenas $18.931,1 inferior ao valor encontrado pela solução S_2. Neste caso, o aumento dos custos de investimento entre as soluções não é compensado pela redução nos custos de interrupção, concluindo-se também que a solução S_2 é mais atraente que as soluções S_3 do ponto de vista econômico.

Para se adotar uma solução final de projeto, entretanto, devem ser considerados outros aspectos relacionados à imagem da DISCO e eventuais multas regulatórias pelo não comprimento de metas dos indicadores de confiabilidade do sistema. Considerando-se que a DISCO deve buscar o projeto de um sistema com maior confiabilidade as soluções S_3 e S_4 são mais

atraentes. Estas duas soluções propõem a instalação de três DII, dispositivo que proporciona a operação ilhada da GD. Na comparação dessas duas soluções tem-se que:

- S_3 e S_4: A solução S_4 apresenta um investimento de $ 83.211,0 superior ao apresentado pela solução S_3 para reduzir apenas $ 2.460,4 nos custos de interrupção, ou seja, o grande aumento dos custos de investimento entre as soluções não é compensado pela pequena redução nos custo de interrupção. Neste sentido, a solução S_3 se torna a melhor opção para a DISCO. Nas subseções seguintes é discutida detalhadamente esta solução.

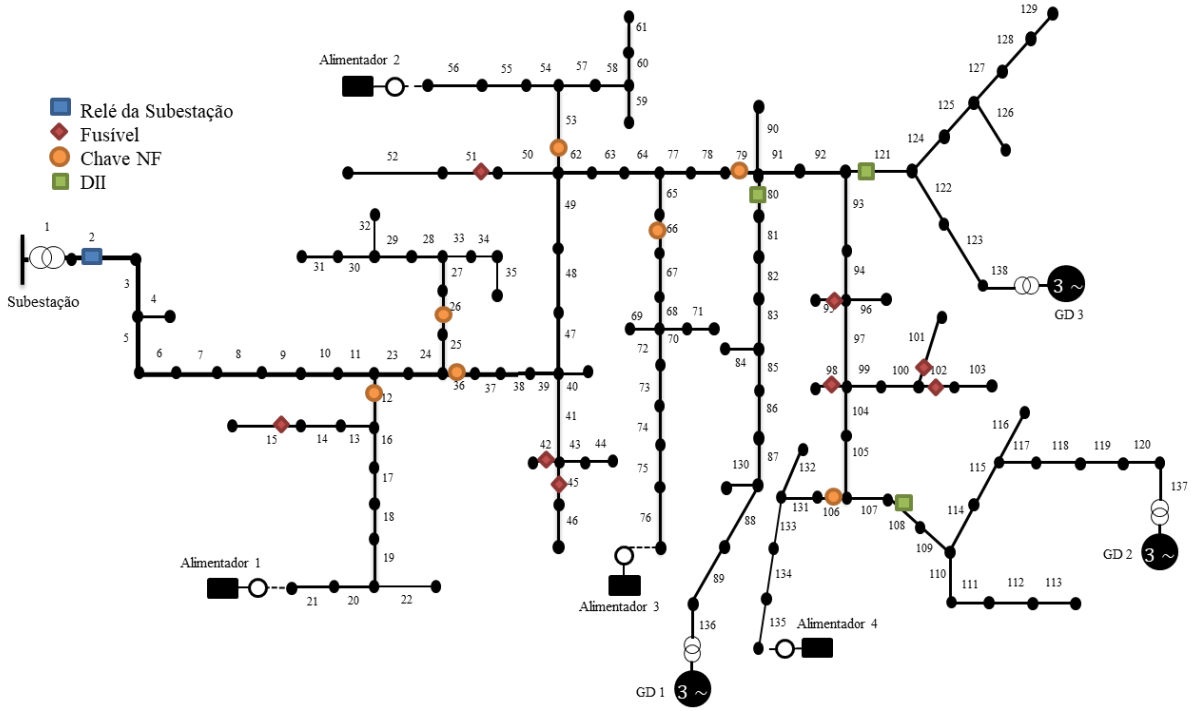
5.3.2.1 Configuração dos dispositivos na rede referente à solução S_3

A localização na rede dos 19 dispositivos propostos pela solução S_3 pode ser visualizada na Figura 52. Desta configuração, os dispositivos que foram instalados, removidos ou remanejados da rede são os seguintes:

- Fusíveis:
  - Remanejamento de 5 fusíveis de 65 K que estão nos ramos 30, 41, 50, 53 e 106 para os ramos 42, 45, 51, 95 e 102.
  - Instalação de mais 3 fusíveis novos também de 65 K nos ramos 15, 98, 101.
  - Outros 9 fusíveis são retirados da rede, a maioria por não apresentar coordenação com os demais dispositivos (citar ramos).
  - Fusíveis que estão nos ramos 12 (100K), 53, 66 (100K) e 106 são trocados por chaves de manobra automáticas, a fim de realizar transferência de cargas para os alimentadores vizinhos.
- Religadores:
  - Para essa solução, não foi proposta a alocação de religadores, apenas manteve-se o relé da subestação que atua como um religador, ou seja, na característica 50 e 51.
- Chaves de manobra automáticas:
  - Para o remanejamento de cargas são instaladas 4 chaves, nos ramos 12, 53, 66 e 106 que permitem na ocorrência de faltas permanentes a montante do seu ponto de instalação, a transferência de aproximadamente 2.077 MVA de carga para os alimentadores vizinhos.
  - Outras 3 chaves são instaladas na rede, estrategicamente, nos ramos 26, 36 e 79, estas chaves definem novas seções e aumentam a confiabilidade da rede.
- Dispositivo de interconexão de ilha:

- Para permitir a operação ilhada dos 3 GDs, é proposta a alocação de 3 DII instalados nos ramos 80, 108 e 121. Estes dispositivos permitem a desconexão da seção do GD na ocorrência de faltas permanentes a montante do seu ponto de instalação, mantendo conectada uma demanda de 1.609 MVA suprida através dos GDs.

Figura 52 – Configuração dos dispositivos na rede de 135 barras referente à solução S_3



Fonte: Elaboração da própria autora

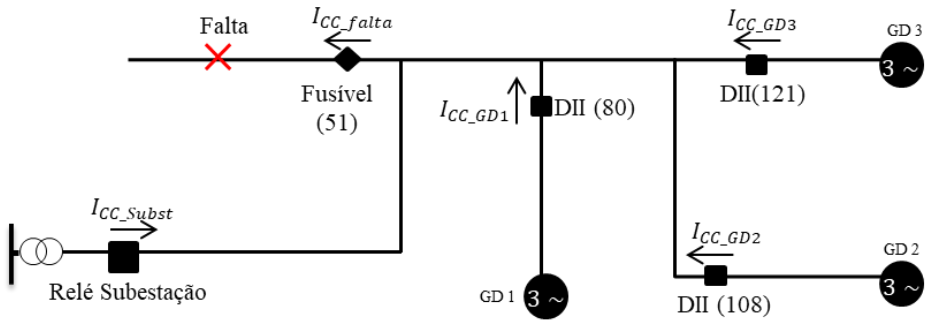
5.3.2.2 Coordenação dos DII com os outros dispositivos da rede

A Figura 53 representa uma simplificação do sistema de 135 barras com os dispositivos instalados (Figura 52), em que os três DII instalados nos ramo 80, 128, 121 são identificados por DII (80), DII (121) e DII (108), e o fusível instalado no ramo 51 é identificado por fusível (51). Através desta figura analisa-se um caso particular de coordenação, onde os três DII e o relé da subestação atuam como dispositivos de retaguarda para o fusível (51) na ocorrência de faltas permanentes e temporárias na zona de proteção do fusível.

Na Figura 53 observa-se que a corrente de CC que percorre o ramo 51 é a soma das correntes de CC fornecidas por todas as fontes, ou seja, pela corrente de CC proveniente da subestação e pelas correntes de CC fornecidas pelos três geradores. O que torna a coordenação complexa neste caso é o fato que a corrente de CC que sensibiliza o fusível, ser muito

mais elevada que as correntes de CC que sensibiliza cada um dos dispositivos de retaguarda, e as correntes CC que sensibilizam cada um dos dispositivos de retaguarda ser diferentes.

