

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

Jorge Javier Giménez Ledesma

**UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA COORDENAÇÃO E
SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Juiz de Fora

2012

Jorge Javier Giménez Ledesma

**Uma Metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade da Proteção
de Sistemas de Distribuição**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph. D.

Co-orientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

Juiz de Fora

2012

Ledesma, Jorge Javier Gimenez.

Uma metodologia para análise da coordenação e seletividade da proteção de sistemas de distribuição / Jorge Javier Gimenez Ledesma. – 2012.

183 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

1. Distribuição de energia elétrica. 2. Proteção alimentadores I. Título.

CDU 621.315

Jorge Javier Giménez Ledesma

**Uma Metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade da Proteção
de Sistemas de Distribuição**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 12 de Abril de 2012.

BANCA EXAMINADORA

Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph. D.

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

Prof^a. Carmen Lúcia Tancredo Borges, D. Sc.

Prof^a. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

*A minha família, que mesmo distante
sempre está presente na minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus que me ilumina e me guia em todos os momentos da minha vida.

Aos meus queridos pais Pedro e Dionicia, pela educação, incentivo nesse projeto de vida e orientação nos momentos de dificuldade, mas acima de tudo pelo carinho e amor que sempre me deram.

Aos Professores Leandro Ramos de Araujo e José Luiz Resende, um agradecimento em especial pela excelência na orientação, pela atenção, pela disponibilidade e amizade. Além dos ensinamentos, contribuições e apoio, fatores que ajudaram a engrandecer minha formação acadêmica.

A família Frias, pelo apoio total e incentivo durante a realização deste trabalho.

Ao amigo e colega Felipe de Castro Brum Almeida pelas discussões técnicas e pelo apoio na realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho propõe o desenvolvimento de modelos e métodos numéricos para a análise da seletividade e coordenação da proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição. A primeira etapa consiste na adaptação de um programa existente para cálculo de defeitos em coordenadas de fase, incorporando dois algoritmos para cálculo de defeitos. As metodologias de cálculo de defeito foram desenvolvidas utilizando as equações de injeção de correntes em coordenadas retangulares.

Em seguida, foi desenvolvida e implementada uma formulação trifásica para análise da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, com capacidade de detectar falhas e indicar limites de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção em sistemas de distribuição. Também foram desenvolvidos modelos matemáticos dos principais equipamentos de proteção e das funções de proteção encontrados em sistemas de distribuição. Foram modelados: fusíveis, disjuntores, relés, religadores, transformadores de corrente e de potencial, bem como as funções de proteção 50 e 51 com base nas normas ANSI e IEC.

A metodologia proposta foi desenvolvida no ambiente MatLab® e com o intuito de avaliar sua eficiência foram analisados diversos sistemas testes. Os resultados obtidos dos estudos de cada sistema são apresentados sob forma de coordenogramas, tabelas dos tempos de atuação e gráficos comparativos de tempos.

De forma complementar são apresentadas as principais filosofias e critérios utilizados na seleção e coordenação dos dispositivos de proteção.

Palavras-chave: proteção, coordenação, seletividade, curto-circuito, sistema de distribuição

ABSTRACT

This work proposes the development of models and numerical methods for the analysis of selectivity and coordination of overcurrent protection in distribution systems. The first step is to adapt an existing program for calculation of faults in phase coordinates, incorporating new algorithms for exact and approximate calculations of fault conditions. The methodologies for fault calculations were developed using the current injections equations in rectangular coordinates.

It was then developed and implemented a three-phase formulation for analysis of coordination and selectivity of protection devices, capable of detecting faults and indicating limits of coordination and selectivity in distribution systems. The mathematical models of the main protective equipment and protective functions found in distribution systems were also developed. Fuses, circuit breakers, relays, reclosers, current and potential transformers as well as the protection relay functions 50 and 51 based on the ANSI and IEC standards were modeled.

The proposed methodology was developed in MatLab ® and its efficiency was validated using several test systems. The results of studies of each system are presented in the form of Time Currents Curves, tables of operation times and graphs of comparative performance times.

As a complement the main philosophies and criteria used in selection and coordination of protective devices are presented.

Keywords: protection, coordination, selectivity, short circuit, distribution system

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	VI
RESUMO	VII
ABSTRACT	VIII
SUMÁRIO	X
LISTA DE FIGURAS	XV
LISTA DE TABELAS	XIX
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XXII
LISTA DE SÍMBOLOS	XXIII
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2 MOTIVAÇÕES PARA ESTE TRABALHO.....	2
1.3 OBJETIVOS.....	3
1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
1.4.1 Metodologia de Análise de Defeitos	4
1.4.2 Proteção de Alimentadores.....	7
1.5 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	10
1.6 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS A ESTE TRABALHO	11
1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO	11
2 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE DEFEITOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	13
2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	13
2.2 ALGORITMO DE ANÁLISE DE DEFEITOS	14

2.2.1	Método Direto	14
2.2.2	Método Iterativo	17
2.3	MODELAGEM DE EQUIPAMENTOS	19
2.3.1	Modelo RLC.....	19
2.3.2	Modelo de Linha de Distribuição.....	22
2.3.3	Modelo de Transformador.....	27
2.3.4	Modelo de Carga	31
2.3.5	Modelo de Máquinas	35
2.3.6	Modelo de Aterramento.....	37
2.4	REPRESENTAÇÃO DE DEFEITOS	38
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	41
3	EQUIPAMENTOS TÍPICOS E FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO.....	42
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	42
3.2	PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA PROTEÇÃO DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO	44
3.2.1	Transformadores de Instrumento.....	44
3.2.1.1	Transformador de Corrente	45
3.2.1.2	Transformador de Potencial	47
3.2.2	Disjuntor.....	49
3.2.3	Religador	50
3.2.4	Chave-Fusível / Elo-Fusível.....	52

3.2.5	Chaves Seccionalizadoras	54
3.2.6	Relé.....	56
3.2.6.1	Relé de Sobrecorrente – Função 50/51.....	57
3.2.6.2	Múltiplo da Corrente de Atuação	57
3.2.6.3	Relé de Sobrecorrente Temporizado.....	58
3.2.6.4	Relé de Sobrecorrente Instantâneo	59
3.3	CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE.....	60
3.3.1	Dispositivo Protetor e Protegido	61
3.3.2	Proteção Seletiva	61
3.3.3	Proteção Coordenada.....	62
3.3.4	Modelo Coordenado	63
3.3.5	Modelo Seletivo	63
3.3.6	Coordenação Religador – Fusível.	64
3.3.7	Coordenação Relé – Religador.....	65
3.3.8	Coordenação Fusível – Fusível	66
3.3.9	Tempo da Coordenação.....	67
3.4	FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	68
3.4.1	Aspetos Gerais.....	69
3.4.2	Considerações sobre curtos-circuitos em sistemas de distribuição	73
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	73

4	METODOLOGIA PARA ANÁLISE AUTOMÁTICA DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	75
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	75
4.2	MODELOS DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO.....	76
4.2.1	Transformadores de Corrente.....	76
4.2.2	Transformadores de Potencial	78
4.2.3	Chaves Fusíveis / Elos-Fusíveis	80
4.2.4	Chaves Seccionalizadoras	84
4.2.5	Relés	85
4.2.5.1	Curvas de Tempo Definido.	85
4.2.5.2	Curvas de Tempo IEC	86
4.2.5.3	Curvas de Tempo ANSI	87
4.3	ANÁLISE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	89
4.3.1	Módulo de Defeito.....	89
4.3.2	Módulo da Proteção.....	90
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	91
5	RESULTADOS	92
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	92
5.2	SISTEMA – 3 BARRAS	93
5.3	SISTEMA – 10 BARRAS	106
5.4	SISTEMA – IEEE 13 BARRAS	113
5.4.1	Comparação entre o Método Direto e o Método Indireto no IEEE 13.....	122

5.5	SISTEMA – IEEE 13 BARRAS – VARIAÇÃO DA TENSÃO.....	125
5.6	SISTEMA – IEEE 34 BARRAS	132
5.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	138
6	CONCLUSÕES	139
6.1	CONCLUSÕES GERAIS	139
6.2	TRABALHOS FUTUROS.....	140
	REFERÊNCIAS	141
	APÊNDICE A – TERMINOLOGIA E CONCEITOS PARA A PROTEÇÃO	145
	APÊNDICE B – RELÉ - NOMENCLATURA ANSI.....	149
	APÊNDICE C – DADOS SISTEMA 10 BARRAS.....	156

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1– Algoritmo de defeito – Método Direto.....	16
Figura 2.2– Algoritmo de defeito – Método Iterativo.	18
Figura 2.3– Elementos RLC ligados em série.	19
Figura 2.4– Elementos RLC ligados em paralelo.....	21
Figura 2.5– Linha de Carson a quatro condutores com retorno pela terra	22
Figura 2.6– Disposição matricial do modelo PI – equivalente.....	24
Figura 2.7– Ramo trifásico bifurcado a um ramo monofásico.....	26
Figura 2.8– Transformador trifásico.....	28
Figura 2.9– Transformadores monofásicos	28
Figura 2.10– Ligação estrela aterrada – delta.....	29
Figura 2.11– Modelo do transformador trifásico.....	31
Figura 2.12– Representação de carga trifásica em estrela aterrada.....	34
Figura 2.13– Representação de carga trifásica em delta	35
Figura 2.14– Circuito equivalente da máquina.....	36
Figura 2.15– Sistema trifásico com neutro multi-aterrado.....	37
Figura 2.16– Sistema trifásico com um único ponto aterrado.....	38
Figura 2.17– Representação de alguns tipos de curto-circuito.....	39
Figura 3.1– Diagrama unifilar de um sistema de distribuição.....	42
Figura 3.2– Transformador de corrente.....	45
Figura 3.3– Transformador de potencial	47
Figura 3.4– Topologia de um alimentador principal	51
Figura 3.5– Diagrama de ligação do religador	51
Figura 3.6– Chave-fusível com elo de expulsão.....	52

Figura 3.7– Curvas características do fusível.....	53
Figura 3.8– Seccionalizador ligado à jusante do religador.....	54
Figura 3.9– Princípio de coordenação religador x seccionador.....	55
Figura 3.10– Zonas de proteção das unidades instantânea e temporizada	60
Figura 3.11– Dispositivo protetor e protegido.....	61
Figura 3.12– Sistema exemplo da proteção seletiva.....	62
Figura 3.13– Alcance das unidades temporizadas e instantânea. Modelo coordenado.....	63
Figura 3.14– Alcance das unidades temporizadas e instantânea. Modelo seletivo	63
Figura 3.15– Coordenação religador – fusíveis.....	64
Figura 3.16– Coordenação relé – religador	65
Figura 3.17– Coordenação entre fusíveis	66
Figura 3.18– Sistema elétrico com sistema de proteção.....	67
Figura 3.19– Intervalo de tempo de coordenação.....	68
Figura 3.20– Alimentador de distribuição – 135 barras	70
Figura 3.21– Sistema de distribuição com limites dos religadores	71
Figura 3.22– Corrente de curto-circuito desequilibrado.....	72
Figura 4.1– Esquema de ligação do TC em estrela no secundário	77
Figura 4.2– Esquema de ligação estrela aterrada-estrela aterrada do TP	79
Figura 4.3– Identificação dos elos-fusíveis	81
Figura 4.4– Fusível tipo K do exemplo	81
Figura 4.5– Esquema de representação das chaves seccionalizadoras.....	85
Figura 4.6– Curva de atuação por tempo definido	85
Figura 4.7– Curva normal inversa e muito inversa – IEC.....	87
Figura 4.8– Curva moderadamente inversa e muito inversa – ANSI.....	88

Figura 4.9– Fluxograma do algoritmo proposto.....	89
Figura 5.1– Diagrama unifilar do sistema – 3 barra.....	93
Figura 5.2– Variação das correntes para um curto-circuito trifásico	96
Figura 5.3– Coordenograma do sistema – 3 barra.....	98
Figura 5.4– Coordenograma – curto-circuito trifásico	99
Figura 5.5– Coordenograma – curto-circuito bifásico AB	101
Figura 5.6– Coordenograma curto-circuito monofásico – Fase C.....	102
Figura 5.7– Diagrama unifilar do sistema – 3 barra – RTN e R3GT	103
Figura 5.8– Coordenograma curto-circuito monofásico – Fase C.....	104
Figura 5.9– Coordenograma curto-circuito monofásico – RTN e R3GS.....	106
Figura 5.10– Sistema 10 barras	107
Figura 5.11– Coordenograma do sistema 10 barra.....	108
Figura 5.12– Coordenograma – Barra 4 – Fase A.....	109
Figura 5.13– Coordenograma – Barra 5 – Fase A.....	111
Figura 5.14– Coordenograma – Barra 8 – Fase A.....	112
Figura 5.15– Diagrama unifilar sistema IEEE 13 barras modificado.....	113
Figura 5.16– Coordenograma do sistema IEEE 13 barras.....	116
Figura 5.17– Coordenograma – Barra 633 – Fase A.....	118
Figura 5.18– Coordenograma – Barra 634 – Fase A.....	119
Figura 5.19– Coordenograma – Barra 692 – Fase A.....	121
Figura 5.20– Tempos de atuação do sistema IEEE 13 barras – Fase A	122
Figura 5.21– Efeito das considerações das cargas – Fase A	123
Figura 5.22– Diferença das tensões pelo método direto e iterativo.....	124
Figura 5.23– Diferença das correntes pelo método direto e iterativo.....	124

Figura 5.24– Colunas comparativas entres as correntes – Fase A.....	126
Figura 5.25– Coordenograma – Barra 633 – Fase A.....	128
Figura 5.26– Coordenograma – Barra 692 – Fase A.....	129
Figura 5.27– Tempos de atuação para condição normal – Fase A.....	130
Figura 5.28– Tempos de atuação para condição sobretensão – Fase A.....	131
Figura 5.29– Tempos de atuação para condição subtensão – Fase A.....	131
Figura 5.30– Comparação dos tempos de atuação entre as condições – Barra 684.....	132
Figura 5.31– Diagrama unifilar sistema IEEE 34 barras.....	133
Figura 5.32– Tempos de atuação dos dispositivos de proteção - IEEE 34 barras.....	136
Figura 5.33– Tempos de atuação dos dispositivos de proteção – Suprimidas 808 e 890.....	136
Figura 5.34– Diagrama unifilar sistema IEEE 34 barras – Loop.....	137
Figura 5.35– Tempos de atuação dos dispositivos de proteção – 826 e 858.....	138

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1– Parâmetros dos modelos de carga.....	32
Tabela 3.1– Fator de multiplicação da corrente <i>in-rush</i>	59
Tabela 4.1– Relação de transformadores de corrente – NBR 6856.....	78
Tabela 4.2– Relação de transformadores de potencial – NBR 6855.....	80
Tabela 4.3– Elo-fusível protetor e protegido – Tipo K.....	82
Tabela 4.4– Elo-fusível protetor e protegido – Tipo T.....	83
Tabela 4.5– Elo-fusível protetor (Tipo H) e protegido (Tipo K).....	83
Tabela 4.6– Elo-fusível protetor (Tipo H) e protegido (Tipo T).....	84
Tabela 4.7– Classificação das curvas características da norma IEC 60255.....	86
Tabela 4.8– Classificação das curvas características da norma ANSI.....	88
Tabela 5.1– Sistemas analisados.....	92
Tabela 5.2– Dados de impedância própria.....	93
Tabela 5.3– Dados de impedância mútua.....	93
Tabela 5.4– Corrente de curto-circuito trifásico.....	94
Tabela 5.5– Corrente de curto-circuito trifásico a terra.....	94
Tabela 5.6– Corrente de curtos-circuitos monofásicos por fase.....	94
Tabela 5.7– Corrente de curtos-circuitos bifásicos entre fases.....	94
Tabela 5.8– Correntes de curto-circuito bifásico terra entre fases.....	95
Tabela 5.9– Corrente de curto-circuito trifásico.....	95
Tabela 5.10– Corrente de curto-circuito monofásico para cada fase.....	95
Tabela 5.11– Corrente de curtos-circuitos bifásicos AB.....	96
Tabela 5.12– Corrente de curtos-circuitos bifásicos terra AB.....	96
Tabela 5.13– Dados dos dispositivos de proteção.....	97

Tabela 5.14– Valores das variáveis A , B e K	98
Tabela 5.15– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção	99
Tabela 5.16– Corrente de curto-circuito bifásico – Fase AB	100
Tabela 5.17– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção	100
Tabela 5.18– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase C	101
Tabela 5.19– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção	102
Tabela 5.20– Dados dos novos dispositivos de proteção	103
Tabela 5.21– Corrente nos dispositivos de proteção	103
Tabela 5.22– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção	104
Tabela 5.23– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase C	105
Tabela 5.24– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção	105
Tabela 5.25– Correntes de defeito trifásicas	107
Tabela 5.26– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase A – Barra 4	108
Tabela 5.27– Tempo de acionamento – Curto-Circuito monofásico – Barra 4.....	109
Tabela 5.28– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase A – Barra 5	110
Tabela 5.29– Tempo de acionamento – Curto-Circuito monofásico – Barra 5.....	110
Tabela 5.30– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase A – Barra 8	111
Tabela 5.31– Tempo de acionamento – Curto-Circuito monofásico – Barra 8.....	112
Tabela 5.32– Dados dos dispositivos de proteção – religador	113
Tabela 5.33– Dados dos dispositivos de proteção – fusível.....	114
Tabela 5.34– Corrente de curto-circuito trifásico – IEEE 13 Bus.....	114
Tabela 5.35– Corrente de curto-circuito monofásico – IEEE 13 Bus	115
Tabela 5.36– Corrente de curto-circuito bifásico – IEEE 13 Bus	115
Tabela 5.37– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 633	117

Tabela 5.38– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 634	119
Tabela 5.39– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 692	120
Tabela 5.40– Corrente de defeito trifásica IEEE 13 barras – Sobretensão.....	125
Tabela 5.41– Corrente de defeito trifásica IEEE 13 barras – Subtensão.....	126
Tabela 5.42– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 633	127
Tabela 5.43– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 692	129
Tabela 5.44– Dados dos novos dispositivos de proteção – Religador	133
Tabela 5.45– Dados dos dispositivos de proteção – Fusível	134
Tabela 5.46– Corrente de curto-circuito trifásica – IEEE 34 Bus	134
Tabela 5.47– Corrente de curto-circuito monofásica – IEEE 34 Bus	135

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação brasileira de normas técnicas
ANSI	<i>American national standards institute</i>
DEC	Duração de interrupção equivalente por consumidor
DSASC	<i>Distribution system analysis subcommittee</i>
FEC	Frequência de interrupção equivalente por consumidor
FS	Fator de segurança
I_{carga}	Corrente de carga no ponto da instalação
IEC	<i>International electrotechnical commission</i>
IEEE	<i>Institute of electrical and electronics engineers</i>
I_{inrush}	Corrente de magnetização dos transformadores
$I_{\text{pick-up}}$	Corrente de partida dos relés
Matlab®	<i>Software matrix laboratory</i>
NBR	Norma da associação brasileira de norma técnicas
PRODIST	Procedimentos de distribuição
SF6	Hexafloureto de enxofre
TC	Transformador de corrente
TMS	<i>Time multiplier setting</i>
TP	Transformador de potencial

LISTA DE SÍMBOLOS

D^e	Relação da resistividade do solo e a frequência - $2160\sqrt{(\rho/f)}$
D^{xx}	Radio médio geométrico do condutor (ft)
D^{xy}	Distância entre condutores (ft)
A	Matriz de incidência nodal.
I_{abc}	Corrente de fase
jX	Reatância da linha ou alimentador
P_0, Q_0	Potência ativa / reativa na tensão nominal.
Re	Religador
r^n	Resistência do solo
r^x	Resistência do condutor
S_{km}	Potência Aparente entre as barras $k - m$
T	Matriz de tapes do transformador
V_0	Tensão nominal
V^{abc}	Tensões de fase-neutro
V_{km}	Tensão aplicada entre dois pontos
Z^{xx}	Impedâncias próprias do condutor
Z^{xy}	Impedâncias mútuas do condutor
α e β	Coefficientes do modelo exponencial de tipo de carga
ρ	Resistividade do solo
Ω/km	Ohms por quilômetro
ω	Frequência angular ($2\pi f$)
k	Constante de conversão ($0,2 \times 10^{-3}$) para quilômetros (km)

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com o objetivo de atender os desafios na área de distribuição de energia elétrica e fornecer um serviço cada vez mais confiável, com custo cada vez mais reduzido e respondendo as exigências dos órgãos que regulamentam o setor elétrico, é necessário que as empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica invistam em tecnologia de proteção dos sistemas elétricos. O objetivo é melhorar aspectos fundamentais como: a confiabilidade e a segurança do sistema, minimizar gastos com manutenção corretiva e a demanda não atendida, reduzir danos materiais, garantir a satisfação do fornecimento contínuo de energia elétrica e melhorar os índices do DEC (duração de interrupção equivalente por consumidor) e FEC (frequência de interrupção equivalente por consumidor).

Os sistemas elétricos não são imunes a falhas, deste modo é necessário a aplicação de um sistema de proteção com o objetivo de isolar a área com defeito mantendo o resto do sistema em funcionamento. Os defeitos nos sistemas de distribuição são provenientes de causas humanas, causas naturais ou por falhas dos equipamentos. Muitas vezes os efeitos de uma falta em um sistema de distribuição, em que uma enorme quantidade de energia elétrica é dispersa, podem levar a destruição dos equipamentos envolvidos na falha, severas interferências no desempenho do sistema, oferecer danos aos consumidores, perdas de faturamento para as empresas de energia elétrica e colocar em risco as pessoas.

Para que um sistema de proteção cumpra sua finalidade principal deve oferecer características como: segurança do sistema, confiabilidade do sistema, rapidez para extinção da falha, sensibilidade e seletividade como é aludido em BLACKBURN, (2006). Para estudos envolvendo um sistema de proteção, a modelagem e representação do sistema devem ser realizadas de forma a reproduzir fielmente seu comportamento real SOUZA, (2003). Para isso, devem-se considerar todas as características peculiares dos sistemas de distribuição, como por exemplo, sua topologia e seus equipamentos, o desequilíbrio entre as fases e o

desequilíbrio entre as cargas. Portanto, o uso das ferramentas que utilizam somente sequência positiva, negativa e zero nem sempre é indicado.

Para o estudo do sistema de distribuição existem diversas ferramentas de análise em regime permanente, as mesmas utilizam modelos e metodologias simplificadas, onde é suposto que o sistema de distribuição opera em condições de equilíbrio e o acoplamento entre as fases é ignorado ou simplificado. Este tipo de simplificação é responsável por erros na análise dos sistemas de distribuição conforme apresentado em PENIDO, D. R. R. (2008); ARAUJO, L. R., (2011).

Neste trabalho, sendo os sistemas de distribuição de energia elétrica um dos objetos de estudo, as simplificações comumente utilizadas, como por exemplo, considerar o sistema equilibrado, considerar as impedâncias mútuas com valores iguais, omitir o cabo neutro e a influência do aterramento na análise, não serão adotadas, pois estes sistemas operam em condições de desequilíbrio, e, além disso, as linhas de distribuição não possuem transposição entre as fases, possuem ramais monofásicos e ramais bifásicos, cabos neutros, cabos de aterramentos e cargas desequilibradas. Deste modo é indispensável uma análise mais detalhada dos sistemas de distribuição.

1.2 MOTIVAÇÕES PARA ESTE TRABALHO

Os sistemas de distribuição possuem diversos tipos de configurações e requisitos operacionais PANSINI, (2006). Cabe mencionar que cada configuração adotada (radial, malhado, etc.) pode variar de acordo com o país, com as concessionárias ou com o nível de tensão, isso impacta profundamente em outros aspectos, tais como: a proteção, a segurança e a qualidade da energia elétrica GÖNEN, (1986). Em sistemas de distribuição, a configuração trifásica a quatro condutores com múltiplo aterramento do neutro é bastante usada. Isso ocorre devido ao fato da mesma possuir um menor custo de instalação, proporcionar uma maior segurança para os equipamentos e pessoas e uma maior sensibilidade para proteção de faltas do que sistemas trifásicos a três condutores ARAUJO, L. R. (2005). Também existem outros tipos de sistemas como: sem cabo neutro, aterramento sólido, aterramento por resistência, por meio de reatância, entre outros TSAI-HSIANH CHEN, (2001). A desconsideração do cabo

neutro e os aterramentos nos estudos incapacitam a análise completa do sistema de distribuição e pode prejudicar o correto dimensionamento dos equipamentos do sistema de proteção TSAI-HSIANH CHEN; (2001), RIANI; (2008).

Diante destes fatores, este trabalho tem como foco principal a modelagem detalhada do sistema de distribuição com os dispositivos de proteção e a análise dos respectivos sistemas de proteção diante da ocorrência de distúrbios (diversos tipos de defeitos). Além disso, propõe-se investigar se o desempenho do sistema de proteção é afetado quando simplificações são realizadas nas metodologias de análise (comparação monofásica equilibrada e trifásica, com neutros, etc.).

1.3 OBJETIVOS

Especificamente, o objetivo deste trabalho é desenvolver um programa computacional para verificação e avaliação da coordenação e seletividade da proteção em sistema de distribuição, considerando diversos tipos de defeitos. Serão analisados os principais tipos de defeitos, como: os curtos-circuitos trifásicos, bifásicos, monofásicos envolvendo a terra, bem como as aberturas série e defeitos simultâneos. Serão também calculados os valores de magnitude de tensão em todas as barras e as correntes que circulam pelo sistema. Além disso, serão modelados os principais componentes dos sistemas de proteção, como os transformadores de corrente, transformadores de potencial, fusíveis, relés, e chaves.

Neste trabalho, também serão apresentadas as principais características sobre proteção de sobrecorrentes em um sistema elétrico de distribuição, reunindo todas as informações indispensáveis para a execução de projetos e estudos de seletividade e coordenação da proteção das redes elétricas de distribuição. O produto final será um programa computacional para analisar a coordenação e seletividade de um sistema de distribuição, capaz de indicar os pontos onde não existe coordenação da proteção.

Em resumo, os objetivos deste trabalho são:

1. Estudos avançados em redes de distribuição.

2. Adaptação de um programa existente para cálculo de defeitos.
3. Desenvolvimento de um algoritmo para cálculo de defeitos, visando resultados mais exatos nas condições de defeito.
4. Estudo e detalhamento de modelos de equipamentos necessários para a realização da proteção de um sistema de distribuição (linhas, transformadores, elementos RLC, aterramentos, cargas, transformadores de potencial, transformadores de corrente, fusíveis, relés, etc.).
5. Desenvolvimento de procedimento computacional para analisar e avaliar a eficácia da coordenação e a seletividade dos dispositivos de proteção.
6. Identificação de prováveis problemas de coordenação e seletividade.
7. Validação da metodologia utilizando sistemas teste do IEEE e casos reais.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Uma revisão da literatura é apresentada nesta subseção enfatizando as metodologias de análise de defeitos e de proteção de alimentadores.

1.4.1 Metodologia de Análise de Defeitos

Muitas pesquisas sobre anormalidades que ocorrem no sistema de distribuição são analisadas e apresentadas na literatura KINDERMANN (1997); GARCIA, (2001); STEVENSON,(1978). Devido à complexidade e a sua extensão nas análises das irregularidades (defeitos), é praticamente impossível realizar este trabalho sem estudar análises e pesquisas já concluídas nesta área.

Em Tan (1997) é apresentada uma metodologia de cálculo de curto-circuito que tem como base o método de compensação *multiport hybrid*. Além disso, é apresentado um modelo para representar às conexões do transformador. As cargas são modeladas por impedância e potência constante. A publicação ressalta que a corrente de pós-falta é dependente do tipo de

conexão do transformador e as diferentes condições de carga, variando de acordo com cada condição de falta.

Em SOUZA (2003) é apresentado um trabalho que descreve uma metodologia com uma formulação para o cálculo de defeitos em sistemas de energia. Permite a análise de defeitos em sistemas trifásicos desequilibrados, caracterizando-se como uma das vantagens da metodologia. O trabalho descrito possibilita representar qualquer tipo de defeito, seja em série, simultâneo ou em derivação, como também a representação das cargas (possibilidade de representar por vários modelos), aspectos do modelo da rede (representações de ramais monofásicos, ramais bifásicos, rede secundária e transformadores). Uma vez especificadas estas condições de análise a metodologia utiliza a formulação do fluxo de potência continuado trifásico por injeção de correntes para encontrar os valores da corrente de defeito.

Em SILVA (2004) é proposto um trabalho para representar transformadores trifásicos de distribuição. A metodologia utiliza as coordenadas de fase, podendo ser representados transformadores trifásicos de três enrolamentos. A representação do transformador é feita utilizando uma matriz de admitância nodal. Uma vantagem da metodologia é a possibilidade de representar várias conexões do transformador trifásico, isto é representado pela matriz de incidência nodal apropriada, sem nenhuma limitação na representação de transformadores de núcleo envolvente. O método foi aplicado ao modelo de injeção de corrente.

Em CHEN (2005) são avaliadas as variações das capacidades de curto-circuito ao longo do alimentador principal de um sistema de distribuição. Estas variações são obtidas com um sistema de atualização do estado correspondente ao funcionamento da rede de distribuição. O trabalho determina as variações das capacidades de curto-circuito ao longo do alimentador da rede, bem como a variação das correntes de curto-circuito ao longo do alimentador. Estas informações são consideradas importantes para o dimensionamento de equipamentos e para o ajuste da proteção ao longo do alimentador.

Em LAI (2006) é apresentada uma metodologia para o planejamento de alimentadores primários. A metodologia proposta mostra minuciosamente curvas de capacidades de curto-circuito para os equipamentos que fazem parte do sistema de distribuição. As capacidades são encontradas pelo método de curto-circuito de MVA. Uma das vantagens do método descrito é a consideração das características principais como a impedância do transformador,

comprimento da linha dos alimentadores, impedância dos cabos, etc. Com este método e considerando as características particulares de cada sistema encontra-se a capacidade de curto-circuito para cada um dos equipamentos do sistema de distribuição.

Um método para análise de defeitos em sistemas elétricos é apresentado em RIANI (2008). Esta metodologia proporciona vantagens como a representação explícita do cabo neutro e a representação das impedâncias de aterramento do sistema, sem omitir as impedâncias de aterramento em condições de defeito. A metodologia de solução é baseada na técnica do fluxo de potência continuado.

Em MA (2008) é apresentado um método para análise de defeitos em sistemas de distribuição na presença da geração distribuída. O método proposto caracteriza cada tipo de falha que ocorre no sistema e define a contribuição de todas as fontes do sistema para a localização da falta. Isto é determinado por meio da magnitude da corrente de defeito. O trabalho salienta que quanto mais dispersa a geração distribuída mais eficiente e preciso é o método proposto.

Em TENG (2010) é descrito um método eficiente e preciso de análise de curto-circuito em sistemas desequilibrados e fracamente malhados. Para o cálculo dos defeitos são montadas duas matrizes (BIBC e BVBC), a primeira matriz representa a injeção de corrente na barra de falta e a segunda matriz corresponde a tensão na barra, proporcionado por todas as correntes de ramificação do sistema radial. O trabalho é indicado para sistemas radiais fracamente malhados. A metodologia utiliza a variação de tensão ocasionada pela falta, para determinar a injeção de corrente e as correntes dos ramos em condições de falta. As mesmas são obtidas pelas fórmulas para análise de diferentes tipos de falta. O método traz como vantagem um menor tempo computacional e a simplicidade na montagem das matrizes em comparação ao método das componentes simétricas.

Em ABDEL-AKHER (2010) é apresentado um método para a análise de curto-circuito em redes de distribuição multifásicas. Neste método o sistema de distribuição é representado por um sistema equivalente trifásico, o método é desenvolvido em redes de sequência, onde o modelo equivalente trifásico é convertido em redes homólogas de sequência para a análise. Além disso, o trabalho mostra diferenças importantes em relação ao método convencional de

sequência, isto é destacado principalmente na modelagem de alguns equipamentos, além disso, é reforçando a vantagem do método que resolve sistema radial e sistema malhado.

1.4.2 Proteção de Alimentadores

Na literatura existem trabalhos que tratam do desenvolvimento de sistemas, exclusivos para a elaboração da proteção de alimentadores em redes primárias, e que serão umas das bases para a elaboração deste trabalho.

Em ALBRECHT (1964) é apresentado um programa para análise da proteção, simulando faltas do tipo curtos-circuitos trifásicos e bifásicos, o mesmo verifica a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção (relés direcionais e sobrecorrente, fusível e religadores). O programa executa os cálculos de ajuste da proteção e a coordenação dos dispositivos, verificando os tempos de atuação para diferentes magnitudes de corrente de defeito e determinando os tempos de retaguarda dos relés com um intervalo de tempo mais adequado para a coordenação. O usuário deve inserir a localização e o tipo de dispositivo de proteção. Na época em que foi desenvolvido o programa, os relés eletromecânicos só possuíam um tipo de curva de atuação.

Em HONG (1991) é proposto um trabalho para a coordenação dos dispositivos de proteção, no qual a metodologia propõe um sistema especialista para a coordenação destes dispositivos, com a finalidade de dar suporte ao desenvolvimento de projetos que abrangem a proteção. Este mesmo trabalho busca a coordenação eficiente dos dispositivos de proteção. O trabalho tem como proposta uma ferramenta para a análise da coordenação e seletividade dos dispositivos que fazem parte do sistema de proteção. O programa tem como limites a análise dos equipamentos de proteção como relés, fusíveis, religadores e interruptores que devem ser considerados alguns pontos para análise do sistema de distribuição.

Em LI YINHONG (2001) é descrito de forma sucinta um programa computacional capaz de coordenar a proteção de relé de sobrecorrente. O programa é bem definido em cinco partes: a primeira parte é a coordenação dos relés; a segunda corresponde aos cálculos de curto-circuito; a terceira parte do programa proporciona uma interface gráfica, na qual o usuário pode escolher opções gráficas; a quarta parte é responsável pelo tratamento de dados

dos dispositivos de proteção e dos equipamentos pertencentes ao sistema elétrico em estudo; a quinta parte corresponde a algumas funções adicionais.

Em VICENTINI (2003) é proposta uma avaliação completa das informações da proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição e os principais critérios para coordenação e seletividade da proteção de média tensão. O trabalho destaca pontos como: os métodos de cálculos com suas respectivas características, as peculiaridades dos principais dispositivos de proteção e exemplos aplicativos da seletividade e coordenação de dispositivos de proteção. A metodologia procura mostrar que é necessário entender o sistema elétrico em análise e entender o funcionamento dos dispositivos de proteção para que seja possível orientar o ajuste mais adequado para o sistema de proteção.

Em VERMEYEN (2006) é proposto um sistema de proteção com a rápida detecção das correntes de defeito no início do alimentador, uma vez que as correntes de defeito no início do alimentador são de magnitude mais elevadas. Com a incorporação de um gerador de indução no alimentador primário, a corrente de defeito proporcionada pelo gerador de indução deve ser maior que a corrente de disparo ajustada no dispositivo de proteção. O esquema de proteção deve ser capaz de se ajustar ao funcionamento da proteção com a incorporação do gerador de indução no alimentador.

Em ZENGLI YANG (2007) é apresentado um algoritmo para a coordenação automática de dispositivos de proteção contra sobrecorrente. O algoritmo analisa diferentes condições de operação, sejam eles defeitos trifásicos, bifásicos, bifásicos a terra e monofásicos, entre outros tipos que possam afetar a condição normal de funcionamento do sistema. Uma das vantagens apresentadas pela metodologia, é que o usuário tem a possibilidade de definir a sensibilidade dos dispositivos de proteção.

Em PARADELO JUNIOR (2007) é descrita uma metodologia de proteção de sobrecorrente em redes primárias, destacando que as abordagens convencionais não consideram a natureza probabilística das principais variáveis (corrente de defeito, tipo de falta, localização de falta, impedância de defeito) e indicando como vantagem que a abordagem probabilística permite quantificar o risco de uma não coordenação entre os dispositivos. A metodologia possibilita o ajuste dos equipamentos. O trabalho permite avaliar

a influência de algumas variáveis no estudo da proteção, possibilitando identificar a probabilidade da coordenação entre os equipamentos.

Em CHEUNG (2007) é proposta uma estratégia denominada na metodologia como *network - based* focada em sistemas de distribuição e alimentadores conectados a geração distribuída. O trabalho inclui uma base de dados com redes inteligentes aplicados a proteção de alimentadores principais com a incorporação da geração distribuída ao sistema de distribuição. A mesma destaca como vantagens a superação das restrições impostas pela geração distribuída, como o aumento da taxa de falha por causa da incorporação da mesma e as fontes que alimentam os defeitos, o ilhamento não intencional da mesma, entre outros. O trabalho oferece resultados de quatro sistemas teste para a análise dos resultados.

Em COMASSETTO (2008) é apresentado um programa denominado Análise de Sistemas de Proteção (ASP), o qual tem a função de determinar de forma automática os ajustes dos dispositivos de proteção de forma coordenada e seletiva entre os dispositivos analisados para um sistema de distribuição. O programa analisa o sistema de energia elétrica com o fluxo de potência em condições de máximo carregamento. Isto é necessário para poder determinar os ajustes de corrente dos relés e dos religadores, como também, os valores mínimos e máximos correspondentes aos fusíveis. O programa tem a capacidade de selecionar os fusíveis para cada trecho do sistema analisado e com a variação da temporização das curvas dos relés e religadores até que a coordenação seja satisfeita.

Em FUNMILAYO (2009) é apresentada uma abordagem do impacto da inserção da geração distribuída no sistema de proteção já dimensionado, é feita uma análise bem sucinta com a finalidade de minimizar o impacto no ajuste do sistema de proteção. O trabalho enfatiza a perda da configuração do sistema de proteção com a incorporação da geração distribuída, tendo como consequências permanentes falhas, mesmo que as falhas sejam de ordem temporária. Este trabalho analisa defeitos como a fadiga dos fusíveis, o ajuste inadequado e o funcionamento impróprio dos dispositivos de proteção. O estudo indica soluções substituindo os dispositivos de proteção por um religador multifuncional (dispositivo *Off the sheif*), comprovando a diminuição dos problemas provocados com a incorporação da geração distribuída e suavizando o funcionamento equivocado dos dispositivos de proteção. Além disso, apresentam simulações importantes, como falhas dos fusíveis, acionamento

antecipado do religador correspondente a geração distribuída e do derretimento do fusível antes do acionamento do religador.

1.5 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

- Um método para cálculo de curto-circuito em sistemas de distribuição. (i) Método iterativo, as cargas são modeladas de acordo com as características iniciais do sistema e as tensões terminais durante o processo iterativo, os controles podem ser congelados na condição pré-falta e as equações sistêmicas são escritas em injeções de corrente em coordenadas retangulares. (ii) Também foi implementado o método clássico de curto-circuito, denominado neste trabalho de método direto, onde todas as cargas são modeladas como impedância constante, os controles são congelados também nas condições de pré-falta e as equações sistêmicas são escritas em injeções de corrente em coordenadas retangulares, deste modo o método converge em apenas uma iteração. O método iterativo demanda maior tempo computacional para alcançar a convergência que o método direto, porém apresenta melhores resultados para alguns tipos de defeitos, especialmente aqueles com impedância de arco, ambos métodos possibilitam representar os desequilíbrios entre os condutores, redes radiais e malhadas e geração dispersa, com diversos níveis de tensão em coordenadas de fase e valores reais.
- Modelos de equipamentos de proteção e funções de proteção para estudos de defeitos em sistemas de distribuição. Foram modelados fusíveis, disjuntores, relés, religadores, transformadores de corrente e de potencial, bem como as funções de proteção 50 e 51 com base nas normas ANSI e IEC.
- Metodologia computacional para análise da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, com capacidade de detectar falhas, e limites de coordenação e sensibilidade em sistemas de distribuição.
- Metodologia automática para análise da proteção dos sistemas de distribuição para diversos tipos de defeitos e verificação da adequabilidade dos resultados também por saídas gráficas.

- Início da criação de uma base de dados para relés de diferentes fabricantes.
- Início da criação de uma base de dados para fusíveis.

1.6 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS A ESTE TRABALHO

Relacionado a esta dissertação, os seguintes trabalhos foram aceitos para publicação:

- ARAUJO, L. R.; PENIDO, D.R.R; LEDESMA, J. J. G. ; SANTOS, T. S.; PEREIRA, J.L.R.; CARNEIRO JR, S. **Approximations and Errors Analyses Between the Results Achieved by Three-Phase Methodologies and One-Phase Equivalents for the Power Flow Solution**. CIGRE Symposium, 2011, Recife. Anais do CIGRE Symposium, 2011.
- ARAUJO, L. R.; PENIDO, R; GIMENEZ LEDESMA, J.; SANTOS, T. S.; PEREIRA, J.L.R.; CARNEIRO JR, S. **Approximations and Errors Analyses Between the Results Achieved by Three-Phase Methodologies and One-Phase Equivalents for the Power Flow Solution**. Revista Eletro Evolução Sistemas de Potência, ISSN 1806-1877 n° 65 – Dezembro de 2011.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em seis capítulos, incluindo esta introdução, além dos apêndices que serão descritos de forma resumida.

O Capítulo 1 apresenta uma introdução ao tema da dissertação, abordando sua relevância, os objetivos, a revisão bibliográfica sobre defeitos e proteção, as contribuições resultantes deste trabalho e a estrutura disposta na dissertação.

O Capítulo 2 descreve uma introdução teórica sobre os sistemas de distribuição, as características dos equipamentos pertencentes à rede elétrica e os diferentes tipos de curtos-

circuitos em alimentadores nas redes de distribuição. É explicado o algoritmo responsável pela análise de defeito em sistema de distribuição utilizado neste trabalho.

Já o Capítulo 3 oferece uma introdução sobre o sistema de proteção em sistemas de distribuição, com os principais dispositivos de proteção, descrevendo suas respectivas funcionalidades e aplicações. Também são explanados os princípios da coordenação e seletividade.

O Capítulo 4 descreve a metodologia proposta visando a implementação computacional dos estudos de coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção. Também é abordado de forma detalhada o algoritmo proposto para a análise da proteção e os modelos dos dispositivos de proteção.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos com a metodologia proposta. Realiza-se, a avaliação da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção a partir de diferentes casos estudados em sistemas IEEE de distribuição.

O Capítulo 6 descreve as principais conclusões relacionadas ao tema estudado, bem como as considerações finais acerca dos resultados obtidos e sugestões para trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta os termos comumente utilizados na área de proteção, visando maior clareza e domínio do assunto.

O Apêndice B descreve a nomenclatura do relé pela norma ANSI, os principais números associados às funções com foco de facilitar o entendimento da sua aplicação.

O Apêndice C detalha os dados do sistema elétrico de 10 barras, assim como os dados dos dispositivos de proteção.

2 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE DEFEITOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Defeitos em sistemas de distribuição de energia elétrica ocorrem frequentemente e são ocasionados principalmente por agentes externos à rede como: descargas atmosféricas, chuvas, ventos, árvores, animais, ou por defeitos em equipamentos. O dimensionamento incorreto ou a operação do sistema fora dos limites máximos dos equipamentos também podem causar falhas nestes sistemas. Qualquer que seja a fonte de defeito, geralmente tem-se como resultado, altas correntes, perdas de parte do sistema e afundamento e/ou picos de tensão. O defeito em um sistema elétrico, se não for mitigado em tempo hábil, poderá afetar o sistema de potência como um todo, causando a interrupção do fornecimento de energia e afetando o desempenho do sistema de distribuição GÖNEN (1986).

Os defeitos mais comuns encontrados no sistema de distribuição são contatos dos condutores de fase entre si e com a terra, com ou sem impedância, originando os diferentes tipos de curto-circuito como os curtos trifásicos, bifásicos, bifásicos a terra e monofásicos. Os defeitos podem proporcionar a abertura de cabos, afetando a configuração do sistema de distribuição PANSINI (2006).

Em casos de defeito em locais com considerável impedância entre a fonte e o ponto de curto-circuito (fato com maior possibilidade de ocorrer em sistemas de distribuição) ou com resistência de contato elevada, a corrente de curto-circuito pode ser da mesma ordem de grandeza da corrente de carga, dificultando a sua identificação, questão que será abordada neste trabalho no Capítulo 3. Outro fenômeno de interesse são os desequilíbrios característicos dos sistemas de distribuição que devem ser corretamente representados nas ferramentas de análise dos mesmos, objetivando obter um resultado mais próximo possível da realidade PENIDO, D. R. R. (2010).

A crescente necessidade de estudos mais refinados motiva o desenvolvimento de uma metodologia de análise do sistema de proteção em sistema de distribuição, que contemple

todas as características do sistema elétrico, focando a situação em que o sistema esteja em falta. Neste capítulo será apresentada a formulação de uma metodologia para análise de defeito em redes elétricas. Serão modelados os principais equipamentos encontrados nos sistema de distribuição, como os alimentadores e transformadores.

Este capítulo está dividido em quatro seções: a seção 2.2 apresenta o fluxograma com os detalhes do algoritmo de solução de defeito chamado de modulo de defeito, na seção 2.3 é apresentada a modelagem dos principais equipamentos encontrados nos sistemas de distribuição e finalmente na sessão 2.4 são apresentados os tipos de defeitos que serão abordados nos casos estudados.