Figura 53 – Esquema de coordenação com várias fontes para o sistema de 135 barras



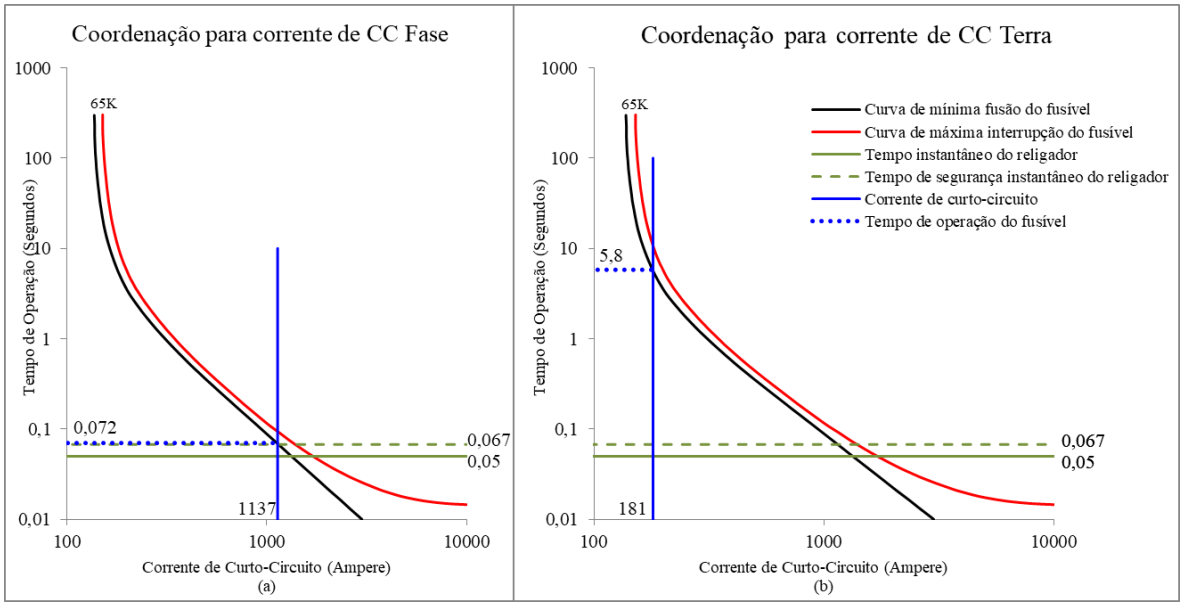
Fonte: Elaboração da própria autora

Um estudo referente a coordenação, entre o fusível e os quatro dispositivos de retaguarda na ocorrência de faltas temporária e permanentes é realizado detalhadamente a seguir.

i. Faltas temporárias

Na ocorrência de faltas temporárias, a restrição de coordenação deve garantir que a atuação do fusível deve ser mais lenta que a atuação do relé da subestação e dos três DII para as correntes mínimas de CC de fase e de terra. Na Figura 54 verifica-se que é possível comprovar essa coordenação quando o tempo de atuação do fusível, para a curva de mínima fusão do fusível, estiver acima da reta que representa o tempo de segurança da atuação instantânea do religador.

Figura 54 - Coordenação dos religadores (característica 50) com o fusível (51)



Fonte: Elaboração da própria autora

O tempo de atuação instantânea de cada religador é obtido pela restrição de coordenação do modelo matemático, para cada solução otimizada que faz parte da curva de Pareto. A solução S_3 determina em 0,05s o tempo de atuação na característica 50 e 50N dos quatro religadores, ou seja, do relé da subestação, e dos DII (80), DII (121) e DII (108). Conforme descrito na seção 2.3.2.1, os DIIs abrem os seus contatos e realizam a operação ilhada dos respectivos GDs, após obter o sincronismo dos GDs com a rede, os DIIs fecham seus contatos e possibilitam reconectar novamente as zonas ilhadas ao sistema de distribuição. Deve-se ressaltar que para a confiabilidade a metodologia garante através das restrições definida pelas equações (30) e (31), que nenhum consumidor sofra interrupção de energia na ocorrência de faltas temporárias na rede.

As quatro coordenações são similares, conforme apresentada na Figura 54, onde a atuação do fusível de 65 K instalado no ramo 51 ocorre em 0,0716 segundos para mínimas correntes de CC de fase de 1137 A, Figura 54 (a), e 5,8 segundos para correntes de CC mínima de terra de 181 A, Figura 54 (b). Desta forma, verifica-se a perfeita coordenação entre esses dispositivos para as correntes de CC mínimas de fase e Terra.

ii. Faltas permanentes

Para as faltas permanentes a coordenação deve garantir que o fusível isole a sua seção para as correntes máximas de CC de fase e de terra, ou seja, o tempo de atuação do fusível deve ser inferior que ao tempo de atuação dos quatro religadores atuando na característica 51. Apresentam-se os resultados de coordenação considerando apenas as correntes de CC terra, porém todas as coordenações também são obtidas para as correntes de CC fase. A coordenação entre o fusível (51) e as quatro fontes de correntes de curtos-circuitos, para suas respectivas correntes máximas de CC fase-terra, podem ser verificadas nas Figura 55 até Figura 58. Dessas quatro figuras destaca-se que:

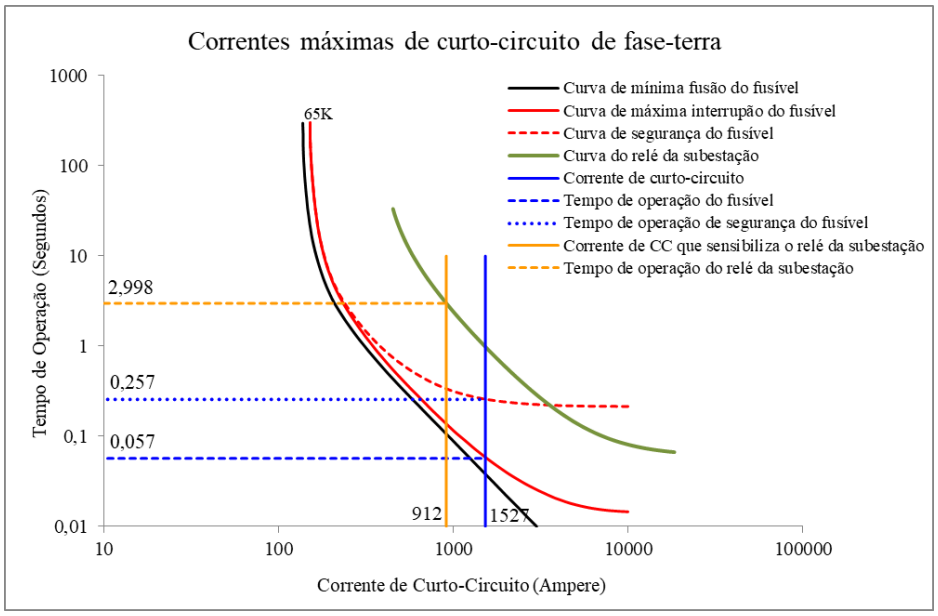
- A coordenação entre o fusível e o religador é obtida quando o tempo de atuação do fusível, decorrente da interseção entre a corrente de CC e a sua curva de segurança de máxima interrupção, estiver abaixo do tempo de operação do religador, que é obtido quando a corrente de CC que sensibiliza o religador intercepta a curva temporizada do religador.
- A curva temporizada, a corrente de CC e o tempo de atuação do fusível são sempre os mesmos para as quatro coordenações, representadas nas Figura 55 até Figura 58. A corrente de CC máxima de terra que sensibiliza o fusível (51) é de 1527 A, e para esta corrente ele atua em 0,057 segundos. As restrições consideradas no modelo possuem uma mar-

gem de segurança que elevam este tempo em 0,2 segundos, portanto as atuações de todos os dispositivos de retaguarda devem ser superiores a 0,257 segundos.

– A curva, a corrente de CC que sensibiliza cada religador e o tempo de operação dos quatro dispositivos de retaguarda são distintos uns dos outros, uma vez que a curva é obtida através da corrente de *pick-up* conforme descrito na equação (1).

Na Figura 55 ilustram-se as curvas de operação do fusível (51) e o relé da subestação. Conforme ressaltado anteriormente, a corrente de CC que sensibiliza o fusível é a contribuição das correntes de CC provenientes de todas as fontes de geração, assim a contribuição da subestação para a corrente de CC de 1527 ampères é de 912 ampères. Nesta figura é possível comprovar que a seletividade entre esses dois dispositivos é satisfatória uma vez que o relé da subestação só atua na característica 51 no tempo de 2,998 segundos.

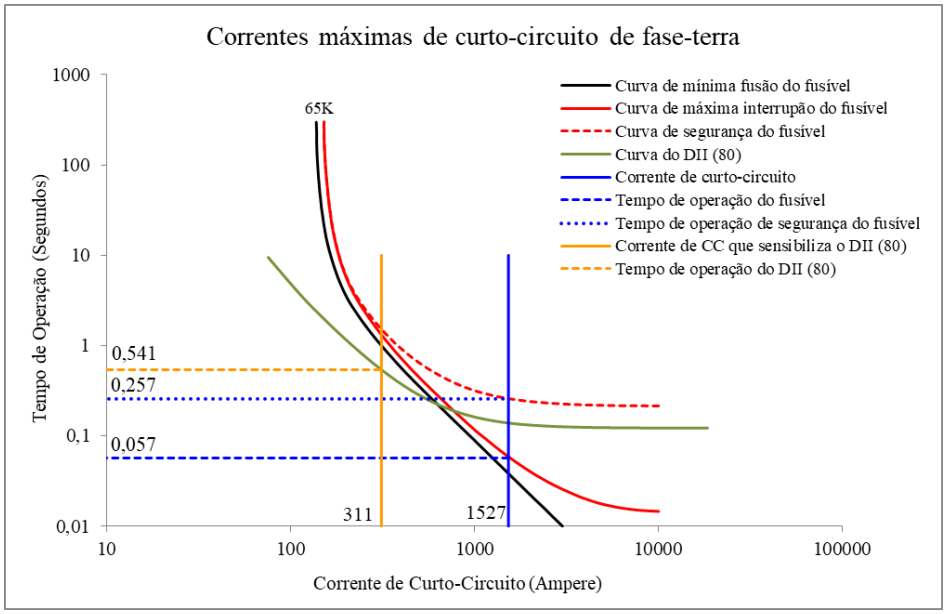
Figura 55 – Coordenação entre o fusível (51) e o relé da subestação (característica 51)



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 56 comprova-se a coordenação entre o fusível (51) e o DII (80), em que o tempo de operação do DII (80), para a corrente de CC fase-terra de 311 A proveniente do GD1, é de 0,541 segundos, ou seja, ligeiramente maior que o tempo de segurança de operação do fusível. Comparando a Figura 55 com a Figura 56 pode-se verificar que a curva referente ao DII (80) está deslocada para a esquerda, esse fato como já mencionado, é devido a utilização da corrente de *pick-up* de cada dispositivo quando aplicada na equação (1).

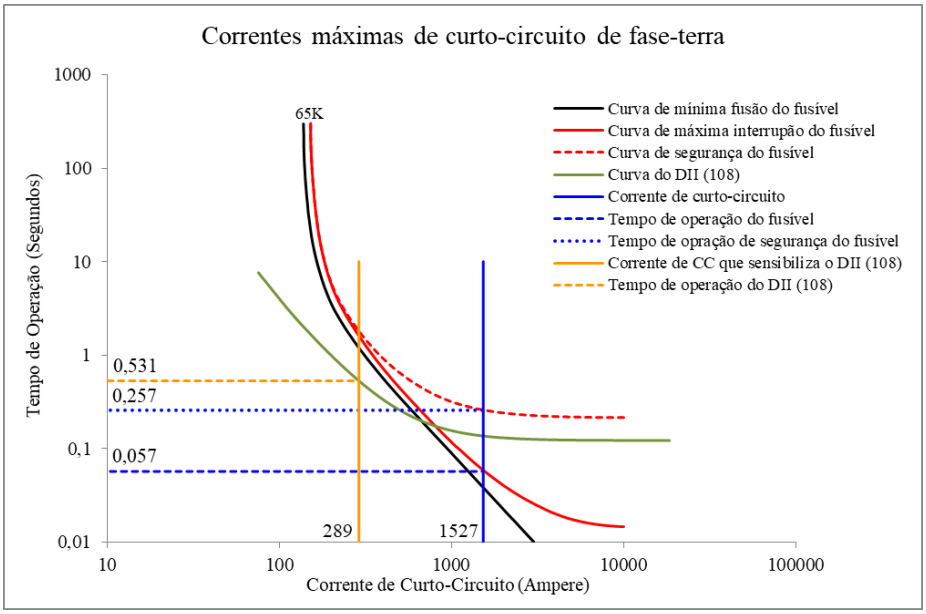
Figura 56 - Coordenação entre o fusível (51) e o DII (80) (característica 51)



Fonte: Elaboração da própria autora

A coordenação apresentada na Figura 57, é entre os dispositivos, fusível (51) e DII (108), onde também é possível verificar que o tempo de operação do DII (108) para a corrente de CC de 289 A proveniente do GD 2 é de 0,0531 segundos, também superior ao tempo de segurança de operação do fusível.

Figura 57 – Coordenação entre o fusível (51) e o DII (108) (característica 51)

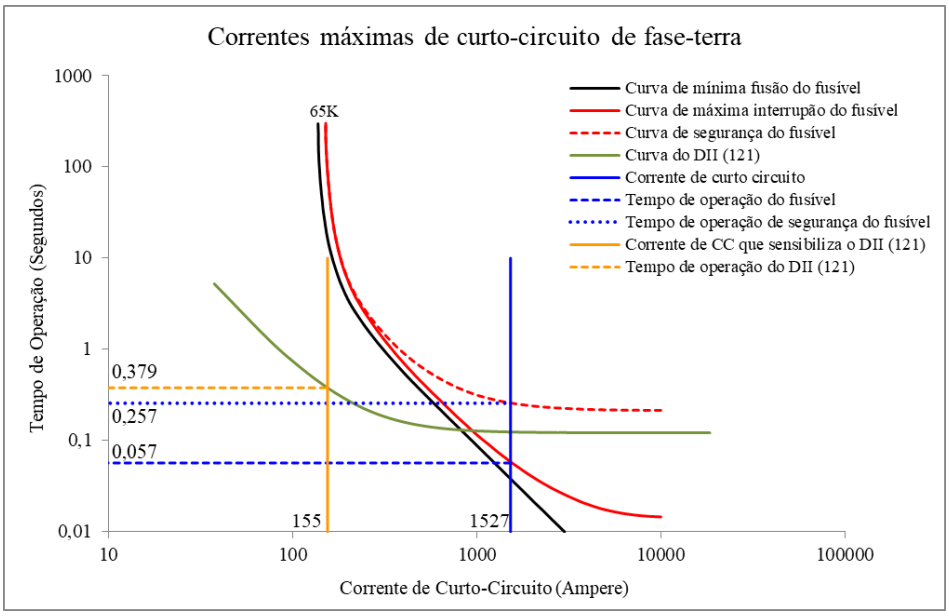


Fonte: Elaboração da própria autora

O GD3 é o gerador da rede de menor capacidade, sendo possível verificar que sua contribuição para a corrente de falta é a menor em relação às outras fontes, sendo de apenas 155

A, além disso, na Figura 58 é possível verificar que a curva que representa o DII (121) é a curva mais deslocada para a esquerda em relação às outras já apresentadas, uma das justificativas é que a sua corrente de *pick-up* é inferior à dos outros DII. Mesmo com uma corrente de CC relativamente baixa o DII (121) atua em um tempo de 0,379 segundos, ligeiramente maior que o tempo de atuação de segurança do fusível, sendo possível obter a coordenação para este caso.