2.2 ALGORITMO DE ANÁLISE DE DEFEITOS

Com o objetivo de realizar uma análise dos defeitos no sistema elétrico em regime permanente e visando estudos de proteção em redes de distribuição, foi desenvolvido um método para calculo de correntes e tensões de falta. *(i)* Método iterativo, as cargas são modeladas de acordo com as características iniciais e as tensões terminais durante o processo iterativo, os dispositivos de controle são considerados constantes, com valores iguais ao caso pré-falta e as equações sistêmicas são escritas em injeções de corrente em coordenadas retangulares, o método demanda maior tempo para alcançar a convergência que o método direto, porém apresenta melhores resultados para alguns tipos de defeitos, especialmente aqueles com impedância de defeito. Também foi implementado o método clássico para efetuar os cálculos de curto-circuito, denominado neste trabalho de *(ii)* método direto, onde todas as cargas são modelas como impedância constante, os controles como no caso *(i)* e as equações sistêmicas são escritas em injeções de corrente em coordenadas retangulares, deste modo o método converge em apenas uma iteração.

2.2.1 Método Direto

Com o intuito de criar uma metodologia rápida e com considerável precisão para o cálculo das correntes de defeito foi utilizado o método de injeção de correntes em coordenadas retangulares. A execução padrão da metodologia, utiliza as cargas modeladas

exponencialmente com os coeficientes α e β iguais à 2 (não foi utilizado o modelo ZIP – KUNDUR (1994), pois o modelo ZIP é uma particularização do modelo exponencial) e é considerado os tapes fixos na condição pré-falta. Estes fatos são justificados, pois durante a falta as tensões nodais na região próxima a falta estão baixas e que consideráveis partes das cargas se comportam como cargas de impedância constante e durante a falta o controle de tape não é suficientemente rápido para promover uma mudança de tape. Com estas simplificações o cálculo de defeito converge com apenas uma iteração. Mas se for interesse do usuário pode ser representado outros modelos de cargas e controles de tapes.

$$S_{km} = P_0 \left(\frac{|V_{km}|}{|V_0|} \right)^\alpha + jQ_0 \left(\frac{|V_{km}|}{|V_0|} \right)^\beta \quad (1)$$

Onde,

- V_{km} Tensão aplicada na carga
- V_0 Tensão nominal.
- P_0, Q_0 Potência ativa / reativa na tensão nominal.
- α e β Coeficientes respectivos do tipo de carga.

A Figura 2.1– apresenta o fluxograma do algoritmo de solução implementado neste trabalho. O programa computacional foi desenvolvido na plataforma MatLab[®] (*Matrix Laboratory*) e foi subdividido em sub-rotinas. Os detalhes de todas as sub-rotinas do processo de solução são descritos a seguir.

- Módulo I:

Neste módulo são adquiridos todos os dados do sistema em análise, como também são declarados os pontos onde serão simulados os defeitos. Os equipamentos modelados na metodologia necessitam de informações a serem declaradas como: as barras (tensão e ângulo por barra para quatro fios), as linhas de distribuição (impedâncias próprias e mútuas entre as fases), os transformadores (tipo de conexão, potência, tensão nos enrolamentos, resistência e indutância), as máquinas e subestações (tensão e aterramento), os elementos RLC

(impedâncias entre fases), aterramentos (pontos de aterramento), as cargas (barras e magnitude da carga).

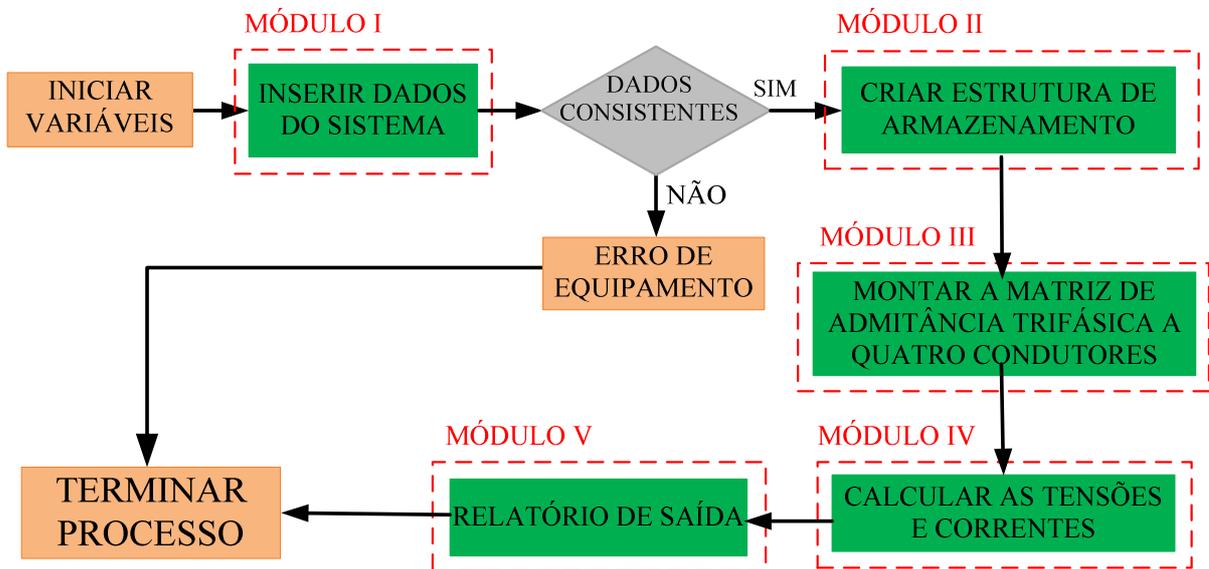


Figura 2.1– Algoritmo de defeito – Método Direto.

- Módulo II:

Neste módulo é realizado um tratamento dos dados introduzidos no módulo I. Neste módulo também são verificados os dados e são montadas as estruturas de armazenamento utilizando os conceitos de orientação a objetos ARAUJO, L. R. (2005).

- Módulo III:

Neste módulo são criadas as submatrizes de admitância para cada componente do sistema, com o propósito de determinar a matriz de admitância nodal do sistema. Os modelos de equipamentos utilizados nesta metodologia são descritos na seção 2.3.

- Módulo IV:

Neste módulo são calculadas as tensões nodais e as correntes nos equipamentos para uma dada condição de defeito. A metodologia utilizada para realização dos cálculos é descrita nas seções 2.3 e 2.4

- Módulo V:

Neste módulo é gerado um arquivo de saída contendo os seguintes dados: correntes e ângulos em todos os equipamentos e as tensões nodais em cada barra do sistema.

2.2.2 Método Iterativo

Este método demanda maior tempo computacional, porém apresenta melhor precisão numérica para o cálculo de correntes de falta. O método proposto é mais indicado para calcular as correntes e tensões de falta quando o sistema está submetido a defeitos do tipo abertura de circuito ou curtos-circuitos com considerável impedância de falta. Além disso, este método também é baseado no método de injeção de correntes em coordenadas retangulares.

Inicialmente as cargas são modeladas exponencialmente com coeficientes α e β iguais à 2 e os tapes fixos na condição pré-falta, uma vez estabelecidas estas condições são calculadas as tensões de defeitos. Deste modo é garantida a convergência em apenas uma iteração, conforme indicado no método direto.

Após executada a primeira iteração é feita uma análise das tensões nodais em cada iteração seguinte, de tal modo que caso a tensão for inferior a 0,85 p.u. ou superior à 1,15 p.u. as cargas conectadas ao nó correspondente são modeladas com $Z_{\text{constante}}$ (α e β iguais à 2). Caso a tensão estiver entre [0,85 a 1,15] p.u. o modelo original da carga é considerado. Ressalta-se que no caso de cargas bifásicas são avaliadas ambos os nós de conexão e se um nó apresentar desvio de tensão [0,85 a 1,15] p.u. a carga será modelada como $Z_{\text{constante}}$.

Este método apresenta praticamente os mesmos resultados numéricos de SOUZA (2003) e RIANI (2008), mas com um desempenho computacional muito superior devido ao reduzido número de iterações para alcançar a convergência.

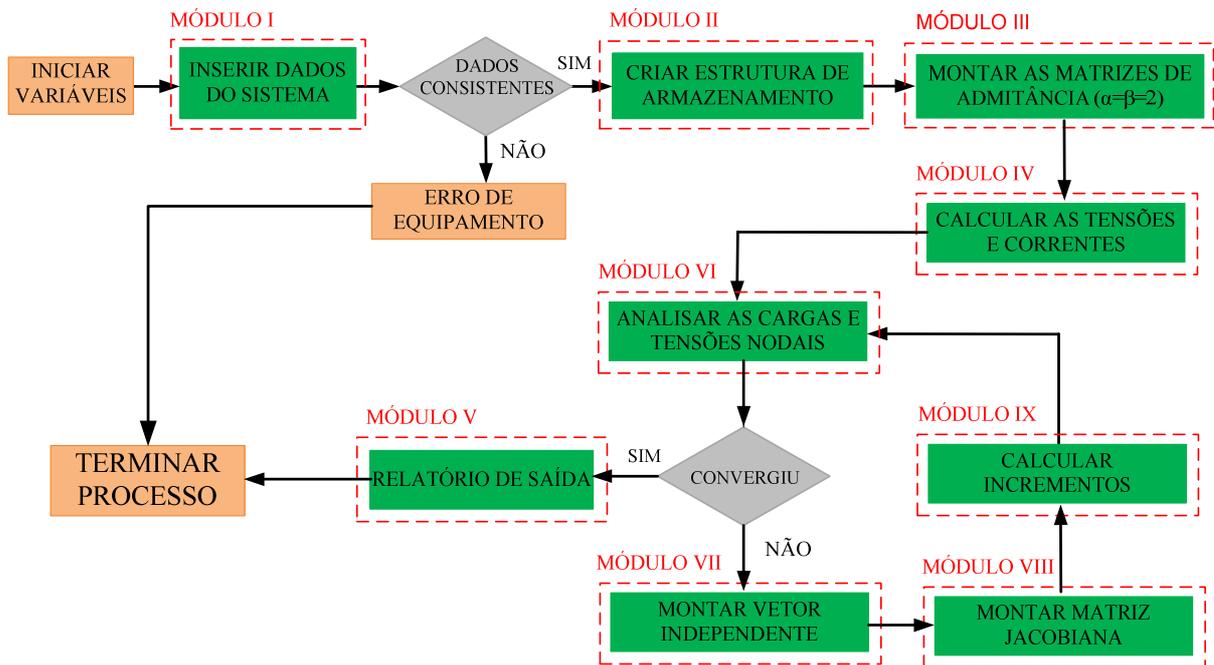


Figura 2.2– Algoritmo de defeito – Método Iterativo.

A Figura 2.2 ilustra o fluxograma do algoritmo iterativo de solução implementado neste trabalho. Da mesma forma que o anterior, o programa computacional foi desenvolvido na plataforma MatLab[®] (*Matrix Laboratory*) e foi subdividido em sub-rotinas. Os detalhes de todas as sub-rotinas do processo de solução são descritos a seguir.

- Módulo I, II, III, IV e V: Semelhante aos módulos correspondentes do método direto.
- Módulo VI:

Neste módulo é feita a análise do nível de tensão em cada nó, caso as tensões nodais estejam entre os limites [0,85 a 1,15] p.u. as cargas serão modeladas conforme indicação do arquivo de entrada. Caso as cargas possuam outros valores de tensões nodais, elas serão modeladas como impedância constante.

- Módulo VII:

Neste módulo é montado o vetor independente do método de Newton-Rapshon conforme realizado em PENIDO, D. R. R. (2004).

- Módulo VIII:

Neste módulo é montada a matriz jacobiana das equações de injeção de correntes em coordenadas retangulares conforme realizado em PENIDO, D. R. R. (2004).

- Módulo IX:

Neste módulo são calculados os incrementos das variáveis de estado do problema.

2.3 MODELAGEM DE EQUIPAMENTOS

2.3.1 Modelo RLC

Os elementos lineares passivos do tipo resistência, indutância e capacitância (RLC), são utilizados para representar diversos componentes do sistema elétrico, como os capacitores, indutores, disjuntores, seccionadores, chaves, filtros, alguns tipos de cargas, aterramentos, entre outros. Os elementos RLC podem estar conectados em série (Figura 2.3) ou em paralelo (Figura 2.4) e podem ser conectados entre duas barras ou entre uma barra e terra.

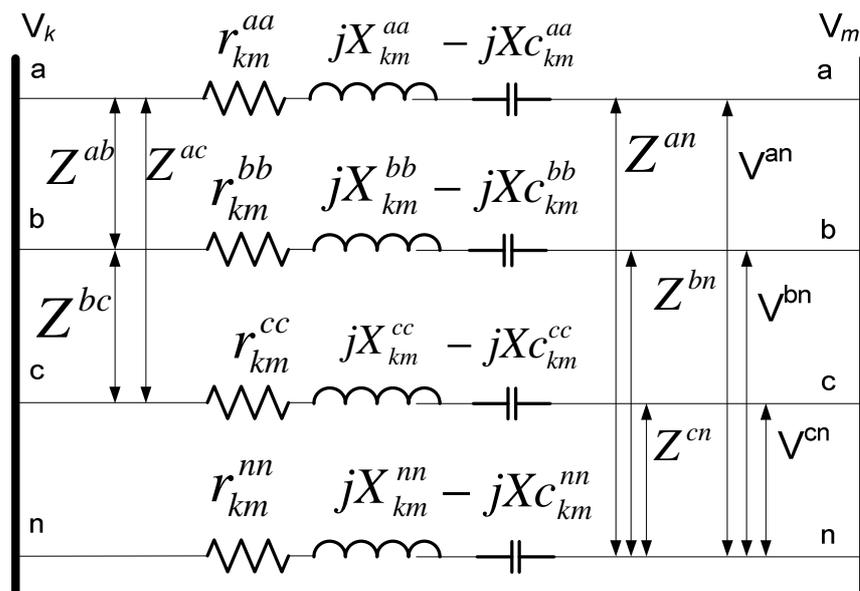


Figura 2.3– Elementos RLC ligados em série.

Onde:

- \mathbf{r}_{km}^{abcn} Resistência da linha no ramo $k-m$.
 $j\mathbf{X}_{km}^{abcn}$ Indutância da linha no ramo $k-m$.
 $-j\mathbf{X}_{km}^{abcn}$ Capacitância da linha no ramo $k-m$.

Convertendo os parâmetros em admitâncias:

$$\mathbf{Z}_{km}^{abcn} = \mathbf{r}_{km}^{abcn} + j\mathbf{X}_{km}^{abcn} \quad (2)$$

$$\mathbf{Y}_{km}^{abcn} = \text{inv}(\mathbf{Z}_{km}^{abcn}) \quad (3)$$

As correntes injetadas nas barras k e m relativas aos elementos RLC conectados em série são dadas pela expressão (4) e (5).

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \\ I_k^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{km}^{aa} & Y_{km}^{ab} & Y_{km}^{ac} & Y_{km}^{an} \\ Y_{km}^{ba} & Y_{km}^{bb} & Y_{km}^{bc} & Y_{km}^{bn} \\ Y_{km}^{ca} & Y_{km}^{cb} & Y_{km}^{cc} & Y_{km}^{cn} \\ Y_{km}^{na} & Y_{km}^{nb} & Y_{km}^{nc} & Y_{km}^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k^a - V_m^a \\ V_k^b - V_m^b \\ V_k^c - V_m^c \\ V_k^n - V_m^n \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\begin{bmatrix} I_m^a \\ I_m^b \\ I_m^c \\ I_m^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{mk}^{aa} & Y_{mk}^{ab} & Y_{mk}^{ac} & Y_{mk}^{an} \\ Y_{mk}^{ba} & Y_{mk}^{bb} & Y_{mk}^{bc} & Y_{mk}^{bn} \\ Y_{mk}^{ca} & Y_{mk}^{cb} & Y_{mk}^{cc} & Y_{mk}^{cn} \\ Y_{mk}^{na} & Y_{mk}^{nb} & Y_{mk}^{nc} & Y_{mk}^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_m^a - V_k^a \\ V_m^b - V_k^b \\ V_m^c - V_k^c \\ V_m^n - V_k^n \end{bmatrix} \quad (5)$$

A conexão dos elementos RLCs em paralelo é ilustrada na Figura 2.4:

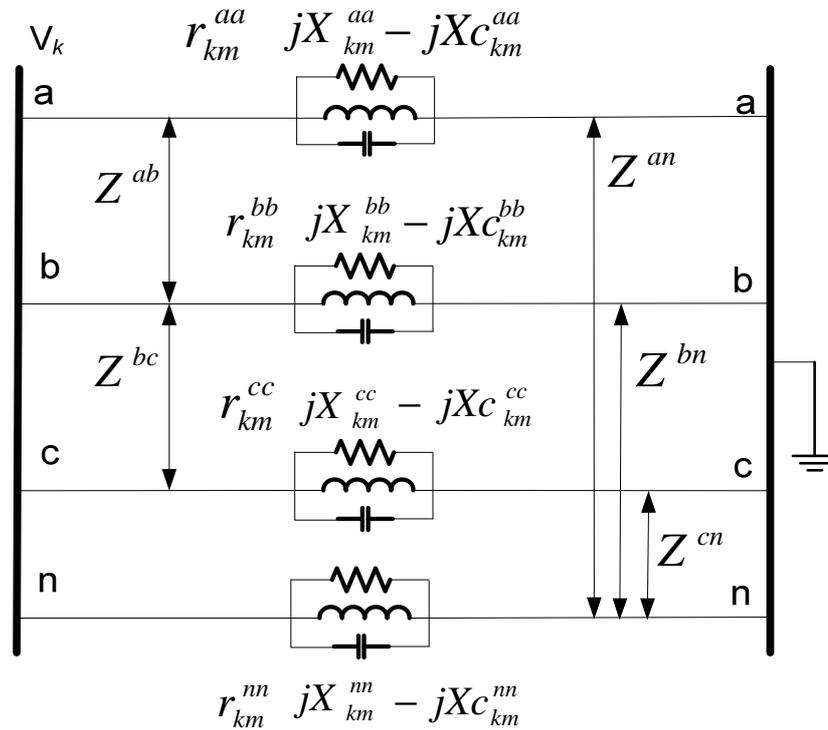


Figura 2.4– Elementos RLC ligados em paralelo.

Onde:

- \mathbf{r}_k^{abcn} Resistência da linha no ramo k .
- $j\mathbf{X}_k^{abcn}$ Indutância da linha no ramo k .
- $-j\mathbf{Xc}_k^{abcn}$ Capacitância da linha no ramo k .

A corrente injetada na barra k , correspondente aos componentes RLC, conectados entre a barra k e a terra e dada pela equação (6).

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \\ I_k^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_k^{aa} & Y_k^{ab} & Y_k^{ac} & Y_k^{an} \\ Y_k^{ba} & Y_k^{bb} & Y_k^{bc} & Y_k^{bn} \\ Y_k^{ca} & Y_k^{cb} & Y_k^{cc} & Y_k^{cn} \\ Y_k^{na} & Y_k^{nb} & Y_k^{nc} & Y_k^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \\ V_k^n \end{bmatrix} \quad (6)$$

2.3.2 Modelo de Linha de Distribuição

O modelo utilizado neste trabalho para representar as linhas de distribuição e cabos é o modelo π – equivalente a parâmetros concentrados. Os parâmetros das linhas de distribuição serão calculados utilizando o “método De” PENIDO, D. R. R. (2008), pois apresenta resultados com considerável precisão na análise de sistema de distribuição.

Utilizando as equações de Carson ANDERSON (1995) é possível calcular os elementos de uma matriz de impedância primitiva para uma linha a quatro condutores.

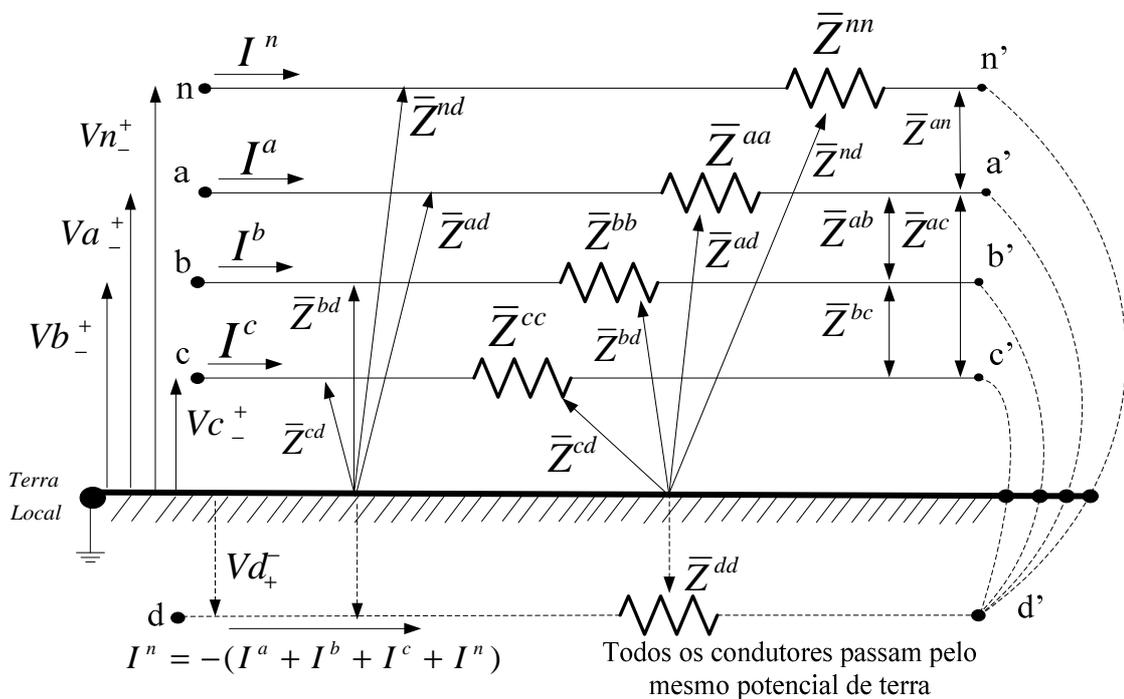


Figura 2.5– Linha de Carson a quatro condutores com retorno pela terra

A tensão do sistema pode ser calculada pela expressão (7):

$$\begin{bmatrix} V_{km}^a \\ V_{km}^b \\ V_{km}^c \\ V_{km}^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{km}^{aa} & Z_{km}^{ab} & Z_{km}^{ac} & Z_{km}^{an} \\ Z_{km}^{ba} & Z_{km}^{bb} & Z_{km}^{bc} & Z_{km}^{bn} \\ Z_{km}^{ca} & Z_{km}^{cb} & Z_{km}^{cc} & Z_{km}^{cn} \\ Z_{km}^{na} & Z_{km}^{nb} & Z_{km}^{nc} & Z_{km}^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{km}^a \\ I_{km}^b \\ I_{km}^c \\ I_{km}^d \end{bmatrix} \quad (7)$$

Os valores correspondentes a impedância própria da linha Z^{xx} e a impedância mútua entre as fases Z^{xy} podem ser calculadas conforme as expressões (8) e (9).

$$Z^{xx} = (r^x + r^n) + j\omega k \ln\left(\frac{D^e}{D^{xx}}\right) \quad (8)$$

$$Z^{xy} = r^n + j\omega k \ln\left(\frac{D^e}{D^{xy}}\right) \quad (9)$$

Sendo para as equações (8) e (9) os termos correspondentes:

- r^x Resistência do condutor em Ω / Km
- r^n Resistência do solo em Ω / Km ($9.8669 \times 10^{-4} f$)
- ω Frequência angular ($2\pi f$)
- k Constante de conversão (0.2×10^{-3}) para quilômetros (km)
- D^e Relação da resistividade do solo e a frequência ($2160 \sqrt{\rho / f}$)
- D^{xx} Radio médio geométrico do condutor (ft)
- D^{xy} Distância entre condutores (ft)
- x, y Índices que indicam as fases A, B, C e do Neutro.