Figura 58 – Coordenação entre o fusível (51) e o DII (121) (característica 51)



Fonte: Elaboração da própria autora

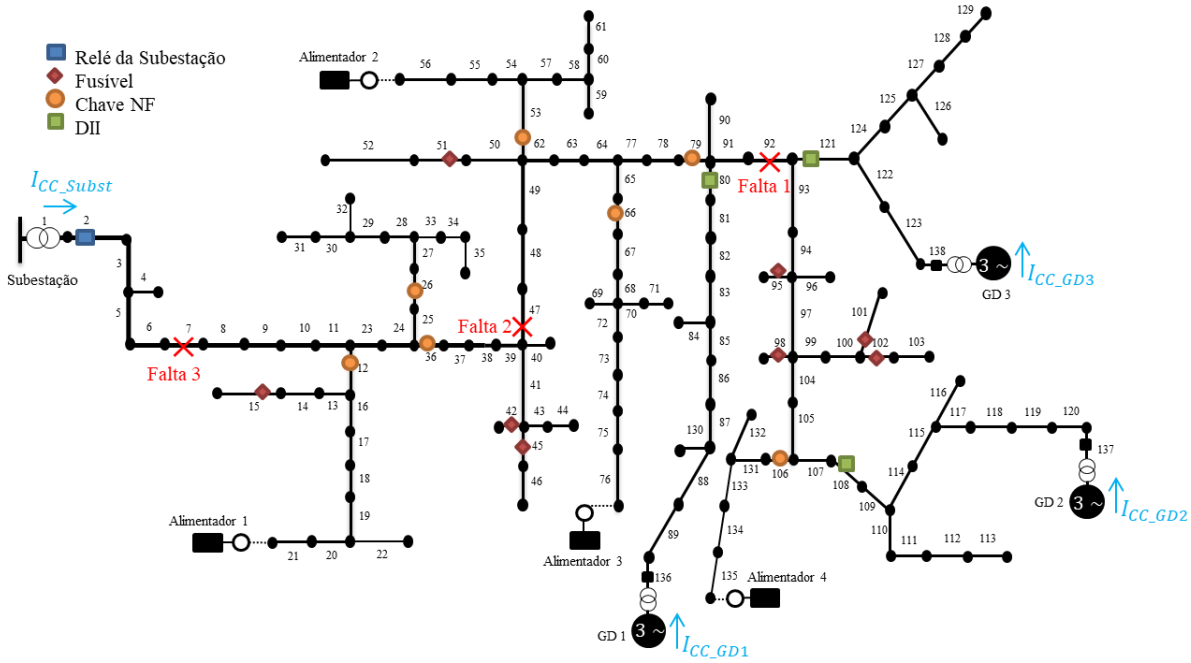
Os resultados apresentados nas Figura 55 ate Figura 58 validam a necessidade de modelos matemáticos e metodologias que considerem de maneira detalhada os problemas físicos da operação da proteção dos sistemas de distribuição que possuem GDs instalados. Nos casos apresentados é possível verificar a real contribuição de cada um dos GDs para a corrente de CC analisada, bem como os detalhes de operação de cada dispositivo de proteção envolvido na falta, validando desta maneira a contribuição e a eficiência do modelo e metodologia propostos neste trabalho.

5.3.2.3 Proposta para a operação ilhada

De acordo com a Figura 59 é possível observar que na ocorrência de eventos de faltas no tronco principal do alimentador (eventos de faltas independentes), as correntes de CC fluem por ambos os lados do ramo em falha e para interromper completamente as correntes de falta faz-se necessária a atuação dos dispositivos primários a falta, que neste caso são os três DIIs e o relé da subestação. Independentemente se as faltas identificadas na Figura 59 sejam

de natureza temporária ou permanente, os dispositivos devem atuar para realizar a operação ilhada do GD, diferenciando apenas no tempo em que a zona ilhada do GD permanece operando em paralelo com o sistema até que seja reconectada a rede. Por motivo de simplicidade é analisado apenas o caso da Falta-1, porém, o mesmo método aplica-se para quaisquer eventos de faltas que ocorram no tronco principal do alimentador.

Figura 59 – Ocorrência de faltas no tronco principal do alimentador do sistema de 135 barras



Fonte: Elaboração da própria autora

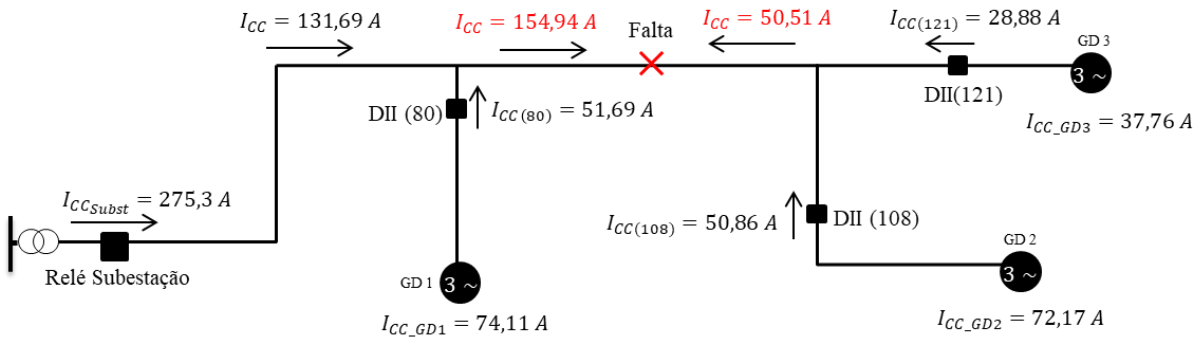
Os casos para as Falta-1 ser de natureza temporária e permanente serão analisados separadamente a seguir.

i. Faltas temporárias

A Figura 60 representa uma simplificação do sistema de 135 barras com os dispositivos instalados, nesta figura estão apresentados os valores referentes às correntes de CC para uma falta monofásica, fase a, considerando uma impedância de contanto com a terra de 40 ohms. Neste caso não há coordenação entre os dispositivos, tanto os três DII e o relé da subestação atuam como dispositivos primários à falta, ou seja, estes dispositivos são sensibilizados pelas correntes mínimas de CC e atuam na característica 50N, em um tempo preestabelecido pela solução S_3 de 0,05 segundos. Porém os DIIs após atuarem na característica instantânea 50N, permanecem abertos, realizando a operação ilhada do GD, neste tempo o religador da subestação atua na característica 79 e o sistema volta a funcionar normalmente. Como descrito na seção 2.3.1.1, para faltas temporárias a zona ilhada permanece desconectada do sis-

tema até que os GDs sincronizem-se novamente com a rede, após a sincronização, os DIIs devem fechar os contatos e permitir a reconexão das zonas ilhada à rede de distribuição. Este fato possibilita que nenhum consumidor pertencente a rede sofra interrupção de energia, além disso, é possível assegurar que a operação normal dos GDs não sejam interrompidas na ocorrências de quaisquer faltas temporárias na rede.

Figura 60 – Correntes de CC para uma falta temporária para o sistema de 135 barras



Fonte: Elaboração da própria autora

Verifica-se que as correntes de CC que sensibilizam os DIIs apresentam valores inferiores às correntes de CC provenientes dos respectivas GDs, além disso, as correntes de CC que estão alimentando a falta pelo lado esquerdo, por exemplo, I_{CC} = 154,94 A, não representa aproximadamente a soma das correntes provenientes de cada fonte, ou seja, $I_{CC_{Subst}}$ = 275,3 ampères e I_{CC_GD1} = 74,11 ampères. Estes fato é facilmente justificado devido a utilização da das correntes de carga no calculo das correntes de CC.

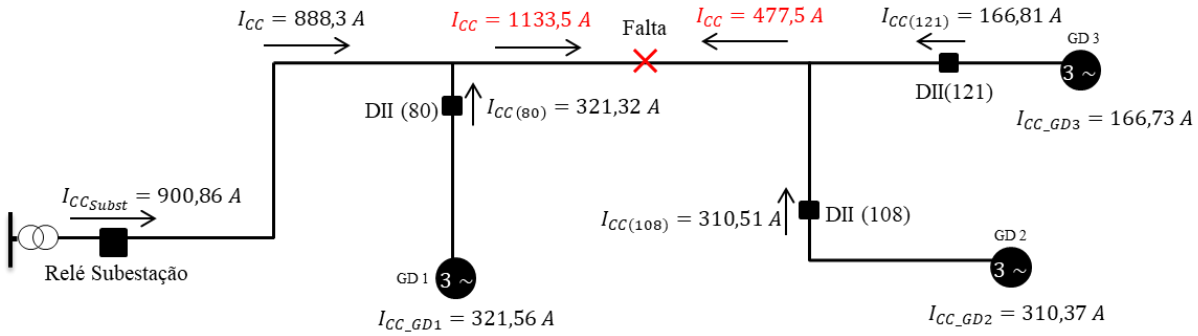
ii. Faltas permanentes

Para o caso de uma falta permanente, os valores referentes às correntes máximas de CC são apresentados na Figura 61. Ressalta-se que para a falta permanente mostrada nesta figura, tanto o relé da subestação como os três DIIs operam na característica 51 atuando como dispositivo primário à falta. Conforme descrito na norma IEEE (2008), (2011), a operação desses dispositivos deve ser mais rápida que a operação da proteção local do GD, assim as seções definidas pelos DIIs são desconectadas do sistema sem a necessidade de desligar os GDs.

Na Figura 61 estão apresentados os valores de correntes de CC simulados para uma falta monofásica na fase a, com impedância de contanto de 0 ohms, e neste caso é possível comprovar que as correntes que alimentam a falta por ambos os lados do ramo são aproximações das somas das correntes de CC provenientes das fontes de geração, por exemplo, a corrente de falta do lado direito de I_{CC} = 477,5 A é aproximadamente a soma das correntes pro-

venientes dos geradores 2 e 3. A exatidão na soma das correntes de CC não ocorre, uma vez que são consideradas as correntes de cargas no cálculo das correntes de CC.

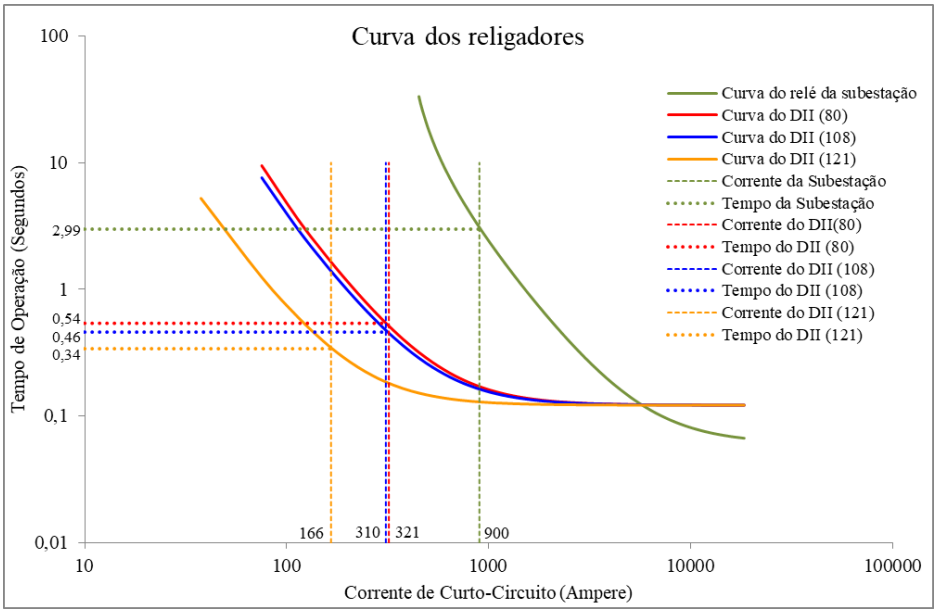
Figura 61 – Correntes de CC para uma falta permanete para o sistema de 135 barras



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 62 verificam-se os tempos de operação de todos os religadores envolvidos nesta falta, ou seja, o relé da subestação e os três DIIs, com suas respectivas correntes de CC e respectivos tempos de operação. Dessa figura, pode-se observar que os tempos de operação dos três DIIs ficam entre 0,34 e 0,54 segundos, assim programando para a proteção local atuar em um tempo superior a estes, e, considerando uma margem de segurança, pode-se obter facilmente a coordenação desses dispositivos (DII e proteção local do GD). Porém, neste trabalho a coordenação desses dispositivos não é realizada, deixando este estudo como uma sugestão de trabalho futuro.

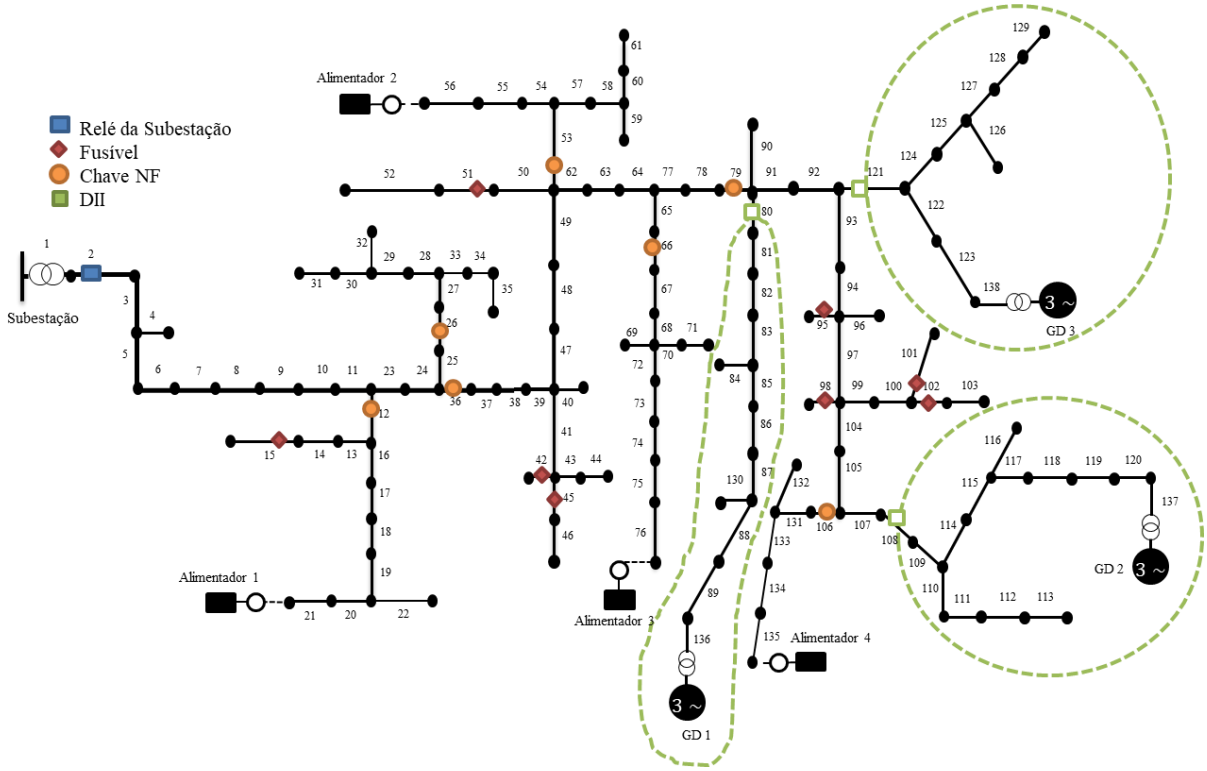
Figura 62 – Curvas dos religadores



Fonte: Elaboração da própria autora

Após a abertura dos DIIs, Figura 61, estes dispositivos devem isolar as respectivas seções do resto da rede, formando três zonas ilhadas alimentadas pelos respectivos GDs, Figura 63, e devem permanecer desconectada da rede durante o tempo de reparo da falta. A seção do DII (80) é a maior zona ilhada sendo esta alimentada pelo GD1 que mantém conectado um total de 698 kVA, aproximadamente. A seção do DII (108) é alimentada pelo GD2, e mantém conectado um total de 637 kVA, aproximadamente. A seção do DII (121) é a menor zona ilhada, uma vez que o GD3 é o gerador de menor capacidade mantendo conectado um total de 273,5 kVA, aproximadamente. Desta forma, as três zonas ilhadas alimentadas pelo GDs, Figura 63, mantêm conectada uma demanda de 1.609 MVA aproximadamente, isso possibilita a minimização dos índices de ENS e elevação dos níveis de confiabilidade da rede.