Os parâmetros do modelo π – equivalente são ilustrados na Figura 2.6

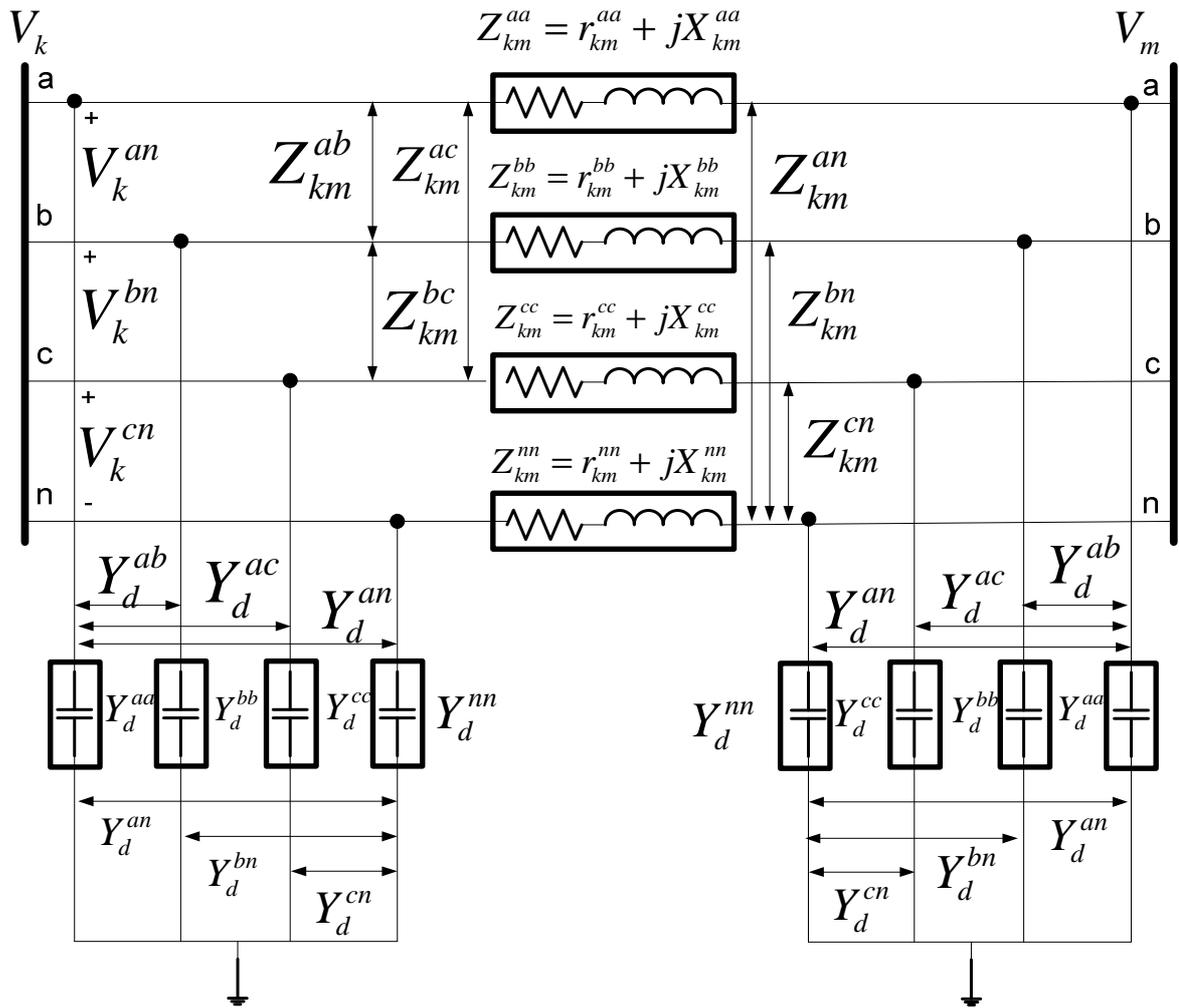


Figura 2.6– Disposição matricial do modelo PI – equivalente

É possível abordar a matriz de impedância primitiva do modelo de linha utilizado sob forma matricial, conforme demonstrado nas equações (10), (11), (12) e (13).

$$[\mathbf{Z}_{km}^{abcn}] = \begin{bmatrix} Z_{km}^{aa} & Z_{km}^{ab} & Z_{km}^{ac} & Z_{km}^{an} \\ Z_{km}^{ba} & Z_{km}^{bb} & Z_{km}^{bc} & Z_{km}^{bn} \\ Z_{km}^{ca} & Z_{km}^{cb} & Z_{km}^{cc} & Z_{km}^{cn} \\ Z_{km}^{na} & Z_{km}^{nb} & Z_{km}^{nc} & Z_{km}^{nn} \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\begin{bmatrix} Z_{km}^{aa} & Z_{km}^{ab} & Z_{km}^{ac} & Z_{km}^{an} \\ Z_{km}^{ba} & Z_{km}^{bb} & Z_{km}^{bc} & Z_{km}^{bn} \\ Z_{km}^{ca} & Z_{km}^{cb} & Z_{km}^{cc} & Z_{km}^{cn} \\ Z_{km}^{na} & Z_{km}^{nb} & Z_{km}^{nc} & Z_{km}^{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^{aa} & r_{km}^{ab} & r_{km}^{ac} & r_{km}^{an} \\ r_{km}^{ba} & r_{km}^{bb} & r_{km}^{bc} & r_{km}^{bn} \\ r_{km}^{ca} & r_{km}^{cb} & r_{km}^{cc} & r_{km}^{cn} \\ r_{km}^{na} & r_{km}^{nb} & r_{km}^{nc} & r_{km}^{nn} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{km}^{aa} & x_{km}^{ab} & x_{km}^{ac} & x_{km}^{an} \\ x_{km}^{ba} & x_{km}^{bb} & x_{km}^{bc} & x_{km}^{bn} \\ x_{km}^{ca} & x_{km}^{cb} & x_{km}^{cc} & x_{km}^{cn} \\ x_{km}^{na} & x_{km}^{nb} & x_{km}^{nc} & x_{km}^{nn} \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$\begin{bmatrix} Y_{km}^a \\ Y_{km}^b \\ Y_{km}^c \\ Y_{km}^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{km}^{aa} & b_{km}^{ab} & b_{km}^{ac} & b_{km}^{an} \\ b_{km}^{ba} & b_{km}^{bb} & b_{km}^{bc} & b_{km}^{bn} \\ b_{km}^{ca} & b_{km}^{cb} & b_{km}^{cc} & b_{km}^{cn} \\ b_{km}^{na} & b_{km}^{nb} & b_{km}^{nc} & b_{km}^{nn} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$Y_{linha} = inv(Z_{linha} * Distancia) \quad (13)$$

Onde, os componentes do modelo da linha são:

- Z^{xx} Impedâncias próprias das fases A, B, C e do Neutro.
- Y_d^{xx} Admitâncias próprias em derivação das fases A, B, C e do Neutro.
- r^{xx} Resistências próprias das fases A, B, C e do Neutro.
- x^{xx} Reatâncias próprias das fases A, B, C e do Neutro.
- b^{xx} Susceptâncias próprias das fases A, B, C e do Neutro.
- Z^{xy} Impedâncias mútuas de todas as fases e do Neutro.
- Y_d^{xy} Admitâncias mútuas em derivação de todas as fases e do Neutro.
- r^{xy} Resistências mútuas de todas as fases e do Neutro.
- x^{xy} Reatâncias mútuas de todas as fases e do Neutro.
- b^{xy} Susceptâncias mútuas de todas as fases e do Neutro.
- x, y Índices que indicam as fases A, B, C e do Neutro.

As correntes injetadas entre duas barras $k-m$ pelos elementos em derivação da barra k do sistema são dadas pela expressão (14):

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \\ I_k^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_k^{aa} & Y_k^{ab} & Y_k^{ac} & Y_k^{an} \\ Y_k^{ba} & Y_k^{bb} & Y_k^{bc} & Y_k^{bn} \\ Y_k^{ca} & Y_k^{cb} & Y_k^{cc} & Y_k^{cn} \\ Y_k^{na} & Y_k^{nb} & Y_k^{nc} & Y_k^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \\ V_k^n \end{bmatrix} \quad (14)$$

As correntes injetadas entre duas barras pela linha $k-m$ (Figura 2.6) são representadas pela expressão (14), a expressão (15) corresponde às correntes injetadas na barra k e a expressão (16) para a barra m .

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \\ I_k^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{km}^{aa} & Y_{km}^{ab} & Y_{km}^{ac} & Y_{km}^{an} \\ Y_{km}^{ba} & Y_{km}^{bb} & Y_{km}^{bc} & Y_{km}^{bn} \\ Y_{km}^{ca} & Y_{km}^{cb} & Y_{km}^{cc} & Y_{km}^{cn} \\ Y_{km}^{na} & Y_{km}^{nb} & Y_{km}^{nc} & Y_{km}^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k^a - V_m^a \\ V_k^b - V_m^b \\ V_k^c - V_m^c \\ V_k^n - V_m^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_k^{aa} & Y_k^{ab} & Y_k^{ac} & Y_k^{an} \\ Y_k^{ba} & Y_k^{bb} & Y_k^{bc} & Y_k^{bn} \\ Y_k^{ca} & Y_k^{cb} & Y_k^{cc} & Y_k^{cn} \\ Y_k^{na} & Y_k^{nb} & Y_k^{nc} & Y_k^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \\ V_k^n \end{bmatrix} \quad (15)$$

$$\begin{bmatrix} I_m^a \\ I_m^b \\ I_m^c \\ I_m^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{km}^{aa} & Y_{km}^{ab} & Y_{km}^{ac} & Y_{km}^{an} \\ Y_{km}^{ba} & Y_{km}^{bb} & Y_{km}^{bc} & Y_{km}^{bn} \\ Y_{km}^{ca} & Y_{km}^{cb} & Y_{km}^{cc} & Y_{km}^{cn} \\ Y_{km}^{na} & Y_{km}^{nb} & Y_{km}^{nc} & Y_{km}^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_m^a - V_k^a \\ V_m^b - V_k^b \\ V_m^c - V_k^c \\ V_m^n - V_k^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_m^{aa} & Y_m^{ab} & Y_m^{ac} & Y_m^{an} \\ Y_m^{ba} & Y_m^{bb} & Y_m^{bc} & Y_m^{bn} \\ Y_m^{ca} & Y_m^{cb} & Y_m^{cc} & Y_m^{cn} \\ Y_m^{na} & Y_m^{nb} & Y_m^{nc} & Y_m^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_m^a \\ V_m^b \\ V_m^c \\ V_m^n \end{bmatrix} \quad (16)$$

Em sistemas de distribuição existem diversas linhas monofásicas ou bifásicas, comumente encontradas em áreas rurais. Para modelar esta linha é utilizada uma grandeza elevada na diagonal das fases ausentes. Um exemplo desta metodologia é mostrado na Figura 2.7, uma linha trifásica entre $k-m$ onde é bifurcada em um ramo monofásico entre $m-l$.

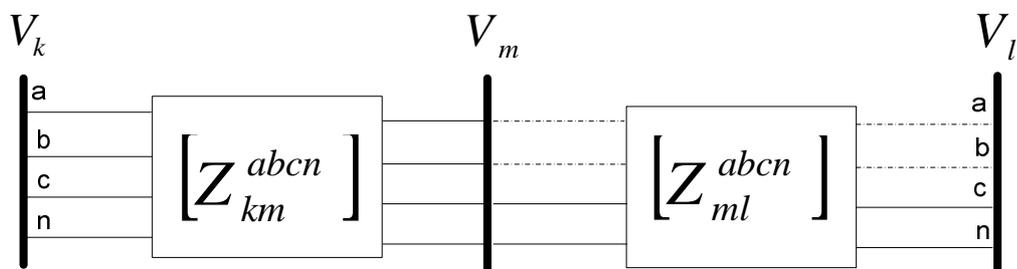


Figura 2.7– Ramo trifásico bifurcado a um ramo monofásico.

$$\mathbf{Z}_{ml}^{abcn} = \begin{bmatrix} 10^{10} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 10^{10} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{ml}^{cc} & Z_{ml}^{cn} \\ 0 & 0 & Z_{ml}^{nc} & Z_{ml}^{nn} \end{bmatrix} \quad (17)$$

2.3.3 Modelo de Transformador

Devido às características dos transformadores em condições de defeito, como por exemplo, um curto-circuito monofásico no enrolamento primário conectado em estrela aterrada reflete como um curto-circuito bifásico sem terra no enrolamento secundário conectado em delta, surgindo para este caso uma restrição da corrente de curto-circuito pelo aterramento. Este tipo de situação é dependente da conexão do transformador, e então é necessária a modelagem detalhadas do transformador para a análise de defeito PENIDO, D. R. R., (2008); ARAUJO, L. R. (2005); SILVA (2004).

Nesta metodologia a modelagem do transformador será realizada em coordenadas de fase, em virtude da sua simplicidade, robustez e sua capacidade de generalizar quando comparada com a modelagem em componentes simétricos. Os modelos apresentados são baseados nos trabalhos PENIDO, D. R. R. (2008); CHEN (2005); SILVA (2004).

Os parâmetros de entrada necessários para modelar o transformador na formulação proposta são: a potência base, a resistência, reatância de dispersão dos enrolamentos, tensões e conexão dos enrolamentos, a resistência de aterramento, a reatância de magnetização e o sistema de tapes.

A modelagem apresentada neste trabalho pode ser utilizada para modelar transformadores trifásicos (Figura 2.8), ou bancos de transformadores monofásicos (Figura 2.9).

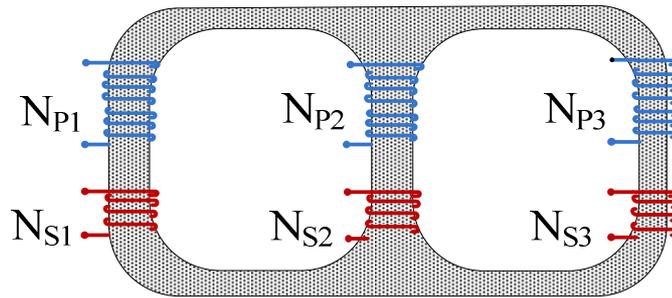


Figura 2.8– Transformador trifásico.

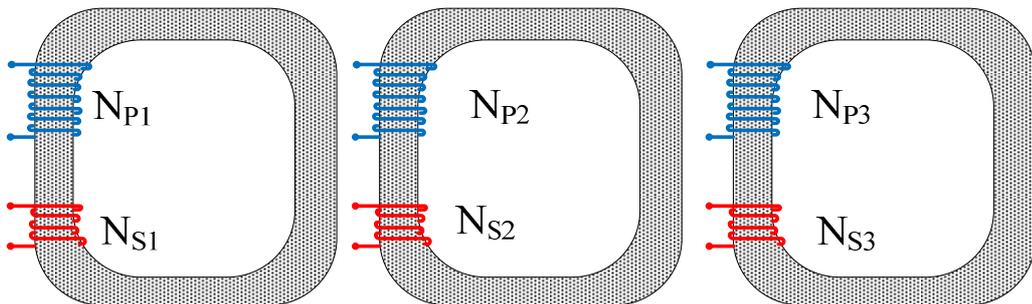


Figura 2.9– Transformadores monofásicos

Para o correto cálculo da matriz admitância nodal ($\mathbf{Y}_{\text{barra}}$) relativa aos transformadores, deve-se seguir o seguinte algoritmo:

- a) Montar a matriz $\mathbf{Z}_{\text{primitiva}}$ do elemento, levando-se em conta todas as conexões.

$$\mathbf{Z}_{\text{primitiva}} = \begin{bmatrix} Z_p^{aa} & Z_p^{ab} & Z_p^{ac} & Z_p^{an} & Z_{ps}^{aa} & Z_{ps}^{ab} & Z_{ps}^{ac} & Z_{ps}^{an} \\ Z_p^{ba} & Z_p^{bb} & Z_p^{bc} & Z_p^{bn} & Z_{ps}^{ba} & Z_{ps}^{bb} & Z_{ps}^{bc} & Z_{ps}^{bn} \\ Z_p^{ca} & Z_p^{cb} & Z_p^{cc} & Z_p^{cn} & Z_{ps}^{ca} & Z_{ps}^{cb} & Z_{ps}^{cc} & Z_{ps}^{cn} \\ Z_p^{na} & Z_p^{nb} & Z_p^{nc} & Z_p^{nn} & Z_{ps}^{na} & Z_{ps}^{nb} & Z_{ps}^{nc} & Z_{ps}^{nn} \\ \hline Z_s^{aa} & Z_s^{ab} & Z_s^{ac} & Z_s^{an} & Z_s^{aa} & Z_s^{ab} & Z_s^{ac} & Z_s^{an} \\ Z_s^{ba} & Z_s^{bb} & Z_s^{bc} & Z_s^{bn} & Z_s^{ba} & Z_s^{bb} & Z_s^{bc} & Z_s^{bn} \\ Z_s^{ca} & Z_s^{cb} & Z_s^{cc} & Z_s^{cn} & Z_s^{ca} & Z_s^{cb} & Z_s^{cc} & Z_s^{cn} \\ Z_s^{na} & Z_s^{nb} & Z_s^{nc} & Z_s^{nn} & Z_s^{na} & Z_s^{nb} & Z_s^{nc} & Z_s^{nn} \end{bmatrix} \quad (18)$$

Onde os termos correspondentes da matriz de impedância primitiva são:

A, B, C e N Representam as fases e o cabo neutro

p e s Representam o grupo do primário e do secundário do transformador.

É possível reescrever a expressão (18) em forma compacta, como apresentada na expressão (19):

$$\mathbf{Z}_{\text{Primitiva}}^{\text{abcn}} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{\text{p}}^{\text{abcn}} & \mathbf{Z}_{\text{ps}}^{\text{abcn}} \\ \mathbf{Z}_{\text{sp}}^{\text{abcn}} & \mathbf{Z}_{\text{s}}^{\text{abcn}} \end{bmatrix} \quad (19)$$

b) Montar a matriz de incidência nodal A .

A matriz de incidência nodal A é determinada de acordo com o tipo de ligação dos enrolamentos do transformador. Na equação (20) é apresentada a matriz de incidência nodal para um transformador com conexão dos enrolamentos em estrela-delta (Figura 2.10).

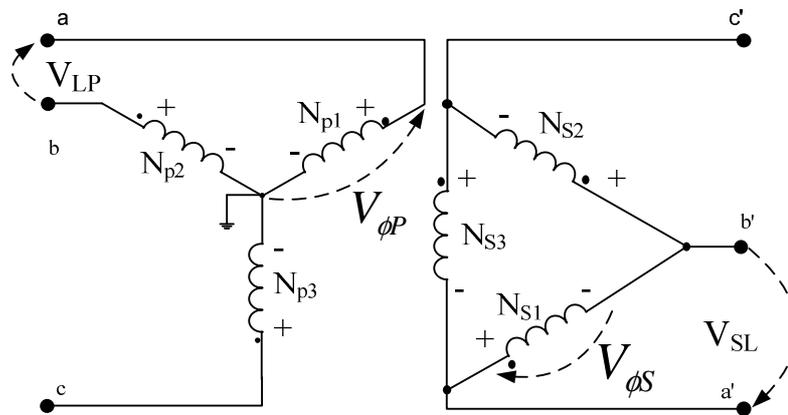


Figura 2.10– Ligação estrela aterrada – delta

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} N_{p1} & N_{p2} & N_{p3} & T & N_{s1} & N_{s2} & N_{s3} & T \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{matrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_N \\ \hline V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_N \end{matrix} \quad (20)$$

Onde:

- $A_{pq} = +1$ Se a corrente no ramo pq está saindo do nó.
 $A_{pq} = -1$ Se a corrente no ramo pq está chegando no nó.
 $A_{pq} = 0$ Se o nó p não esta conectado ao nó q.

c) Montar a matriz de tape \mathbf{T} .

A matriz de tape \mathbf{T} é determinada pelas tensões nos enrolamentos do transformador. Na equação (21) é apresentada a disposição que deve ser representada a matriz.

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1/vp & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/vp & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1/vp & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/vp & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 1/vs & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1/vs & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1/vs & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1/vs \end{bmatrix} \quad (21)$$

d) Calcular $\mathbf{Z}_{\text{Barra}}$

$$\mathbf{Z}_{\text{Barra}} = \mathbf{T} * \mathbf{A}^t * \mathbf{Z}_{\text{primitiva}} * \mathbf{A} * \mathbf{T}^t \quad (22)$$

e) Inverter $\mathbf{Z}_{\text{Barra}}$ para obter $\mathbf{Y}_{\text{Barra}}$

O transformador será considerado como um bloco, conforme é detalhado na Figura 2.11. Este bloco pode ser representado por uma matriz de admitância nodal ($\mathbf{Y}_{\text{barra}}$) que contém as admitâncias próprias e mútuas entre os enrolamentos do transformador.

$$\mathbf{Y}_{\text{Barra}} = \text{inv} (\mathbf{Z}_{\text{Barra}}) \quad (23)$$



Figura 2.11– Modelo do transformador trifásico

As equações de corrente para as injeções nodais, após montada a matriz $\mathbf{Y}_{\text{Barra}}$ dos transformadores, são semelhantes às equações das linhas conforme apresentado na equação (24), onde k corresponde ao enrolamento primário e m ao enrolamento do secundário.

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \\ I_k^n \\ \dots \\ I_m^a \\ I_m^b \\ I_m^c \\ I_m^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{pp}^{aa} & Y_{pp}^{ab} & Y_{pp}^{ac} & Y_{pp}^{an} & Y_{ps}^{aa} & Y_{ps}^{ab} & Y_{ps}^{ac} & Y_{ps}^{an} \\ Y_{pp}^{ba} & Y_{pp}^{bb} & Y_{pp}^{bc} & Y_{pp}^{bn} & Y_{ps}^{ba} & Y_{ps}^{bb} & Y_{ps}^{bc} & Y_{ps}^{bn} \\ Y_{pp}^{ca} & Y_{pp}^{cb} & Y_{pp}^{cc} & Y_{pp}^{cn} & Y_{ps}^{ca} & Y_{ps}^{cb} & Y_{ps}^{cc} & Y_{ps}^{cn} \\ Y_{pp}^{na} & Y_{pp}^{nb} & Y_{pp}^{nc} & Y_{pp}^{nn} & Y_{ps}^{na} & Y_{ps}^{nb} & Y_{ps}^{nc} & Y_{ps}^{nn} \\ \dots & \dots \\ Y_{sp}^{aa} & Y_{sp}^{ab} & Y_{sp}^{ac} & Y_{sp}^{an} & Y_{ss}^{aa} & Y_{ss}^{ab} & Y_{ss}^{ac} & Y_{ss}^{an} \\ Y_{sp}^{ba} & Y_{sp}^{bb} & Y_{sp}^{bc} & Y_{sp}^{bn} & Y_{ss}^{ba} & Y_{ss}^{bb} & Y_{ss}^{bc} & Y_{ss}^{bn} \\ Y_{sp}^{ca} & Y_{sp}^{cb} & Y_{sp}^{cc} & Y_{sp}^{cn} & Y_{ss}^{ca} & Y_{ss}^{cb} & Y_{ss}^{cc} & Y_{ss}^{cn} \\ Y_{sp}^{na} & Y_{sp}^{nb} & Y_{sp}^{nc} & Y_{sp}^{nn} & Y_{ss}^{na} & Y_{ss}^{nb} & Y_{ss}^{nc} & Y_{ss}^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \\ V_k^n \\ \dots \\ V_m^a \\ V_m^b \\ V_m^c \\ V_m^n \end{bmatrix} \quad (24)$$

2.3.4 Modelo de Carga

A característica da carga tem grande influência no sistema de distribuição, porém, sabe-se que modelar a carga de um sistema não é uma tarefa trivial, já que a carga total é composta por uma extensa quantidade de dispositivos, como máquinas industriais, motores, dispositivos de potência, etc PENIDO, D. R. R. (2008).

Uma correta representação dos dispositivos que fazem parte de um sistema elétrico, influencia diretamente na veracidade dos resultados de uma análise. Portanto, em qualquer estudo é necessário definir um modelo adequado de carga, para que os resultados indiquem fielmente o comportamento real do sistema.

O comportamento real da carga tem uma rigorosa relação com o comportamento do sistema, essa característica impacta indiretamente nas tensões e conseqüentemente nos dispositivos de controles das redes de distribuição. Em virtude disso, os diferentes tipos de modelos de carga impactam de diferentes formas na rede de distribuição, principalmente sabendo que as cargas são totalmente desequilibradas.

Não é sabido corretamente o tipo das cargas do sistema de distribuição, mas estudos indicam que elas apresentam uma considerável parcela de impedância constante. Mais informações podem ser obtidas em AMARAL (2004).

Para esta metodologia será adotado o modelo exponencial para modelar as cargas. Informações detalhadas sobre os diferentes modelos podem ser encontradas em ARAUJO, L. R., (2005); KUNDUR (1994). De forma a resumir os modelos de carga, as mesmas podem ser divididas em três grandes famílias por meio dos ajustes dos coeficientes α e β , observadas conforme a Tabela 2.1.

Tabela 2.1– Parâmetros dos modelos de carga.

Parâmetros	Modelo Correspondente
$\alpha = \beta = 0$	Carga tipo, Potência constante (P): Não varia a tensão.
$\alpha = \beta = 1$	Carga tipo, Corrente constante (I): Varia linearmente com a tensão.
$\alpha = \beta = 2$	Carga tipo, Impedância constante (Z): Varia com o quadrado da tensão.

Para a análise do curto-circuito é assumido nesta metodologia que os valores dos coeficientes α e β sejam ambos iguais a 2, tendo como objetivo introduzir o modelo de carga de impedância constante, em que as correntes são obtidas em função da impedância. As simplificações deste modelo podem não retratar corretamente o comportamento das cargas, mas aceleram o processo de solução.

As cargas modeladas como potência constante ou corrente constante, apresentam resultados semelhantes nas análises com equipamentos reais para um determinado nível de tensão [0,85 a 1,15] p.u. Como em sistema de distribuição muitas vezes os níveis de tensão ficam abaixo de 0,85 p.u. e com isso muitas cargas do sistema se comportam como impedância constante. Em condições de curto-circuito em alimentadores de distribuição as tensões ficam abaixo deste valor AMARAL (2004).

$$S_{km} = P_0 \left(\frac{|V_{km}|}{|V_0|} \right)^\alpha + jQ_0 \left(\frac{|V_{km}|}{|V_0|} \right)^\beta \quad (25)$$

Onde,

V_{km}	Tensão aplicada na carga
V_0	Tensão nominal.
P_0, Q_0	Potência ativa / reativa na tensão nominal.
α e β	Coefficientes respectivos do tipo de carga.
P_{km}	Potência das cargas conectadas as fases k e m .

Caso a fase m seja a terra a expressão (25) pode ser expressa da seguinte forma:

$$S_k = P_0 \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right)^\alpha + jQ_0 \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right)^\beta \quad (26)$$

As contribuições de injeção de correntes nas barras de conexão de cargas são dadas pela equação (27).

$$I_{km,load} = \left(\frac{S_{km}}{V_{km}} \right)^* \quad (27)$$

Na análise do sistema de distribuição deve ser considerado o tipo de conexão da carga. Neste trabalho são considerados dois tipos básicos de conexão, a conexão em estrela aterrada (Figura 2.12) e a conexão em delta (Figura 2.13).

O modelo matemático utilizado para representar as cargas conectadas em estrela aterrada é apresentado em (28) e para as cargas em delta em (29).

$$\begin{aligned}
 I_k^a &= |V_k^a - V_k^n|^\alpha \left(\frac{P^a}{V_k^a - V_k^n} \right)^* + j |V_k^a - V_k^n|^\beta \left(\frac{Q^a}{V_k^a - V_k^n} \right)^* \\
 I_k^b &= |V_k^b - V_k^n|^\alpha \left(\frac{P^b}{V_k^b - V_k^n} \right)^* + j |V_k^b - V_k^n|^\beta \left(\frac{Q^b}{V_k^b - V_k^n} \right)^* \\
 I_k^c &= |V_k^c - V_k^n|^\alpha \left(\frac{P^c}{V_k^c - V_k^n} \right)^* + j |V_k^c - V_k^n|^\beta \left(\frac{Q^c}{V_k^c - V_k^n} \right)^* \\
 V_k^n &= Z^{at} (I_k^a + I_k^b + I_k^c)
 \end{aligned} \tag{28}$$

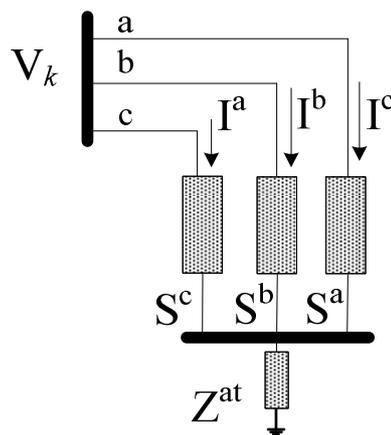


Figura 2.12– Representação de carga trifásica em estrela aterrada

O modelo matemático para um carga em delta (Figura 2.13) é mostrada na expressão (29).

$$\begin{aligned}
 I_k^a &= |V_k^a - V_k^b|^\alpha \left(\frac{P^{ab}}{V_k^a - V_k^b} \right)^* + j |V_k^a - V_k^b|^\beta \left(\frac{Q^{ab}}{V_k^a - V_k^b} \right)^* \\
 I_k^b &= |V_k^b - V_k^c|^\alpha \left(\frac{P^{bc}}{V_k^b - V_k^c} \right)^* + j |V_k^b - V_k^c|^\beta \left(\frac{Q^{bc}}{V_k^b - V_k^c} \right)^* \\
 I_k^c &= |V_k^c - V_k^a|^\alpha \left(\frac{P^{ca}}{V_k^c - V_k^a} \right)^* + j |V_k^c - V_k^a|^\beta \left(\frac{Q^{ca}}{V_k^c - V_k^a} \right)^*
 \end{aligned} \tag{29}$$

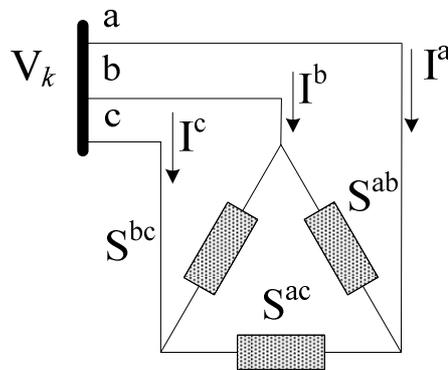


Figura 2.13– Representação de carga trifásica em delta

2.3.5 Modelo de Máquinas

Diversos modelos podem ser encontrados na literatura para a representação das máquinas. Porém, para a análise estática neste trabalho, será utilizada uma fonte de tensão atrás de uma impedância, como ilustrado na Figura 2.14. Caso seja necessário o aterramento da máquina poderá ser feito utilizando uma impedância PENIDO, D. R. R. (2008).

Este modelo de máquina também pode ser utilizado para representar as gerações distribuídas que vêm sendo conectadas aos sistemas de distribuição. Para modelar uma geração, basta desconsiderar as equações referentes às fases inexistentes. Ressalta-se que as máquinas podem aumentar a potência de curto-circuito nas áreas próximas de onde elas estão conectadas.

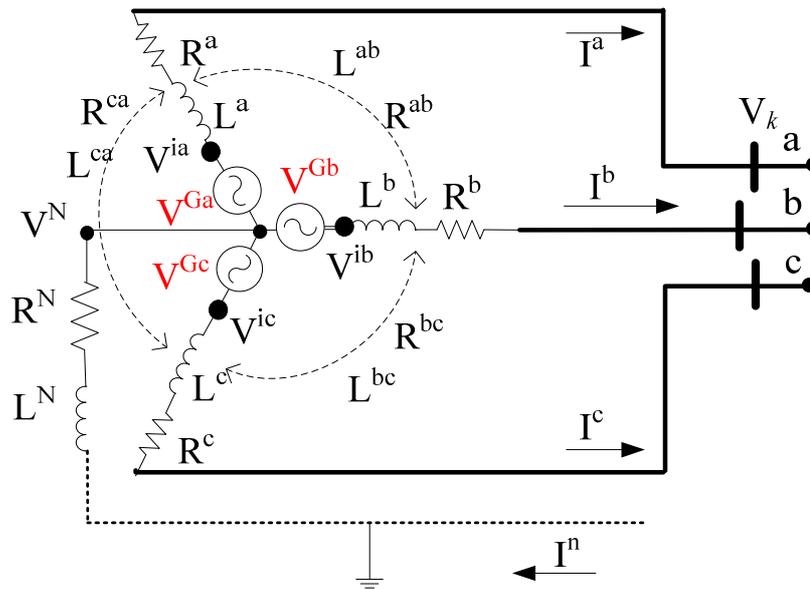


Figura 2.14– Circuito equivalente da máquina.

Onde:

- V_k^a, V_k^b, V_k^c e V_k^n São as tensões nos terminais da máquina.
 I^a, I^b, I^c e I^n São as correntes nos terminais da máquina.
 $R^a, R^b, R^c, R^N, R^{ab}, R^{bc}$ e R^{ca} São as resistências próprias e mútuas da máquina.
 $L^a, L^b, L^c, L^N, L^{ab}, L^{bc}$ e L^{ca} São as indutâncias próprias e mútuas da máquina.
 V_i^a, V_i^b, V_i^c São as tensões internas da máquina.
 V^{Ga}, V^{Gb}, V^{Gc} Representam as fontes de tensões internas da máquina.

As injeções de correntes da máquina são determinadas pela expressão (30) e as tensões internas pela expressão (31).

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \\ I_k^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y^{aa} & Y^{ab} & Y^{ac} & 0 \\ Y^{ba} & Y^{bb} & Y^{bc} & 0 \\ Y^{ca} & Y^{cb} & Y^{cc} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y^{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k^a - V_i^a \\ V_k^b - V_i^b \\ V_k^c - V_i^c \\ V_k^n \end{bmatrix} \quad (30)$$

$$\begin{aligned}
 V_i^a - V_k^n &= V_{Ga} \\
 V_i^b - V_k^n &= V_{Gb} \\
 V_i^c - V_k^n &= V_{Gc}
 \end{aligned}
 \tag{31}$$

2.3.6 Modelo de Aterramento

Em grande parte das análises dos sistemas elétricos, os aterramentos dos sistemas são desconsiderados. Isto pode causar erros consideráveis ao se analisar o sistema sob condições de defeitos, especialmente no caso de defeitos envolvendo a terra.

Em sistemas de distribuição modernos, a grande maioria das redes de distribuição são feitas de forma trifásicas, com um cabo neutro multi-aterado saindo da subestação (SE). O cabo neutro é levado juntamente com o sistema primário por todo o alimentador de distribuição, sendo aterrado em diversos pontos, como mostrado na Figura 2.15.

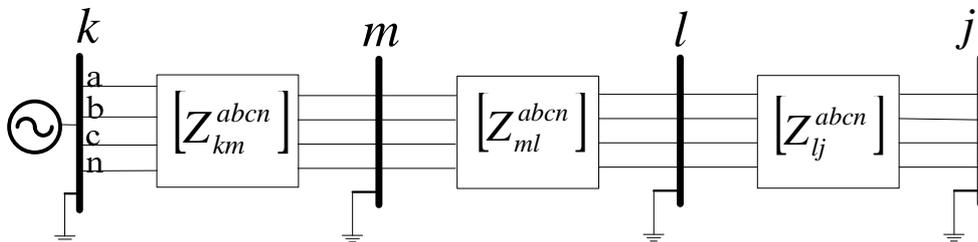


Figura 2.15– Sistema trifásico com neutro multi-aterado.

Em sistemas de distribuição a quatro condutores e aterrados em um único ponto, como mostrado na Figura 2.16, o condutor neutro é isolado em todos os pontos exceto na fonte. O condutor neutro, neste tipo de sistema, é conectado ao ponto neutro do enrolamento do transformador da fonte (SE) e à terra. A principal vantagem destes sistemas é a alta sensibilidade dos relés de falta à terra que pode ser obtida em relação aos sistemas multi-aterados. O condutor neutro também pode ser aterrado por impedâncias consideráveis, geralmente esta impedância reflete a malha de aterramento que é feita nos pontos PANSINI (2006); GÖNEN (1986); ELETROBRÁS (1982).

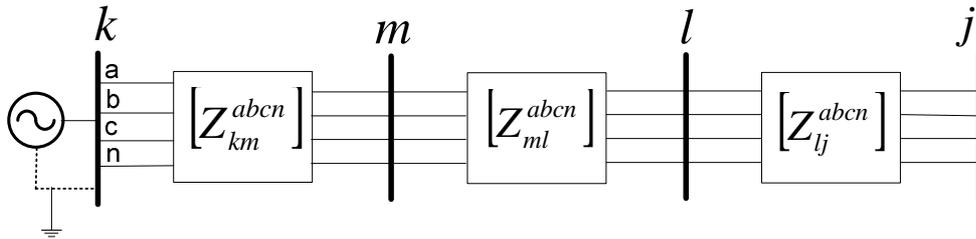


Figura 2.16– Sistema trifásico com um único ponto aterrado.

Existem diversos tipos de sistema de aterramento, o modelo proposto permite representar os tipos de aterramento em que os mesmos são feitos por elementos RLC.

2.4 REPRESENTAÇÃO DE DEFEITOS

Evidentemente, defeitos em sistemas elétricos são sempre indesejáveis, e se não forem rapidamente mitigados os danos nos equipamentos que compõem a rede elétrica poderão ser elevados KINDERMANN (1997).

Neste trabalho, os defeitos do tipo curto-circuito, são modelados através de elementos RLC que serão conectados entre os pontos de curto-circuito. Os valores das impedâncias de curto-circuito são informados no elemento RLC. No caso de curto-circuito franco é utilizado um valor de resistência igual a 10^{-7} . Os defeitos do tipo abertura são representados com circuitos abertos. A metodologia permite a combinação de vários elementos RLC's e circuitos abertos para representar defeitos simultâneos.

Um exemplo do método utilizado para representar os defeitos é apresentado na Figura 2.17. O alimentador da Figura 2.17 apresenta três tipos de defeitos, na primeira seção do alimentador é apresentado um defeito trifásico com contato a terra, na segunda seção do alimentador é apresentado um defeito bifásico e na terceira seção é apresentado um defeito monofásico.

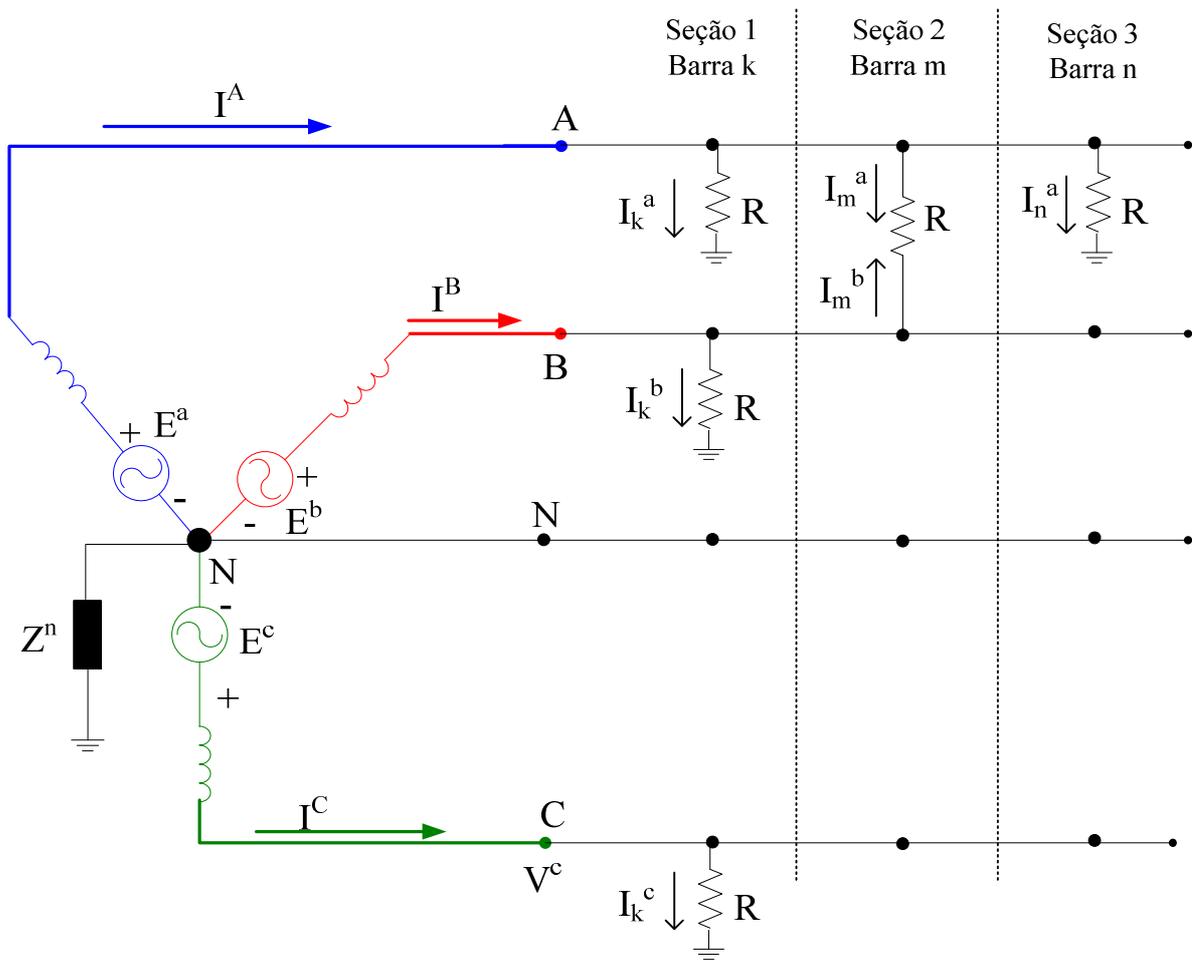


Figura 2.17– Representação de alguns tipos de curto-circuito.

As equações que descrevem o defeito trifásico a terra na seção 1 são apresentadas em (32).

$$\begin{aligned} V_k^a &= RI_k^a \\ V_k^b &= RI_k^b \\ V_k^c &= RI_k^c \end{aligned} \quad (32)$$

Reescrevendo (32) como equações de admitâncias e representando em forma matricial tem-se (33).

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \\ I_k^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & 0 & 0 & 0 \\ 0 & G & 0 & 0 \\ 0 & 0 & G & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \\ V_k^n \end{bmatrix} \quad (33)$$

As equações que descrevem o defeito bifásico na seção 2 são apresentadas em (34).

$$\begin{aligned} V_m^a - V_m^b &= RI_m^a \\ V_m^b - V_m^a &= RI_m^b \end{aligned} \quad (34)$$

Reescrevendo (34), como equações de admitâncias e representando em forma matricial tem-se (35).

$$\begin{bmatrix} I_m^a \\ I_m^b \\ I_m^c \\ I_m^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & -G & 0 & 0 \\ -G & G & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_m^a \\ V_m^b \\ V_m^c \\ V_m^n \end{bmatrix} \quad (35)$$

A equação que descreve o defeito monofásico na seção 3 é apresentada em (36).

$$V_n^a = RI_n^a \quad (36)$$

Reescrevendo (36), como equação de admitância e representando em forma matricial tem-se (37).

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \\ I_k^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \\ V_k^n \end{bmatrix} \quad (37)$$

Os demais tipos de defeito são modelados utilizando procedimentos análogos com os que foram descritos nesta seção.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo é ilustrada a proposta do algoritmo de solução para análise dos defeitos, as funções e particularidades de cada uma das sub-rotinas. Também foram descritos os modelos adotados nesta metodologia, dos principais componentes dos sistemas elétricos (linhas, transformadores, cargas, elementos RLC e máquinas). Por último, apresentou-se uma descrição da modelagem de curto-circuito, a definição da mesma e os tipos de curto com suas características particulares.