Figura 63 – Zonas de operação ilhada dos GDs para o sistema de 135 barras



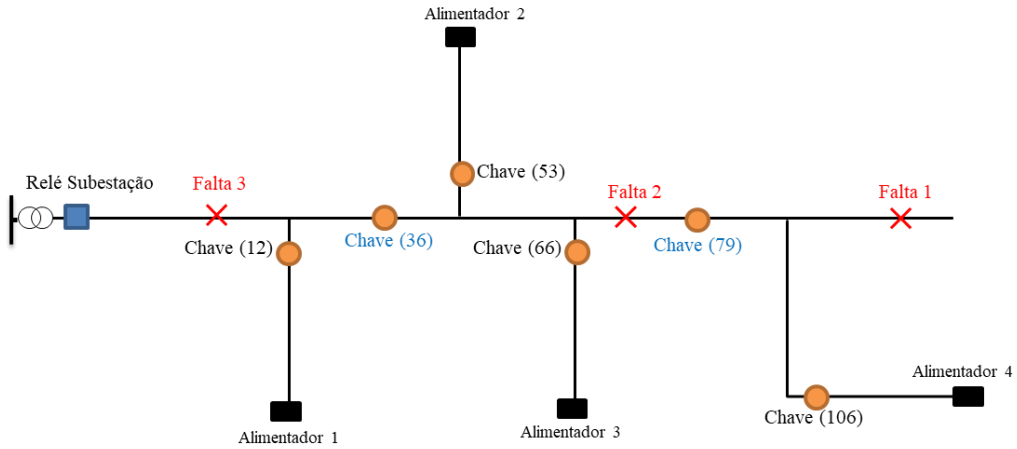
Fonte: Elaboração da própria autora

Ressalta-se ainda que o tempo de atuação dos DIIs é pequeno, consequentemente o GD não é desligado e as cargas não são interrompidas, os consumidores apenas sofrem interrupções momentâneas no fornecimento de energia devido a operação dos dispositivos de controle e proteção.

5.3.2.4 Vantagens da alocação das chaves de manobras automáticas

As vantagens da alocação de chaves nos SDEE, tanto para ajudar a aumentar a confiabilidade da rede, como para possibilitar a transferência de carga entre alimentadores vizinhos é muito discutido, conforme observou-se na revisão da literatura. Na Figura 64, representa-se uma simplificação do sistema de 135 barras com os dispositivos já instalados (Figura 52), onde as quatro chaves instaladas nos ramos 12, 53, 66 e 106 são identificados por chave (12), chave (53), chave (66), e, chave (106), que foram alocadas estrategicamente na rede para a transferência de cargas entre os alimentadores vizinhos 1 – 4. As outras chaves identificadas por chave (36) e chave (79) são instaladas para garantir a segurança da rede.

Figura 64 – Atuação das chaves de manobra automáticas instaladas no sistema de 135 barras

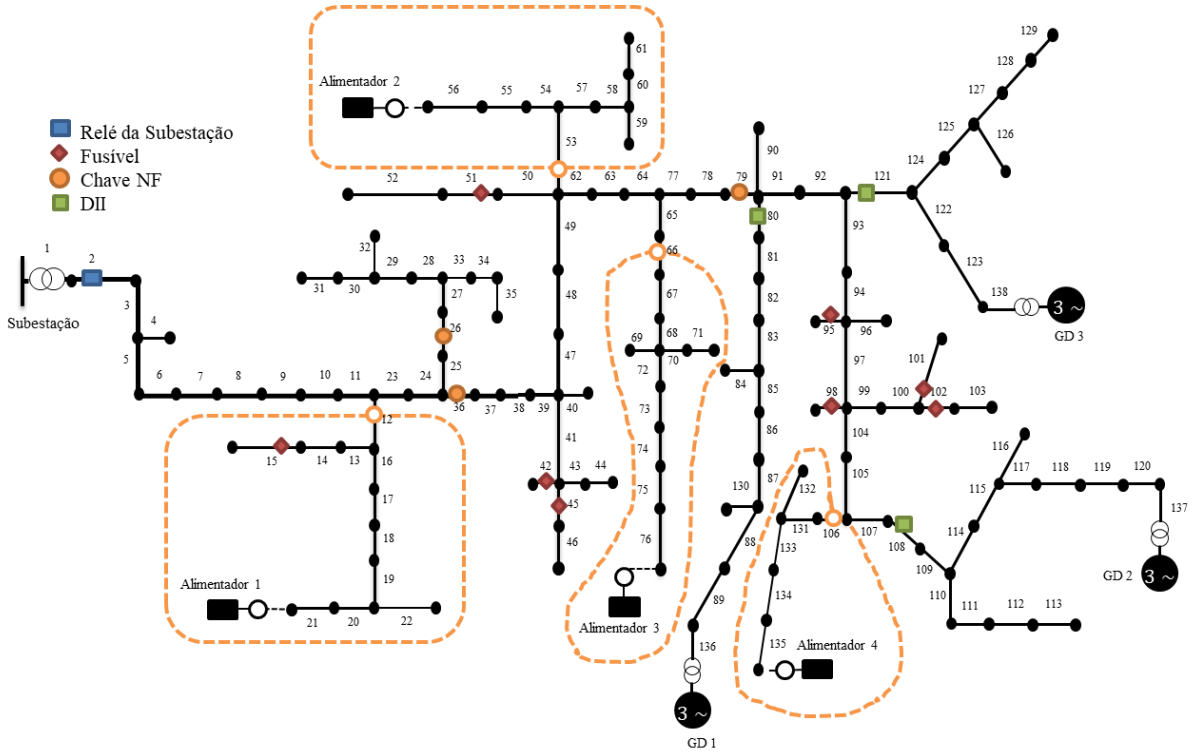


Fonte: Elaboração da própria autora

As três faltas identificadas na Figura 64, são eventos independentes e são analisadas separadamente. Na ocorrência da Falta-1 os dispositivos de proteção devem atuar (este fato não é considerado nesta figura), o operador da rede identifica a falta, e em um curto período de tempo a chave (79) é aberta isolando a falta do resto do sistema, na inexistência da chave (79), deveria ser aberta a chave (36), aumentando assim a área interrompida consequentemente os custos com ENS. Através deste exemplo é possível verificar a importância da instalação das chaves na rede, além disso, ainda na incidência da Falta-1, a chave (106) também pode ser aberta possibilitando a transferência de 412,5 kVA aproximadamente, resultante da transferência de carga para o alimentador vizinho 4. Considerando a Falta-2, a abertura da chave (36) se faz necessária, além da transferência de carga do alimentador 4 os alimentadores 2 e 3 também podem ajudar a restaurar as cargas através da abertura das chaves (53) e (66), possibilitando a restauração de uma quantidade de aproximadamente de 390,0 kVA e 620,9, respectivamente. Para a Falta-3, o relé da subestação atua e neste caso todos os consumidores perten-

centes ao ramal principal da rede são interrompidos. Além da abertura das chaves (53), (66), (106), neste caso também é necessária a abertura da chave (12), possibilitando transferir para o alimentador vizinho 1 uma quantidade de 652,0 kVA, aproximadamente. Na ocorrência da Falta-3, é possível restaurar as cargas através da transferência de carga para os alimentadores vizinhos um total de 2.077 MVA, aproximadamente, Figura 65.