3 EQUIPAMENTOS TÍPICOS E FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O sistema de distribuição de energia elétrica é um segmento do sistema elétrico, composto pelas redes elétricas primárias (média tensão), redes secundárias (baixa tensão), transformadores, dispositivos de proteção entre outros. As redes de distribuição primárias são conectadas aos sistemas de subtransmissão ou transmissão através das subestações de distribuição. O sistema de distribuição tem como principal objetivo o fornecimento de energia elétrica aos consumidores (ponto de entrega). Um diagrama simplificado de um sistema de distribuição é mostrado na Figura 3.1, neste diagrama é apresentada a integração do sistema de distribuição com a rede de subtransmissão e os principais equipamentos elétricos utilizados.

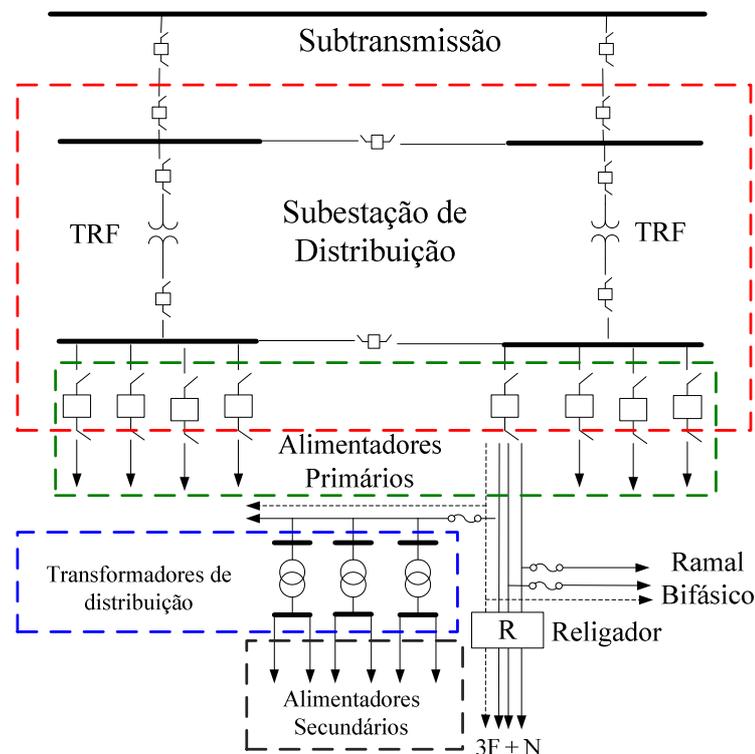


Figura 3.1– Diagrama unifilar de um sistema de distribuição

A rede de distribuição é planejada para operar de forma segura, porém estão sempre expostos a falhas, oriundas de fatores ambientais (descargas atmosféricas, galhos de árvores que tocam os condutores, etc.), fatores físicos (falhas ou deterioração da isolação, queda de condutores, etc.), de instabilidades no sistema (interferências no sistema, tanto humanas como de animais) e por erro da coordenação e parametrização dos dispositivos de proteção.

As falhas nas redes de distribuição do tipo curto-circuito provocam a circulação de elevadas correntes de defeitos causando, com isto, danos mecânicos (deformação de condutores, deformação nos enrolamentos do transformador, etc.) e térmicos (avaria na isolação) aos equipamentos elétricos. Os danos causados nos equipamentos são proporcionais as curvas de destruição do equipamento (I^2t), em que I é a corrente e t representa o tempo. Deste modo, quanto mais rápida a atuação dos dispositivos de proteção, menor é o dano causado na rede elétrica COOPER (1988). Uma análise feita em KUNDUR (1994) ressalta que uma corrente de defeito elevada e com um tempo considerável dentro da rede elétrica pode provocar inúmeros danos, e até mesmo um colapso da rede.

Assim é necessário que o sistema de proteção seja corretamente configurado, de modo a eliminar o defeito no menor tempo possível do sistema de distribuição (falhas permanentes ou temporárias), minimizando os danos ao sistema elétrico e garantindo a segurança dos consumidores e dos equipamentos, e ao mesmo tempo a maior seletividade possível. A proteção do sistema de distribuição é realizada pelos dispositivos de proteção que são integrados aos alimentadores primários, sendo que a proteção de sistemas de distribuição possui uma filosofia diferente dos sistemas de transmissão ou industrial, uma vez que a maioria das falhas é temporária. Deste modo, a maioria das concessionárias utiliza religadores para mitigar as faltas, uma explicação sucinta será abordada na seção 3.4 PANSINI (2006).

Outro ponto importante do sistema de distribuição diz respeito aos desequilíbrios, tanto nas cargas, quanto na configuração dos alimentadores. Nos estudos de curto-circuito em redes desequilibradas, realizados neste trabalho, constatou-se que as assimetrias das redes impactam consideravelmente no desequilíbrio de corrente de curto-circuito que circulam nas fases mesmo em um curto-circuito equilibrado (trifásico). Outras características relevantes das redes de distribuição são os cabos neutros, aterramentos e a grande quantidade de transformadores.

Em estudos de proteção em sistemas de distribuição que envolve a coordenação e a seletividade dos dispositivos de proteção, o escopo principal é tornar mínimo o efeito que a corrente de curto-circuito possa causar ao sistema elétrico com o número mínimo de equipamentos de proteção.

Como exposto anteriormente, este capítulo tem por objetivo descrever as características do sistema de proteção para redes de distribuição, os conceitos mais utilizados, investigar e apresentar os principais equipamentos empregados, a coordenação dos equipamentos de proteção, a diferença dos tempos de atuação dos dispositivos de proteção quando realizada uma modelagem detalhada dos equipamentos e apresentar um procedimento para a análise da confiabilidade dos ajustes das proteções dos sistemas de distribuição.

Apresente-se no apêndice A algumas definições dos termos necessários para a compressão de todas as particularidades da proteção.

3.2 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA PROTEÇÃO DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

3.2.1 Transformadores de Instrumento

A maioria dos relés de proteção é atuada por tensões e correntes supridas pelos transformadores de potencial e de corrente. Estes transformadores proporcionam isolamento contra a alta energia do circuito de potência. Eles são chamados de transformadores de instrumentos e abastecem os relés com quantidades proporcionais aos circuitos de potência, mas suficientemente reduzidas BLACKBURN (2006).

As principais finalidades dos transformadores de instrumentos são resumidas em:

1. Fornecer alimentação elétrica a relés ou medidores com intensidades de corrente ou voltagem proporcionais às existentes no circuito de potência.
2. Prever isolação da alta tensão tanto para proteção pessoal como para os equipamentos (relés, medidores, etc.).

3. Reduzir os níveis de corrente e de tensão, tornando os relés e medidores compactos, reduzindo os custos.

3.2.1.1 Transformador de Corrente

Os transformadores de corrente (TCs) têm como finalidade evitar uma conexão direta entre o relé e o circuito de media/alta tensão e reduzir a corrente de linha para valores de correntes padronizados ABNT NBR 6856 (2009); CAMINHA (1977).

Um transformador de corrente, em linhas gerais, é constituído de: enrolamento primário, enrolamento secundário e núcleo magnético, sendo os terminais do enrolamento primário ligados em série com o circuito do sistema elétrico e cujo enrolamento secundário se destina a alimentar bobinas de correntes de instrumentos elétricos de medição e proteção ou controle conforme apresentado na Figura 3.2.

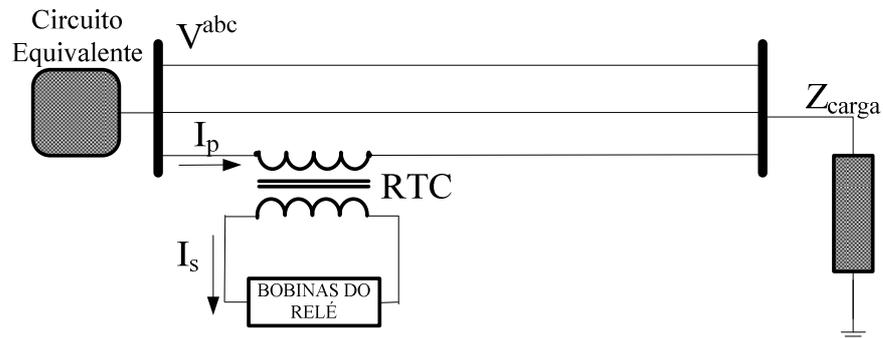


Figura 3.2– Transformador de corrente

A relação de transformação de corrente (RTC) é dada pela expressão (38)

$$RTC = \frac{N_p}{N_s} = \frac{I_{\text{Primário}}}{I_{\text{Secundário}}} \quad (38)$$

Onde:

N_p Número de espiras do primário.

N_s Número de espiras do secundário.

$I_{\text{Primário}}$ Corrente que passa pelo enrolamento primário do TC.

$I_{\text{Secundário}}$ Corrente que passa pelo enrolamento secundário do TC.

Os transformadores de corrente utilizados para proteção devem possuir baixa saturação (não devem saturar correntes até $20 \times I_n$), possuir um índice de precisão adequado (até 10% para sistemas de proteção) e geralmente as correntes nominais do secundário são de 1 ou 5 amperes.

Os transformadores de corrente são equipamentos monofásicos e podem ser encontrados em diversos tipos ITAIPU (2000); BLACKBURN (2006):

1. Tipo barra: O enrolamento primário é constituído por uma barra, montada permanentemente através do núcleo do transformador. Este TC é adequado para resistir aos esforços de grandes sobrecorrentes.
2. Tipo enrolado: O enrolamento primário é constituído de uma ou mais espiras, envolve mecanicamente o núcleo do transformador.
3. Tipo de janela: Não possuem primário próprio é constituído com uma abertura através do núcleo por onde passa o condutor, formando o circuito primário. É projetado para ser instalado sobre uma bucha de equipamento elétrico, recebendo o nome especial de TC de bucha.
4. Tipo com núcleo dividido: Do tipo janela em que a parte do núcleo é separável ou basculante, para facilitar o enlaçamento do condutor primário.
5. Tipo vários enrolamentos primários: Transformador de corrente com vários enrolamentos primários distintos e isolados separadamente.
6. Tipo vários núcleos: Vários enrolamentos secundários isolados separadamente e montados cada um em seu próprio núcleo, formando um conjunto com um único enrolamento primário, cujas espiras (ou espira) enlaçam todos os secundários.

Neste trabalho não será considerado a saturação dos transformadores de corrente. Maiores informações podem ser encontradas em ELETROBRÁS (1982); ABNT NBR 6856 (2009); MASON (1956).

Maiores detalhes sobre transformadores de corrente serão apresentados na seção 4.2.1.

3.2.1.2 Transformador de Potencial

Os transformadores de potencial (TPs) são transformadores destinados especialmente a fornecer o sinal de tensão aos instrumentos de medição, controle e proteção. Os TPs devem reproduzir no seu secundário uma tensão com o menor erro possível. A tensão no secundário deverá ser réplica da tensão do sistema elétrico CAMINHA (1977); KINDERMANN (2006).

Normalmente em sistemas acima de 600 V, as medições de tensão não são mais feitas diretamente à rede primária, mas sim, através dos transformadores de potencial que cumprem as seguintes finalidades BLACKBURN (2006):

1. Isolar o circuito de baixa tensão (secundário) do circuito de alta tensão (primário).
2. Reproduzir os efeitos transitórios e em regime permanente aplicados ao circuito de alta tensão, o mais fielmente possível no circuito de baixa tensão.
3. Uma característica do transformador de potencial é que possui um primário com muitas espiras e um secundário com uma tensão padronizada igual a 115 ou $115/\sqrt{3}$ V

Os TPs são unidades monofásicas e seus agrupamentos podem produzir as mais diversas configurações e são sempre conectados em paralelo com a rede elétrica, como mostrado na Figura 3.3 KINDERMANN (2006).

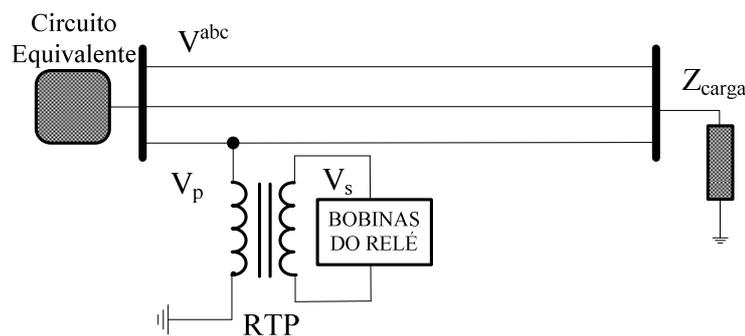


Figura 3.3– Transformador de potencial

A relação de transformação de potencial (RTP) é dada pela expressão (39)

$$RTP = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_{Primário}}{V_{Secundário}} \quad (39)$$

Onde:

N_p	Número de espiras do primário.
N_s	Número de espiras do secundário.
$V_{Primário}$	Tensão no enrolamento primário.
$V_{Secundário}$	Tensão no enrolamento secundário.

Quanto ao tipo, os transformadores de potencial podem ser:

1. Transformadores indutivos (TPI).
2. Transformadores capacitivos (TPC).
3. Divisores capacitivos.
4. Divisores resistivos.
5. Divisores mistos (capacitivo/resistivo).

De acordo com a NBR-6855 os transformadores de potencial se classificam em três grandes grupos: no grupo I estão os TPs que são projetados para ligações entre as fases; no grupo II encontram-se os TPs para ligações entre fase e neutro de sistemas solidamente aterrados, mostrados na expressão (40); e para o grupo III os TPs que são utilizados em ligações fase e neutro, onde não se garanta a eficácia do aterramento do sistema.

$$\frac{Rz}{Xp} \leq 1 \quad (40)$$

É importante mencionar a seguinte diferença: para o transformador de força o limite máximo de potência que é possível transferir é limitado pelo seu aquecimento (fixado pela classe de isolamento). Enquanto para os transformadores de potencial, o que limita a sua máxima potência de transferência é o seu erro de transformação (dado pela sua classe de exatidão) KINDERMANN (2006).

Maiores detalhes sobre transformadores de potencial serão apresentados na seção 4.2.2.

3.2.2 Disjuntor

Disjuntor é um dispositivo mecânico de manobra, capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes nas condições nominais do circuito. Assim como estabelecer, conduzir durante um tempo especificado e interromper correntes sob condições anormais especificadas do circuito, tais como as correntes de curto-circuito.

Desta forma devem satisfazer às seguintes condições:

1. Abrir e fechar um circuito no menor tempo possível.
2. Conduzir a corrente de carga nos condutores de energia elétrica.
3. Suportar termicamente a corrente nominal de carga do sistema.
4. Suportar térmica e mecanicamente a corrente de curto-circuito do sistema por um determinado tempo (normalmente 1 segundo).
5. Isolar a tensão do sistema em relação à terra e entre seus pólos, sob quaisquer condições do meio ambiente (seco, sob chuva, atmosfera poluída, etc.).
6. Não produzir sobretensões elevadas durante o fechamento ou abertura, de forma a não comprometer o seu isolamento e dos outros equipamentos do sistema.
7. Ter adequada resistência mecânica (não ser afetado por vibrações, ser compacto, requerer manutenção e ser de fácil montagem).

Os principais tipos de disjuntores são:

1. Disjuntor a sopro magnético.
2. Disjuntor a óleo.
 - a. Disjuntores a grande volume de óleo (GVO).
 - b. Disjuntores a pequeno volume de óleo (PVO).
3. Disjuntores a vácuo.
4. Disjuntores a ar comprimido.
5. Disjuntores a SF₆.
 - a. Disjuntores a SF₆ de dupla pressão.
 - b. Disjuntores a SF₆ de pressão única.

Um disjuntor, ao receber o comando de abertura, o contato móvel começa a se separar do contato fixo, nesse momento a condução de corrente ocorre através dos contatos de arco, até que eles se separem é criado o arco elétrico entre os mesmos. A interrupção deverá ser feita da maneira mais rápida possível e o dielétrico utilizado deverá desionizar o meio logo após a passagem da corrente pelo valor de zero, garantindo uma rigidez dielétrica para evitar uma reiniciação BLACKBURN (2006).

3.2.3 Religador

O religador é um dispositivo automático, que tem como finalidade interromper as correntes anormais durante um tempo determinado, passado esse tempo o dispositivo religa restaurando a continuidade do circuito. Este processo é repetido por uma quantidade de vezes fixadas, normalmente quatro até o bloqueio final do dispositivo (ANSI C37. 60).

Os religadores são normalmente ajustados para ter uma sequência de religamento (geralmente uma operação no mínimo e quatro no máximo), como sequência típica de quatro disparos e três religamentos, ao final da mesma, o religador permanecerá travado ou bloqueado. O dispositivo possui pelo menos dois tipos de curvas (rápida e temporizada), nas primeiras tentativas de mitigar as correntes de defeito são utilizadas as curvas rápidas, para que o religador opere antes da proteção a jusante (geralmente os fusíveis). Para defeitos permanentes, são utilizadas as curvas temporizadas (após um número de tentativas com as curvas rápidas) permitindo que as proteções a jusante operem CPFL (2006).

A Figura 3.4 mostra um diagrama unifilar de um sistema de distribuição com varias saídas, em cada saída é instalado um religador. Os procedimentos operacionais dos religadores são apresentados na seção 3.4.

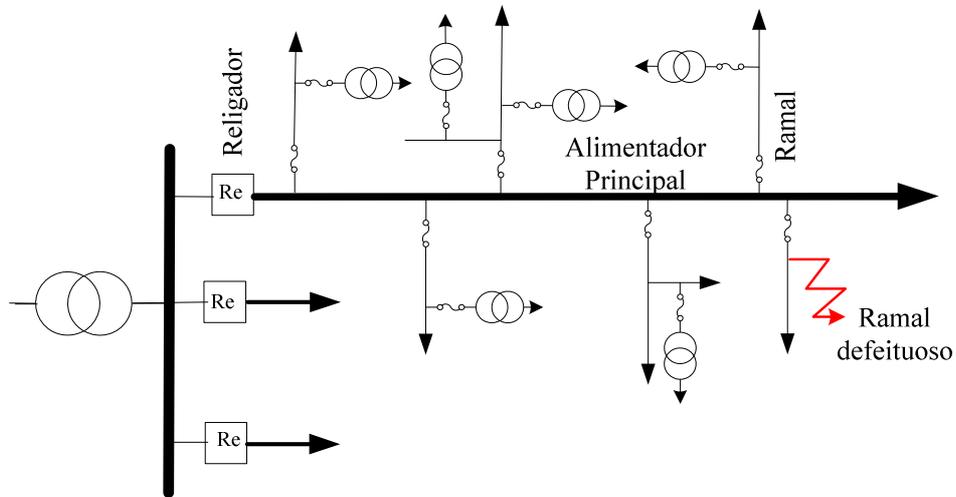


Figura 3.4– Topologia de um alimentador principal

Na instalação é importante destacar que este equipamento é dotado de bobinas de fechamento que devem ser energizadas para o religamento do circuito, isso obriga as bobinas a estarem do lado fonte. (Figura 3.5)

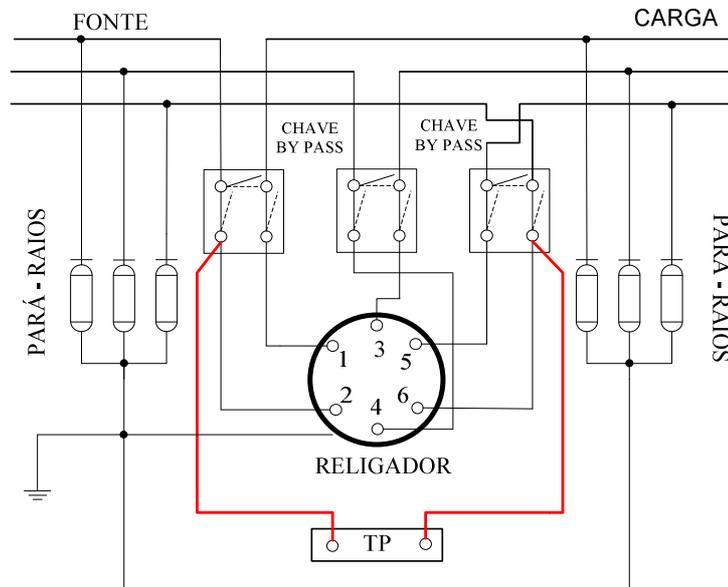


Figura 3.5– Diagrama de ligação do religador

3.2.4 Chave-Fusível / Elo-Fusível

Chave-fusível é um dispositivo monofásico (Figura 3.6), constituído basicamente de porta fusível e um fusível, que tem como objetivo, interromper a corrente de falta somente nas fases afetadas, quando a corrente através do elo-fusível ultrapassa o valor mínimo de operação, o elemento fusível se funde (por efeito térmico) interrompendo a(s) fase(s) afetada(s). O fusível é um dispositivo de interrupção súbita que deve ser manualmente repostado para restauração de continuidade do sistema elétrico BARROS (1997).

O elo fusível é a parte ativa da chave-fusível, e trabalha como um sensor na deteção de sobrecorrente, não podendo ocorrer à fusão do elo mediante a circulação da corrente de carga, em outras palavras o elo-fusível é um fusível de construção flexível destinado a manter uma chave-fusível de distribuição na posição fechada, quando em funcionamento, e provocar a sua abertura automática após a fusão do elemento fusível ABNT NBR 5459 (1987).

Devido ao seu baixo custo, a chave-fusível é o dispositivo mais empregado nas saídas dos ramais, as mesmas têm sua capacidade nominal padronizada pela norma NBR 5359. Para os cartuchos a capacidade de interrupção deve ser superior a máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação. Para zonas protegidas pela unidade instantânea dos relés, deve-se evitar o uso de elos fusíveis, pois com defeitos transitórios, haveria a queima do elo fusível e ainda uma operação automática do disjuntor CPFL (2006).

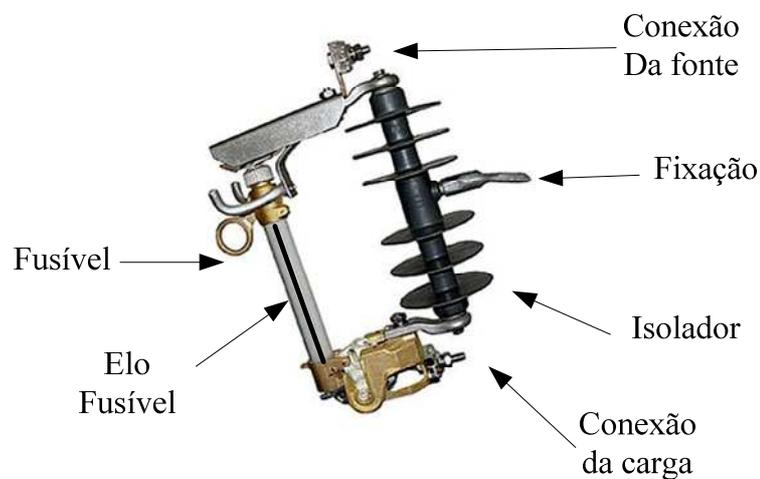


Figura 3.6– Chave-fusível com elo de expulsão

A ABNT NBR 5359 define as correntes nominais para cada tipo de elo-fusível de distribuição e pela norma os elos fusíveis podem ser de três tipos sendo a do tipo K (para uso rápido), do tipo T (para uso lento) e do tipo H (destinados para altos surtos). Os elos fusíveis do tipo K e T são capazes de suportar até 1,5 vezes o valor da corrente nominal sem se fundir BARROS (1997); ABNT NBR 5459 (1987). Os detalhes dos valores e aplicações serão abordados na seção 4.2.3.

As curvas dos fusíveis apresentam uma banda de tolerância, determinada pela corrente de mínima e a corrente máxima fusão do elemento térmico, com diferentes tempos de atuação. A tolerância do dispositivo é definida pelo fabricante do equipamento e é expressa em porcentagem na maioria dos casos COOPER (1988). A Figura 3.7 apresenta as curvas de atuação para diferentes valores de corrente de curto-circuito, onde o limite inferior é dado pela corrente mínima de fusão e o limite superior dado pela corrente máxima de fusão. Só é possível garantir a operação do fusível caso o limite superior seja ultrapassado.

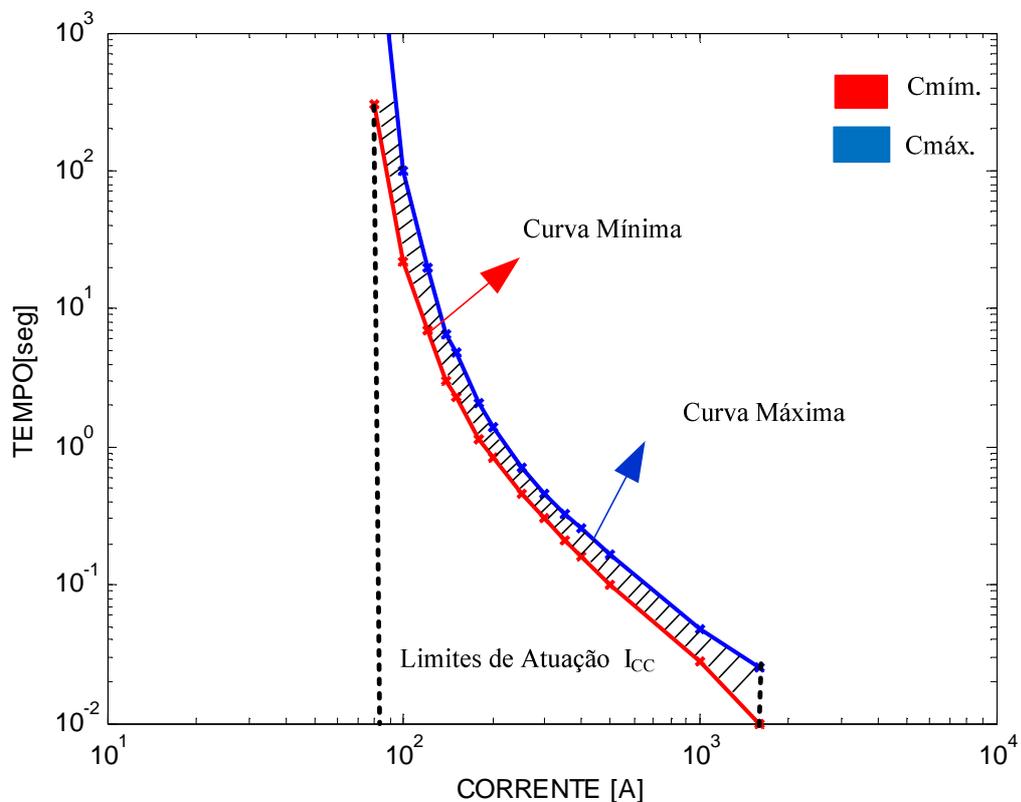


Figura 3.7– Curvas características do fusível.

As chaves-fusíveis podem ser classificadas de acordo com a tecnologia de fusão em: fusível limitador de corrente e fusível expulsão.

Maiores detalhes sobre a chave-fusível / elo-fusível serão apresentados na seção 4.2.3.

3.2.5 Chaves Seccionadoras

Dispositivo de manobra (mecânico) que assegura, na posição aberta, uma distância de isolamento, satisfazendo os requisitos de segurança específicos. É um equipamento capaz de abrir automaticamente seus contatos principais (em série com o circuito) quando ocorre uma sobrecorrente no trecho sob sua proteção e o equipamento de retaguarda efetuar aberturas e religamentos BARROS (1997); ABNT NBR 5459 (1987).

As chaves seccionadoras não suportam a abertura de correntes de curto-circuito e não são utilizadas em esquemas de proteção. Entretanto, existem alguns equipamentos que são acoplados em chaves seccionadoras para automatizá-las e conferir algumas características de proteção. Por exemplo, o mesmo equipamento opera a chave durante o tempo em que o religador a montante encontra-se aberto, tendo como objetivo eliminar possíveis curtos a jusante das chaves GÖNEN (1986; ELETROBRÁS (1982); BARROS (1997).

Para uma melhor interpretação considere a seguinte situação, analisando a Figura 3.8 uma falta permanente (Falta) ocorre no alimentador principal na zona de proteção do religador (Religador) e do seccionador (Seccionador) que esta ajustada para três contagens.

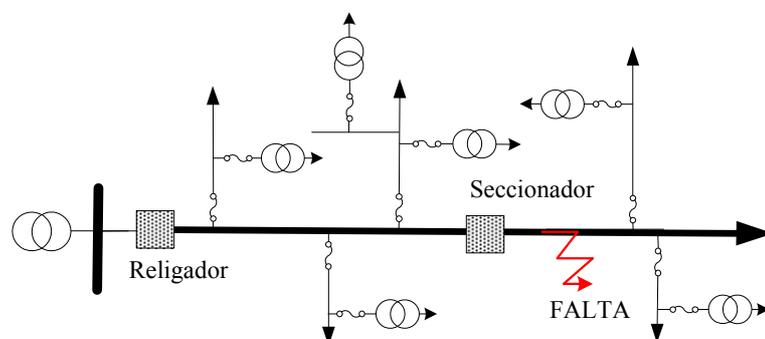


Figura 3.8– Seccionador ligado à jusante do religador

Após o terceiro desligamento do religador, o seccionizador abrirá e isolará a área defeituosa, conforme a Figura 3.9. Após determinado intervalo de tempo o religador tornará a religar o circuito.

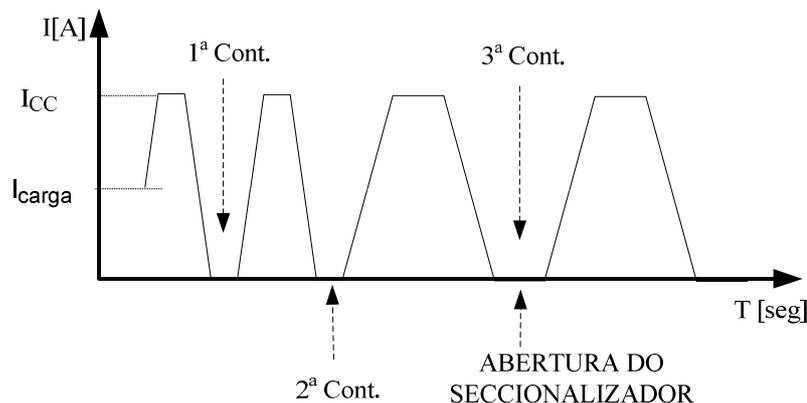


Figura 3.9– Princípio de coordenação religador x seccionador

Um seccionador quando instalado em substituição a uma chave-fusível, apresenta as seguintes vantagens CPFL (2006):

1. A coordenação efetiva em toda a faixa comum com religador de retaguarda.
2. Interrupção das três fases simultaneamente.
3. Possibilidade de ser usado como chave de manobra sob carga.
4. Ajustes independentes para operação de fase e de terra.
5. Minimização de gastos provenientes de trocas de elos-fusíveis.
6. Redução da possibilidade de erro humano.

A chave seccionadora é classificada quanto ao número de fases em: seccionadores monofásicos e seccionadores trifásicos. A classificação quanto ao tipo de meio de interrupção em seccionizador de óleo, de vácuo e a gás (SF₆). A classificação quanto ao tipo de controle em seccionizador hidráulico, eletrônico e digital.

Um das principais vantagens das chaves seccionadoras é a facilidade de alocação nas seguintes situações CPFL (2006):

1. Ponto na rede onde a corrente é muito elevada para a utilização de elos-fusíveis.
2. Ponto onde a coordenação da proteção não é suficiente com elos-fusíveis.
3. Ramais longos e com elevado número de faltas.
4. Para consumidores que podem suportar as operações de religadores, porém não suporta longas interrupções.
5. Custo.

Maiores detalhes sobre a chave-fusível / elo-fusível serão apresentados na seção 4.2.4.

3.2.6 Relé

O relé é um dispositivo que supervisiona constantemente todas as grandezas de um sistema elétrico, sejam eles: tensões, corrente, frequência, potência, bem como grandezas inerentes aos próprios componentes, como temperatura ELETROBRÁS (1982).

O relé ao detectar uma perturbação que possa comprometer os equipamentos ou o funcionamento normal do sistema, envia um sinal elétrico que comanda a abertura de um ou mais disjuntores, de modo a isolar o equipamento ou parte do sistema afetado pela falta, impedindo que a perturbação danifique os equipamentos ou comprometa o desempenho do sistema ELETROBRÁS (1982).

Os relés mais utilizados na proteção de sistema de energia elétrica são: o relé de sobrecorrente (50/51), relé de sobrecorrente direcional (67), relé de sobretensão (59), relé de subtensão (27), relé direcional de potência (32), relé de distância (21), relé diferencial (87) e o relé de religamento (79).

Na seção 3.2.6.1 será apresentada as principais características da função 50/51 do relé de sobrecorrente, pois são as funções de proteção mais utilizadas em sistemas de distribuição.

O apêndice B proporciona a nomenclatura dos relés para suas funções de proteção e são identificadas por números de acordo a norma ANSI. Em alguns casos após o número da proteção existe uma ou duas letras representando uma característica adicional da proteção.

3.2.6.1 Relé de Sobrecorrente – Função 50/51

O relé de sobrecorrente (50 / 51) é um dispositivo que supervisiona constantemente a intensidade de corrente que circula no alimentador, comandando a abertura do disjuntor quando a intensidade de corrente atinge ou ultrapassa um valor prefixado, denominado neste trabalho corrente de *pick-up*. Geralmente os relés são conectados aos sistemas de potência através dos transformadores de instrumentos (TCs e TPs) ELETROBRÁS (1982); BARROS (1997).

Os relés de sobrecorrente utilizados em sistemas de distribuição são do tipo instantâneo (o relé atua de forma praticamente imediata para qualquer corrente superior a sua corrente pré-estabelecida) ou temporizado podendo ser de tempo definido (o tempo de atuação não depende da intensidade da corrente) ou de tempo inverso (o tempo de atuação varia inversamente com a corrente, quanto maior a corrente de atuação menor é o tempo de retardo) KINDERMANN (2006).

3.2.6.2 Múltiplo da Corrente de Atuação

Para indicar quantas vezes a corrente de curto-circuito é maior que a corrente de *pick-up* ($I_{pick-up}$) do relé, foi convencionada um termo chamado múltiplo do relé (M), sendo que o múltiplo do relé indica quantas vezes à corrente de falta é superior a corrente de *pick-up*, tendo como dado à relação de transformação de corrente (RTC). Este valor é calculado conforme (41).

$$M = \frac{I_{Secundário,TC}}{I_{pick-up}} = \frac{I_{Primário,TC}}{RTC * I_{pick-up}} \quad (41)$$

Em que ($I_{secundária,TC}$) corresponde a corrente que passa pelo secundário do transformador de corrente e ($I_{primária,TC}$) para a corrente que passa pelo primário do transformador de corrente.

3.2.6.3 Relé de Sobrecorrente Temporizado.

A atuação deste relé é parametrizada para ocorrer após certo tempo (tempo definido ou tempo inverso). O ajuste do relé de sobrecorrente temporizado (51) pode ser feito pelo ajuste da corrente de *pick-up*, cabe mencionar que a corrente de *pick-up* deve ser superior à corrente máxima de operação do sistema para evitar uma atuação indesejada do relé. Deste modo os profissionais que realizam estudos de proteção costumam considerar um fator de segurança (FS). O fator de segurança em sistemas de distribuição pode assumir valores de até 2 com o objetivo de permitir variações de até 100% da carga, devido a transferência de carga oriundas de manobras na rede ou futuras expansões.

$$I_{carga} = FS * I_{nominal} \quad (42)$$

Outro ponto que deve ser considerado na proteção de alimentadores é que o relé deve ser sensível ao menor valor de corrente de curto-circuito no final do circuito protegido (I_{ccmin}), mas algumas vezes isto não é possível.

$$FS * I_{nominal} < I_{pick-up} < \frac{I_{ccmin}}{FS * RTC} \quad (43)$$

$$I_{pick-up} = \frac{I_{carga} * FS}{RTC} \quad (44)$$

Para evitar uma descoordenação dos dispositivos, a curva da unidade temporizada deve ser a mais baixa possível, desde que permita a coordenação e seletividade do relé com outros equipamentos de proteção. Isto é, inicialmente é escolhida a menor curva disponível e deve ser verificada a coordenação e seletividade dos equipamentos instalados a sua jusante, conforme será visto na seção 4.2.5.

3.2.6.4 Relé de Sobrecorrente Instantâneo

O acionamento do relé (ou função de proteção) ocorre quando uma corrente ultrapassa um valor prefixado no seu ajuste, embora o relé seja instantâneo o seu tempo de atuação depende da movimentação dos mecanismos de atuação.

A corrente de *pick-up* da unidade instantânea deverá ser ajustada de acordo com a área de atuação desejada, ou seja, a unidade está relacionada ao fato que a corrente de curto-circuito é inversamente proporcional à distância da subestação ao ponto com defeito (quanto mais perto da subestação maior a corrente de curto-circuito).

O relé de sobrecorrente instantâneo não deverá atuar com a corrente de magnetização do transformador (I_{INRUSH}) instalado no alimentador.

$$I_{pick-up} > \frac{I_{INRUSH}}{RTC} = \frac{M_{rush} * I_{nominal}}{RTC} \quad (45)$$

Em sistemas de distribuição o multiplicador de corrente de magnetização (M_{rush}), mostrado na expressão (45), assume valores distintos de acordo com o número de transformadores no alimentador. A Tabela 3.1 apresenta valores típicos de constantes as serem utilizadas em função do número de transformadores energizados.

Tabela 3.1– Fator de multiplicação da corrente *in-rush*

Número de transformadores	Fator de multiplicação
1	12
2	8,3
3	7,6
4	7,2
5	6,8
6	6,6
7	6,4
8	6,3
9	6,2
10	6,1
>10	6

A unidade de sobrecorrente instantânea não deverá operar para defeitos fora da sua zona de proteção, ou seja, não deverá atuar para menor corrente de curto-circuito no limite da zona de proteção da unidade instantânea.

$$I_{pick-up} > \frac{I_{ccmínimo}}{RTC} \quad (46)$$

A aplicação dos relés (instantâneo e temporizado) pode ser observada no esquema da Figura 2.1. As unidades temporizadas e instantâneas terão as suas próprias faixas de atuação, sendo que a quantidade de operações para bloqueio do disjuntor será a mesma, independente de que unidade do relé operar.

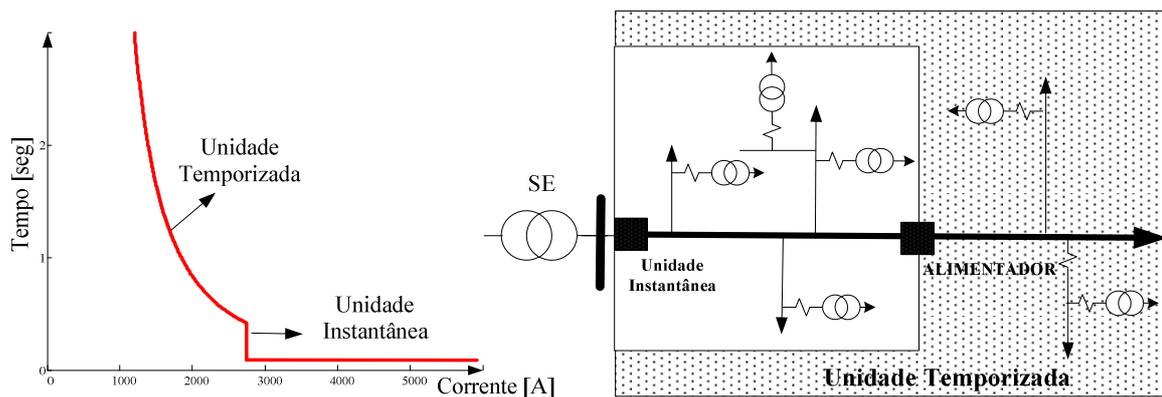


Figura 3.10– Zonas de proteção das unidades instantânea e temporizada

3.3 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Um foco de estudo, análise e avaliação da coordenação e seletividade da proteção em sistemas de distribuição é evitar interrupções do fornecimento de energia melhorando a qualidade do fornecimento. Para garantir a qualidade do serviço, o sistema de proteção deve ser capaz de isolar e remover a parte defeituosa no menor tempo possível. Para ser lograda essa capacidade o sistema de proteção deve ser ajustado de forma coordenada e seletiva.

Na literatura existem dois modelos mais empregados para realizar a coordenação dos equipamentos de proteção, o modelo coordenado (seção 3.3.4) e o modelo seletivo (seção 3.3.5) ELETROBRÁS (1982).

Esta seção é dedicada aos conceitos fundamentais, aos critérios utilizados e observados para os ajustes dos dispositivos de proteção, descritos a seguir:

3.3.1 Dispositivo Protetor e Protegido

O dispositivo protetor fica instalado do lado da carga, funcionando como uma proteção primária. Sua função é mitigar uma falta temporária ou permanente, isso deve ocorrer antes que o dispositivo protegido (ou dispositivo de retaguarda) interrompa o circuito. Para o caso da Figura 3.11 utilizou-se um relé/disjuntor e um fusível, no entanto é possível utilizar qualquer outro dispositivo de proteção na combinação protetor – protegido. O fusível deve ser capaz de atuar antes que o relé/disjuntor interrompa o circuito.

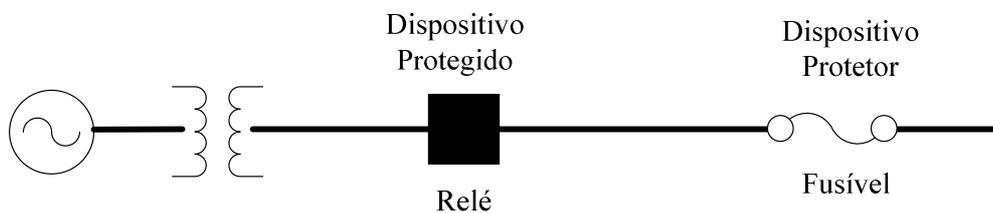


Figura 3.11– Dispositivo protetor e protegido.

O dispositivo protegido fica instalado no lado fonte fazendo a proteção secundária ou a proteção de retaguarda, e deve atuar sempre que o dispositivo protetor não mitigue a falta ELETROBRÁS (1982).

3.3.2 Proteção Seletiva

Entende-se por proteção seletiva (Figura 3.12) aquela projetada e ajustada de tal forma que para qualquer tipo de falta atue apenas o dispositivo de proteção mais próximo ao local da falta, ou seja, deve atuar o dispositivo protetor, isolando o trecho defeituoso ELETROBRÁS (1982). Por exemplo, para uma falta no ramal um, o fusível do ramal deve isolar a área sem a necessidade que o dispositivo de retaguarda (relé/disjuntor) atue.

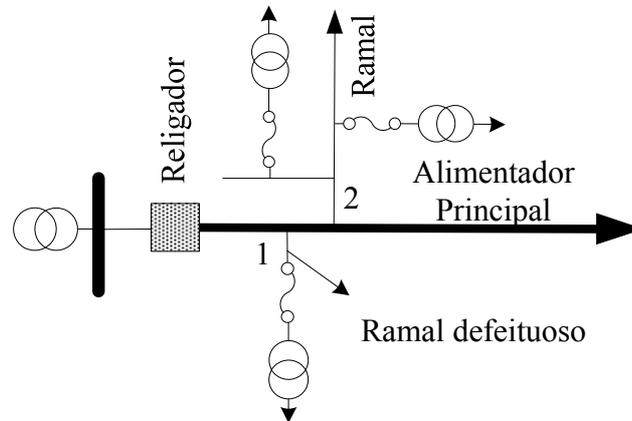


Figura 3.12– Sistema exemplo da proteção seletiva

A vantagem deste tipo de proteção é que são interrompidos apenas os consumidores atendidos pelo ramal afetado diretamente pelo defeito BARROS (1997).

3.3.3 Proteção Coordenada

Proteção coordenada é aquela projetada para atuar parcialmente (abrindo e religando o circuito) na ocorrência de um defeito momentâneo e abrindo permanentemente na ocorrência de um defeito permanente (isolando o ramal defeituoso). Uma proteção coordenada proporciona o restabelecimento automático do sistema para defeitos transitórios e a seletividade para defeitos sustentados. É importante ressaltar que toda proteção coordenada apresenta seletividade, mas nem toda proteção seletiva é coordenada BARROS (1997).

A análise da coordenação é obtida pela superposição das curvas características, tempo x corrente, dos diversos equipamentos utilizados nos sistemas de proteção. O objetivo é definir as temporizações mais apropriadas para cada dispositivo de proteção e as correntes de *pick-up* ou correntes de atuação de cada equipamento de proteção.

Tomando a Figura 3.12 como exemplo e supondo uma falta no ramal 1, ocorre a operação em curvas rápidas do dispositivo de proteção de retaguarda (reliador) na tentativa de eliminar a falta, caso seja transitória. Se a falta for permanente o fusível do ramal deve isolar o ramal defeituoso evitando o bloqueio do dispositivo de retaguarda (reliador). A vantagem seria que os consumidores dos demais ramos sofrem interrupções momentâneas para faltas transitórias BARROS (1997).

3.3.4 Modelo Coordenado

O modelo coordenado das unidades temporizada e instantânea é responsável por cobrir toda a zona para o qual o religador é o dispositivo de proteção de retaguarda, isto é, até o ponto C (Figura 3.13). A filosofia principal deste modelo deve ser tal que o dispositivo instalado à jusante atue após a curva rápida do religador ELETROBRÁS (1982).