Figura 65 – Zonas de transferência de carga entre os alimentadores vizinhos para o sistema de 135 barras



Fonte: Elaboração da própria autora

Deve-se ressaltar que o tempo de atuação de uma chave de manobra automática não é instantâneo, uma vez que ela depende da intervenção do operador da rede para a sua operação. Neste trabalho, estimou-se em 4,8 minutos (0,08 horas) o tempo necessário para o operador da rede identificar a localização e, os dispositivos envolvidos na falta realizar os comandos necessários para isolar a seção com defeito e, quando necessário e possível, alterar o estado aberto/fechado das chaves envolvidas no remanejamento de cargas entre os alimentadores vizinhos.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho um novo modelo matemático para a alocação, especificação, coordenação e seletividade de dispositivos de controle e proteção em SDEE é apresentado. O modelo de otimização proposto considera simultaneamente, a alocação dos dispositivos de proteção e manobra, e a coordenação do sistema de proteção permitindo obter propostas de projetos técnica e economicamente viável. Trata-se de um modelo realista e complexo onde consideram-se através de seus parâmetros, a influência das cargas e dos GDs nos cálculos das correntes de cargas e das correntes de curtos-circuitos. Apresenta-se uma proposta para a operação ilhada do GD através da alocação de um DII, além da possibilidade de realizar a transferência de carga entre alimentadores vizinhos. Estes aspectos possibilitam o aumento dos índices de continuidade da rede, minimizando a quantidade de usuários atingidos pelas faltas permanentes e temporárias de causas diversas.

Os resultados obtidos através da comparação entre dois testes, utilizando o modelo proposto e o método em que a alocação e coordenação são realizadas em processos separados, comprovam a eficiência do modelo matemático proposto, validando assim a contribuição das restrições de coordenação dos dispositivos na qualidade das soluções obtidas pelo problema de planejamento da proteção de sistemas de distribuição. Os resultados apresentados também comprovam a natureza multiobjetivo do problema, e o algoritmo NSGA-II proposto é capaz de encontrar um conjunto de soluções que representa o *trade-off* entre as funções objetivo. Este conjunto de soluções é um grande atrativo para as DISCOs, pois podem auxiliar os engenheiros a encontrarem a melhor proposta de planejamento da proteção para o sistema em estudo.

É possível comprovar que com a utilização do DII a operação ilhada da GD ocorre sem a necessidade de desligar o GD, sendo este desligamento realizado apenas na ocorrência de faltas permanentes nas seções onde os GDs se encontram instalados. Verifica-se através dos resultados obtidos e apresentados que todas as fontes de geração contribuem para a corrente de CC e os dispositivos instalados no sistema são sensibilizados por correntes distintas. Desta forma, nas restrições de coordenação e seletividade estas correntes devem ser consideradas para que o sistema opere de maneira a atender os consumidores com índices de continuidade adequados tanto em condições normais como na ocorrência de faltas permanentes e temporárias.

Alguns aspectos não abordados na metodologia proposta que se mostram relevantes e possíveis de serem desenvolvidos serão descritos a seguir como sugestões para trabalhos futuros:

- GD como fonte renovável: Devido aos avanços das tecnologias e fontes renováveis, um avanço deste trabalho seria considerar a existência de GDs eólicos e fotovoltaicos instalados na rede. Estudos referentes ao impacto dessas fontes nos sistemas de distribuição e nas correntes de CC devem ser investigados.
- Coordenação do PL com o DII: A proposta da alocação do DII é um dos grandes diferenciais desse trabalho e realizar a coordenação deste com a proteção local do GD é importante para a continuação da pesquisa referente à operação ilhada do GD.
- Fluxo de potência probabilístico: Devido às incertezas da demanda nos pontos de cargas e das fontes de GD renováveis, o uso de modelos probabilísticos pode melhorar a qualidade das soluções obtidas, tornando-as mais realistas e coerentes com o comportamento real das redes de distribuição. Podem ser considerados diferentes cenários de geração e demanda. Considerando que haverá distintas correntes de CC, a coordenação e seletividade dos dispositivos devem atender todos os cenários de geração e demanda.

REFERÊNCIAS

ABIRI-JAHROMI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; PARVANIA, M.; MOSLEH, M. Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 27, n. 1, p. 362–370, 2012.

AMASIFEN, J. C. C.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Algoritmos Evolutivos Dedicados à Reconfiguração de Redes Radiais de Distribuição Sob Demanda Fixas e Variáveis - Estudo dos Operadores Genéticos e Parâmetros de Controle. **Revista Controle e Automação**, Campinas, v. 16, n. 3, p. 15, 2005.

ANDERSON, P. M. **Power system protection**. New York: IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Módulo 4: procedimentos operativos do sistema de distribuição. In: ____ **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST.** Brasília, DF: ANEEL, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Módulo 8: qualidade da energia elétrica. In: ____ **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST.** Brasília, DF: ANEEL, 2017.

ASSIS, L. S.; VIZCAÍNO, J. F.; USBERTI, F. L.; LYRA, C.; CAVELLUCCI, C.; ZUBEN, F. J. V. Switch Allocation Problems in Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 30, n. 1, p. 246–253, 2015.

BERNARDON, D. P.; SPERANDIO, M.; GARCIA, V. J.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; DAZA, F. B. Methodology for allocation of remotely controlled switches in distribution networks based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 81, n. 2, p. 414–420, 2011.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 11, n. 3, p. 1646–1651, 1996.

BIRLA, D.; MAHESHWARI, R. P.; GUPTA, H. O. An Approach to Tackle the Threat of Sympathy Trips in Directional Overcurrent Relay Coordination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 22, n. 2, p. 851–858, 2007.

BORGES, C. L. T. An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 16, n. 6, p. 4008–4015, 2012.

BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING CONFERENCE, 2002, New York. **Anais**... New York: IEEE, 2002. p. 1-6.

BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 1, p. 56–63, 2004.

CALDON, R.; STOCCO, A.; TURRI, R. Feasibility of adaptive intentional islanding operation of electric utility systems with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 78, n. 12, p. 2017–2023, 2008.

CAMPOS, F. F. **Algoritmos numéricos.** 2. ed. Belo Horizonte: Ed. LTC, 2007.

CELLI, G.; PILO, F. Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 14, n. 3, p. 1167–1172, 1999.

CHEN, C. S.; LIN, C. H.; CHUANG, H. J.; LI, C.S.; HUANG, M. Y.; HUANG, C.W. Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 3, p. 1209–1217, 2006.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, 1995.

CHOWDHURY, A. A.; AGARWAL, S. K.; KOVAL, D. O. Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 39, n. 5, p. 1493–1498, 2003.

CONTI, S. Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. **Electric Power Systems Research**, New York, v. 79, n. 1, p. 49–56, 2009.

DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, New York, v. 6, n. 2, p. 182–197, abr. 2002.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M.; SING, C. Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 24, n. 1, p. 268–276, 2009.

FERREIRA, G. D. **Modelos Matemáticos para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição com Geração Distribuida**. 2013. 131 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRS, Porto Alegre, 2013.

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S. A nonlinear binary programming model for electric distribution systems reliability optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 43, n. 1, p. 384–392, 2012.

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S.; OLIVEIRA, M. O. Establishing trade-offs between sustained and momentary reliability indices in electric distribution protection design: a goal programming approach. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 17., 2011, Stockholm. **Anais**... Stockholm, 2011. p. 1-7.

FUNMILAYO, H. B.; BUTLER-PURRY, K. L. An approach to mitigate the impact of distributed generation on the Overcurrent Protection scheme for radial feeders. In: IEEE/PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2009, Seattle. **Anais**... IEEE, 2009. p. 1-11.

GIRGIS, A.; BRAHMA, S. Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System. **International Journal of Power and Energy Systems**, Calgary, v. 24, n. 1, 2001.

HEIDARI, A.; AGELIDIS, V. G.; KIA, M.; POU, J.; AGHAEI, J.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALAO, J. P. S. Reliability Optimization of Automated Distribution Networks With Probability Customer Interruption Cost Model in the Presence of DG Units. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 8, n. 1, p. 305–315, 2017.

HUCHEL, Ł.; ZEINELDIN, H. H. Planning the Coordination of Directional Overcurrent Relays for Distribution Systems Considering DG. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 7, n. 3, p. 1642–1649, 2016.

HUSSAIN, B.; SHARKH, S. M.; HUSSAIN, S.; ABUSARA, M. A. An Adaptive Relaying Scheme for Fuse Saving in Distribution Networks With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 28, n. 2, p. 669–677, abr. 2013.

INTERNATION ELECTROTECHNICAL COMMISSSION, INC. IEC/TR **Std. 60909-0:** Short-circuit Currents in Three-Phase AC Systems, part. 0, 1, and 4. New York, 2001.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, **IEEE34.Node Teste Feeder.** New York, 2010. Disponível em:<https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/> Acesso em: 01 dez. 2015

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. IEEE **Std. C37.112**: IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. New York, 1996.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEC 617 -, IEEEC37.2-1991 and IEEEC37.21979**: Relay symbols and device numbers ; selection from Symbols and Symbols and designations. New York, 1999.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. 1547**: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York, 2003.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547**: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York, 2008.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems**: IEEE Standards Coordinating Committee 21. New York, 2011.

JAMALI, S.; BORHANI-BAHABADI, H. Recloser time–current–voltage characteristic for fuse saving in distribution networks with DG. **IET Generation, Transmission & Distribution,** Stevenage, v. 11, n. 1, p. 272–279, 2017.

JAYAWEERA, D.; GALLOWAY, S.; BURT, G.; MCDONALD, J. R. A Sampling Approach for Intentional Islanding of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 2, p. 514–521, 2007.

KENNEDY, J.; CIUFO, P.; AGALGAONKAR, A. A review of protection systems for distribution networks embedded with renewable generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 58, p. 1308–1317, 2016.

LABORATORY OF ELECTRICAL POWER SYSTEM PLANNING - LAPSEE. **Distribution system testing - 135 buses. Ilha Solteira**: LAPSEE, 2017. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-eprojetos/lapsee/english/downloads/testing-systems/>. Acesso em: 01 dez. 2017.

LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 31, p. 97–102, 1994.

LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 35, p. 149–155, 1995.

MACIEL, R. S. **Otimização multiobjetivo na análise da integração de geração distribuída às redes de distribuição**. 2012. 146 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira - SP, 2012.

MILOŠEVIĆ, B.; BEGOVIĆ, M. Capacitor placement for conservative voltage reduction on distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 3, p. 1360–1367, 2004.

NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A. Y.; ELSHARKAWY, M. A. A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 27, n. 1, p. 176–185, jan. 2012.

NAJY, W. K. A.; ZEINELDIN, H. H.; WOON, W. L. Optimal Protection Coordination for Microgrids with Grid-Connected and Islanded Capability. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, New York, v. 60, n. 4, p. 1668–1677, 2013.

PEÑUELA MENESES, C. A. **Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução do problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos**. 2012. 183 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2012.

PEÑUELA MENESES, C. A.; MANTOVANI, J. R. S. Improving the Grid Operation and Reliability Cost of Distribution SystemsWith Dispersed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 28, n. 3, p. 2485–2496, 2013.

PEREIRA, K.; PEREIRA JR., B. R.; FRANCO, E. M. C.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Control and Protection of Active Distribution Systems Using a New Multiobjective Mathematical Model. In: 2017 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE - LATIN AMERICA, 2017, Quito. **Anais**... Quito. 2017a. p. 1-6.

PEREIRA, K.; PEREIRA JR., B. R.; FRANCO, E. M. C.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Alocação e coordenação de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição ativas Através da Meta-Heurística NSGA-II. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2017, Blumenau. **Anais**... Blumenau 2017b.

PEREIRA JUNIOR, B. R. **Planejamento de médio e longo prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos (GDs) considerando custos de confiabilidade, operação e expansão**. 2014. 194 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira - SP, 2014.

POMBO, A. V.; MURTA-PINA, J.; PIRES, V. F. A multiobjective placement of switching devices in distribution networks incorporating distributed energy resources. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 130, p. 34–45, 2016.

POPOVIĆ, D. H.; GREATBANKS, J. A.; BEGOVIC, M.; PREGELJ, A. Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 27, n. 5–6, p. 398–408, 2005.

PREGELJ, A.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A. Recloser Allocation for Improved Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 3, p. 1442–1449, 2006.

SCHLABBACH, J. **Short-Circuit Currents**. The Institution of engineering and Technology, Power and Energy Series 51, 2005.

SHAH, P. H.; BHALJA, B. R. New adaptive digital relaying scheme to tackle recloser–fuse miscoordination during distributed generation interconnections. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 8, n. 4, p. 682–688, 2014.

SHIRMOHARMNADI, D; HONG, H; SEMLYEN, A; LUO, G. X. A Compensation-based power flow method for weakly mesched distribuition and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 3, n. 2, p. 753-761, 1988.

SILVA, L. G. W. **Desenvolvimento de uma Metodologia Integrada para Alocação Otimizada de Dispositivos de Controle e Proteção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2005. 163 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira - SP, 2005.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; ABBAD, J. R.; MANTOVANI, J. R. S. Optimised placement of control and protective devices in electric distribution systems through reactive tabu search algorithm. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 78, n. 3, p. 372–381, 2008.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Optimized allocation of sectionalizing switches and control and protection devices for reliability indices improvement in distribution systems. In: 2004 IEEE/PES TRANSMISION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2004, São Paulo. **Anais**... São Paulo, 2004a. p. 51-56.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 69, n. 1, p. 77–84, abr. 2004b.

SILVA, L. G. W. DA; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição. **Revista Controle & Automação**, Campinas, v. 21, n. 3, p. 294–307, 2010.

SOHN, J.; NAM, S.; PARK, J. Value-Based Radial Distribution System Reliability Optimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 2, p. 941–947, 2006.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized Distribution Protection Using Binary Programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 13, n. 1, p. 218–224, 1998.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal trade-offs in distribution protection design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 16, n. 2, p. 292–296, 2001.

TANG, Y. Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 11, n. 1, p. 181–189, 1996.

TENG, J.; LIU, Y. A novel ACS-based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 18, n. 1, p. 113–120, 2003.

TENG, J.; LU, C. Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 17, n. 1, p. 254–259, 2002.

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

TRUJILLO, K. R. B. **Modelos simplificados de geradores distribuídos para estudos de cálculo de curto-circuito**. 2017. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas - SP, 2017.

TUITEMWONG, K.; PREMRUDEEPREECHACHARN, S. Expert system for protection coordination of distribution system with distributed generators. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems,** London, v. 33, n.3, p. 466–471, 2011.

VELASQUEZ, M. A.; QUIJANO, N.; CADENA, A. I. Optimal placement of switches on DG enhanced feeders with short circuit constraints. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 141, p. 221–232, 2016.

WANG, P.; BILLINTON, R. Demand-side optimal selection of switching devices in radial distribution system planning. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 145, n. 4, p. 409–414, 1998.

ZAMBON, E.; BOSSOIS, D. Z.; GARCIA, B. B.; AZEREDO, E. F. A Novel Nonlinear Programming Model for Distribution Protection Optimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 24, n. 4, p. 1951–1958, 2009.

ZHANG, X.; SOUDI, F.; SHIRMOHAMMADI, D.; CHENG, C. SA distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 4, p. 2053–2059, 1995.