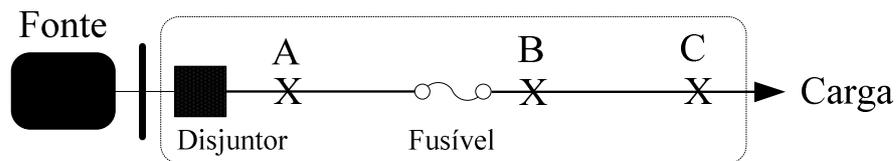


Figura 3.13– Alcance das unidades temporizadas e instantânea. Modelo coordenado

3.3.5 Modelo Seletivo

Para um modelo seletivo a unidade temporizada cobre toda a zona para a qual o religador é designado como proteção de retaguarda, até o ponto C (Figura 3.14) e a unidade instantânea cobre somente a zona na qual o religador é designado como proteção primária (até o ponto B). A operação consiste que para qualquer falha no trecho BC o elo-fusível deve fundir antes da abertura do disjuntor, e para falhas no trecho AB a unidade instantânea deve operar enviando um sinal de acionamento para o religador. A filosofia principal deste modelo deve ser tal que o elo-fusível sofre fusão antes que o religador venha a operar pela curva lenta.

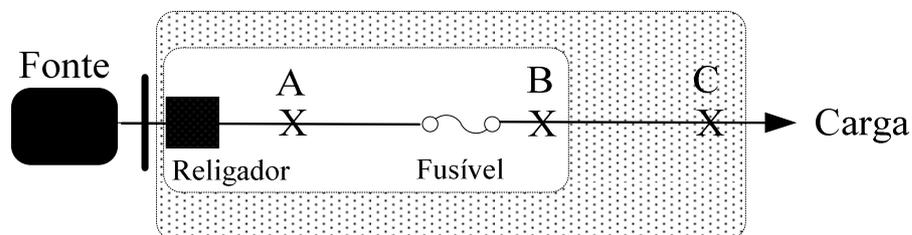


Figura 3.14– Alcance das unidades temporizadas e instantânea. Modelo seletivo

3.3.6 Coordenação Religador – Fusível.

Para o modelo coordenado da Figura 3.13, é obrigatório a utilização de religador com bloqueio da unidade após o primeiro religamento. A sequência de operação é: para qualquer falta no trecho BC o religador opera antes da fusão do fusível, logo o religador religa e ocorre o bloqueio da unidade instantânea. Para falhas transitórias o sistema se restabelece e para faltas permanente ocorre à fusão do fusível, isso implica que a curva rápida do religador deve apresentar tempo de atuação superior a curva do fusível.

Para o modelo seletivo da Figura 3.14, a sequência de operação é: para qualquer falta no trecho BC o fusível deve se fundir antes que o religador abra o circuito. A corrente de operação da unidade instantânea (curva rápida) deve ser maior que o limite inferior (menor valor da corrente curto-circuito necessário para a fusão do elo-fusível) e menor que a corrente do limite máximo (maior valor da corrente de curto-circuito para a operação do elemento instantâneo). Para uma corrente de defeito compreendido entre o valor mínimo e o valor de ajuste da curva rápida do religador é possível obter seletividade entre o fusível e religador.

A coordenação é assegurada quando os ajustes da curva rápida do religador estão abaixo da curva de tempo total da interrupção do fusível, em toda a faixa da coordenação como ilustrado na Figura 3.15 CPFL (2006); ELETROBRÁS (1982).

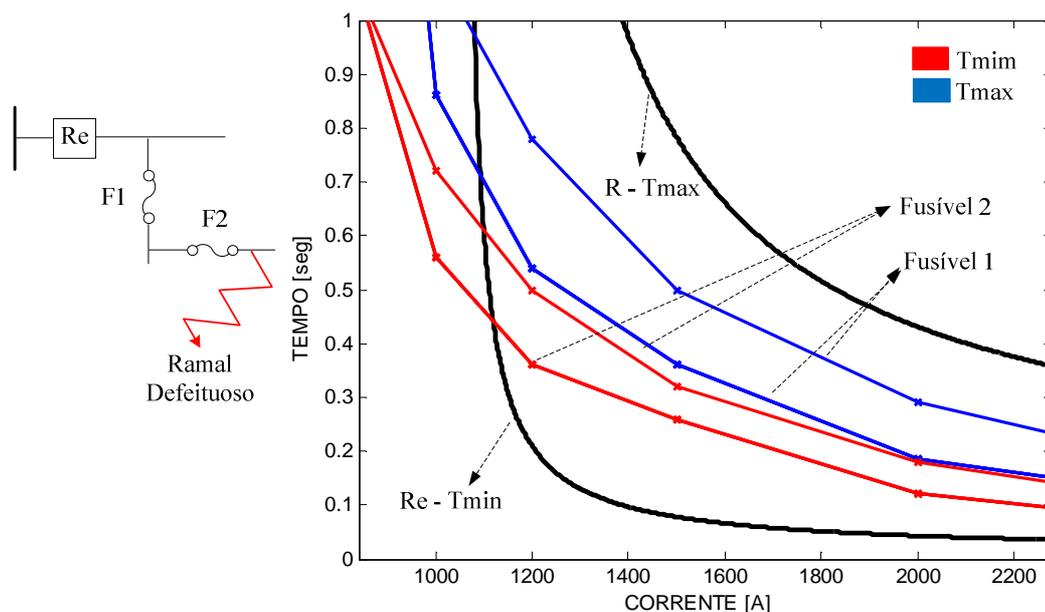


Figura 3.15– Coordenação religador – fusíveis

3.3.7 Coordenação Relé – Religador.

Para este tipo de configuração (Figura 3.16) o religador é instalado na zona da proteção da unidade temporizada, em que o religador deve completar seu ciclo de operação antes que o relé possa atuar. Satisfazer essa condição é necessário que para qualquer corrente de curto-circuito na zona de operação do religador deva ser mitigada pela mesma. O tempo de operação do religador deve ser menor que o tempo de atuação dos relés nas unidades temporizadas. Para relés eletromecânicos deve ser considerado o avanço e o recuo do disco de indução do relé durante as operações do religador CPFL (2006); ELETROBRÁS (1982).

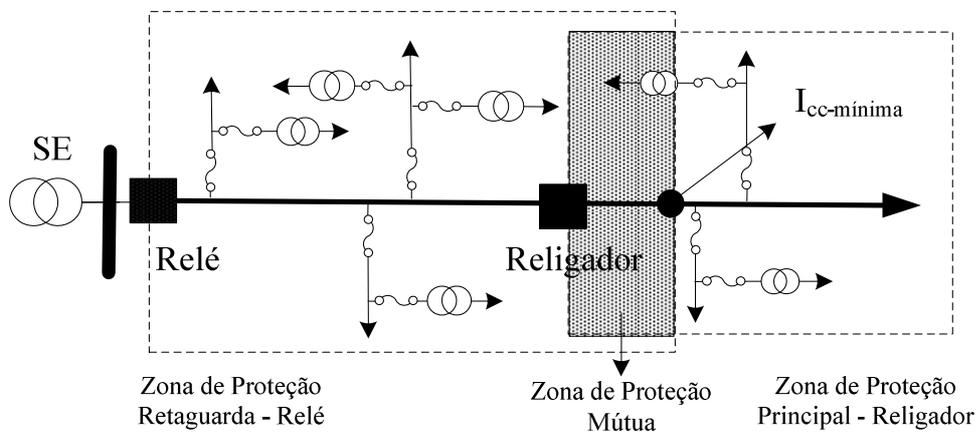


Figura 3.16– Coordenação relé – religador

Para lograr a coordenação entre o relé - religador é necessário que a corrente mínima de operação do religador seja igual ou menor que a corrente de ajuste de relé. Para assegurar a seletividade é necessário desenhar as curvas de ambos dispositivos. Se a curva do religador ficar abaixo da curva do relé em toda a faixa da corrente de curto-circuito mínima e máxima, em cuja zona o religador é a proteção de principal e o relé a proteção de retaguarda, a seletividade estará assegurada. Caso as curvas se interceptem é necessário elevar a curva ou a corrente de *pick-up* do relé.

A seletividade é assegurada quando as curvas de atuação da unidade instantânea estão afastadas no mínimo 0,2 segundos das respectivas curvas do religador CPFL (2006); ELETROBRÁS (1982), mas outros valores também são utilizados e dependem principalmente da tecnologia dos equipamentos utilizados conforme apresentado na seção 3.3.9.

3.3.8 Coordenação Fusível – Fusível

Uma característica da proteção dos sistemas de distribuição é que geralmente não é possível a coordenação completa de todos os dispositivos, por exemplo, a coordenação de três fusíveis para correntes de curto-circuito (Figura 3.17) é bastante complicada, sendo que a seletividade está garantida quando o tempo total de máxima interrupção do elo protetor (F3) não ultrapasse 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (F2), mesmo critério para F2 como elo protetor e F1 como elo protegido CPFL (2006).

$$TF 3 \leq 0,75 * TF 2 \quad (47)$$

Para uma proteção coordenada e seletiva o fusível protetor deve atuar para toda a faixa de corrente de defeito em sua zona de proteção, com um intervalo suficiente para evitar a fusão ou danificação do fusível protegido CPFL (2006).

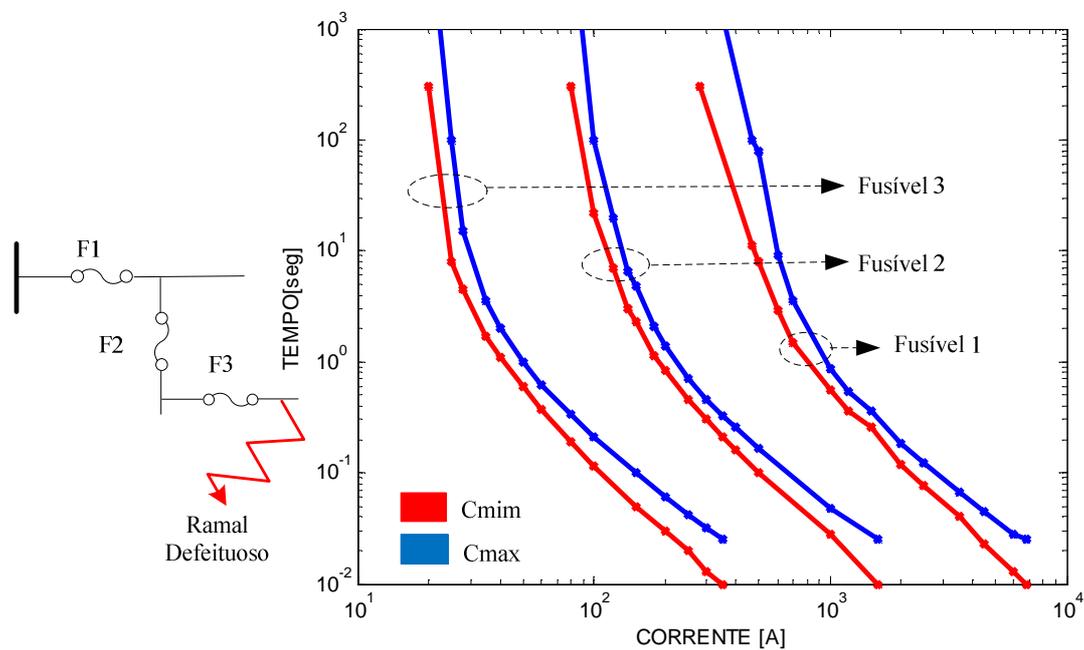


Figura 3.17– Coordenação entre fusíveis

3.3.9 Tempo da Coordenação

O tempo da coordenação ou intervalo entre as coordenações (Δt) é a menor diferença de tempo que dois ou mais dispositivos de proteção coordenados devem ter para garantir a atuação adequada da proteção.

Exemplificando os tempos de operação para dois relés de sobrecorrente sucessivos (montante e jusante), devem satisfazer a expressão (48) para uma coordenação entre os equipamentos.

$$t_{montante} - t_{jusante} \geq \Delta t \quad (48)$$

Podemos reescrever da seguinte forma:

$$\frac{TMS_{montante} * \beta_{montante}}{\left(\frac{I_{cc}}{I_{pick-up}}\right)^\alpha - 1} \geq \Delta t + \frac{TMS_{jusante} * \beta_{jusante}}{\left(\frac{I_{cc}}{I_{pick-up}}\right)^\alpha - 1} \quad (49)$$

Objetivando uma melhor compreensão dos tempos que compõem a coordenação para o caso dos relés de sobrecorrente é analisado o sistema da Figura 3.18.

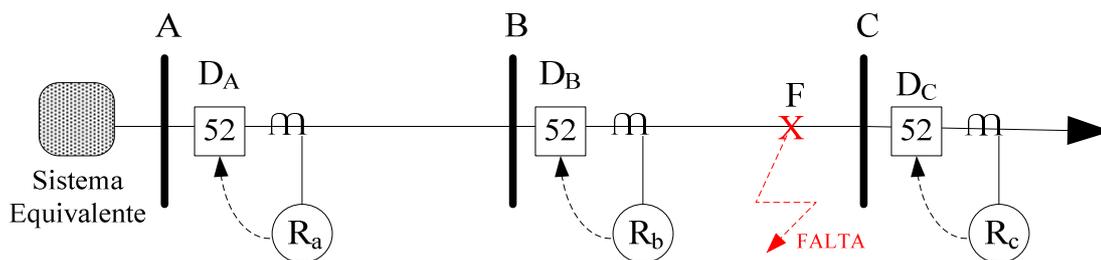


Figura 3.18– Sistema elétrico com sistema de proteção.

Para uma falha no ponto (F) o relé responsável pela extinção do defeito deve ser o relé mais próximo ao ponto da falha (R_b), em caso de falha do R_b o relé responsável passa a ser (R_a) que deverá atuar somente se o disjuntor (D_B) não extinguir a falta.

Se o sistema de proteção da barra B falhar, o tempo de operação do R_a é a soma dos tempos de abertura do disjuntor D_B , tempo de operação do R_b , o tempo de reset do R_a , e o tempo de segurança, ajustado pelo responsável da coordenação dos relés de sobrecorrente (Figura 3.19).

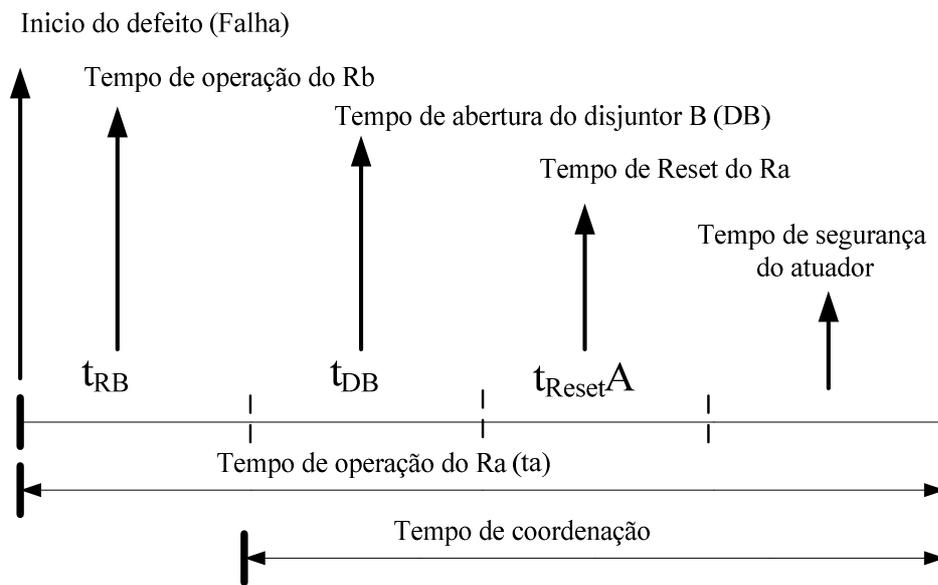


Figura 3.19– Intervalo de tempo de coordenação

Na prática é utilizado um valor de tempo de coordenação compreendido entre 0,3 a 0,5 segundos. Para o tempo de coordenação é necessário conhecer o tipo de relé a ser utilizado e o tipo de disjuntor envolvido com o relé CPFL (2006); ELETROBRÁS (1982).

3.4 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A proteção de alimentadores depende principalmente do interesse das concessionárias e dos recursos disponíveis de cada concessionária de energia elétrica. Alguns princípios são bastante utilizados e serão apresentados a seguir.

A proteção em sistema de distribuição se difere da proteção relacionada aos sistemas de transmissão e aos sistemas industriais, pois a maioria dos sistemas de distribuição é operada de forma radial, e os sistemas atuais não possuem fluxo de energia bi-direcional, existe uma grande possibilidade de faltas com resistência de arco e a relação de custo-benefício se torna proeminente (grandes extensões de rede, carga pulverizada, custo elevado dos equipamentos de proteção, etc.). Deste modo, a proteção geralmente não é projetada para possuir proteção de retaguarda em todos os pontos da rede elétrica e para todos os tipos de curto-circuito BARROS (1997).

A proteção adotada em um sistema de distribuição deve ser capaz de detectar a falha e isolar a área afetada no menor tempo possível, de forma confiável e com a mínima interrupção. Uma filosofia é satisfatória se o sistema de proteção cumpre os seguintes objetivos BARROS (1997):

1. Segurança pessoal: Resguardar a segurança dos consumidores;
2. Manter a integridade dos equipamentos: Evitar que os condutores e equipamentos fiquem submetidos à sobrecorrentes com duração superior a sua capacidade;
3. Isolar a parte afetada do sistema: Facilitar a localização e a remoção do defeito, restringindo a interrupção do suprimento ao menor trecho possível, através de arranjo seletivo adequado, propiciando menores índices de duração da interrupção;
4. Assegurar o fornecimento: Minimizar interrupções causadas por defeitos de natureza transitória, aumentando a continuidade do serviço.

3.4.1 Aspectos Gerais

O primeiro requisito e uma característica importante de uma proteção eficiente em sistemas de distribuição é a detecção de falta, por exemplo, na Figura 3.20 é observada a complexidade para determinar de forma precisa as correntes de falta, além da dificuldade de ajustar a proteção para eliminar os defeitos, geralmente isto é feito através do desligamento do trecho ou ramal que apresenta o defeito. Como já tinha sido descrito na seção 2.1, em sistemas

de distribuição, grande parte dos defeitos são transitórios, e uma solução para este tipo de defeito que é bastante utilizada pelas concessionárias, consiste em realizar o religamento da área em que foi desligada. É importante esclarecer que neste trabalho não foi abordado o tema de detecção de falta.

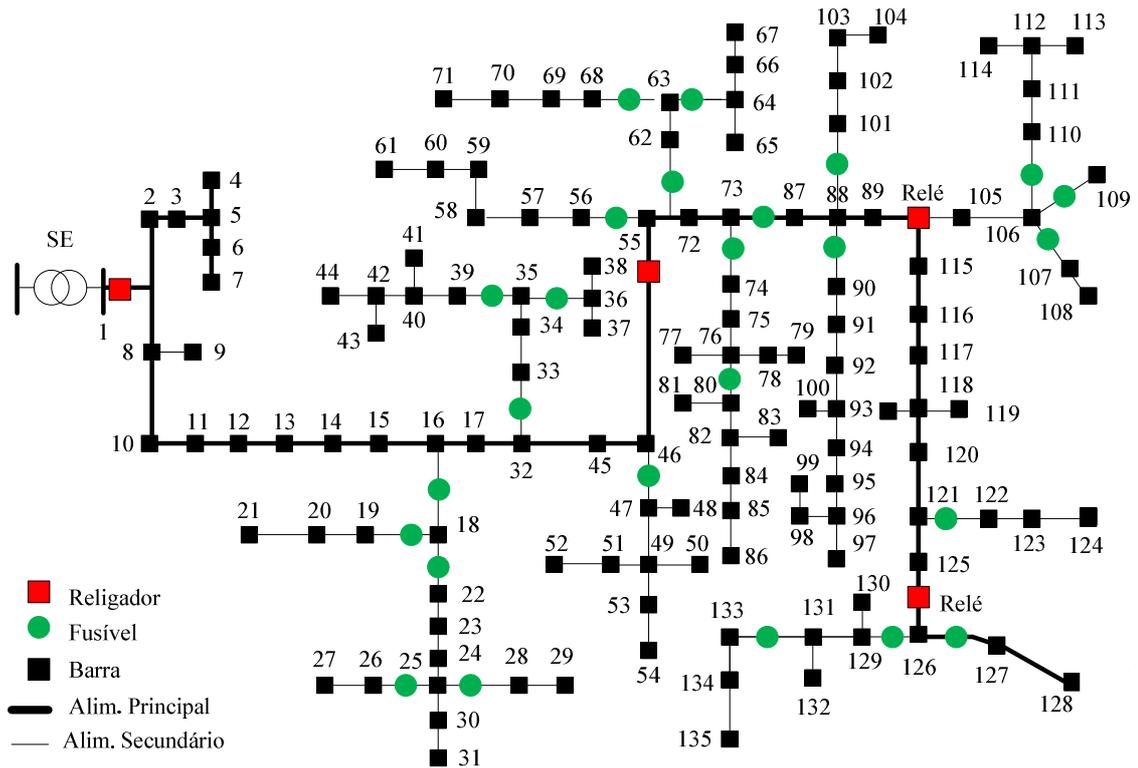


Figura 3.20– Alimentador de distribuição – 135 barras

Para o caso da Figura 3.21, por exemplo, é mostrado um sistema radial de pequeno porte, onde serão analisadas algumas diretrizes operacionais (Religador – Fusíveis).

1. **Falta no trecho A - B:** O religador (R_A) é sensível a faltas localizadas dentro da área demarcada pela linha tracejada em azul. Logo, se uma falta temporária ocorrer no trecho AB do alimentador principal, o religador (R_A) abrirá seus contatos desenergizando o circuito. Após um determinado intervalo de tempo, o religador irá religar o circuito e avaliará se o defeito foi mitigado. Caso o defeito não tenha sido eliminado o religador irá novamente desenergizar o circuito. Este procedimento será

repetido por um número determinado de vezes (geralmente igual a três). Caso o defeito não seja eliminado ao final das tentativas o religador assumirá a posição bloqueio.

2. **Falta no ramal 2 após o fusível:** Para uma falta dentro do ramal dois, os dispositivos sensíveis para uma falta são o fusível do ramal e o religador (R_A). Caso ocorra uma falta temporária no ramal 2, o religador (R_A) atuará em primeira instância (curva rápida) abrindo seus contatos e desenergizando o circuito, para evitar a atuação indevida do fusível do ramal 2. Transcorrido um determinado intervalo de tempo o religador irá religar o circuito, avaliando se o defeito foi eliminado pelo fusível. Caso o defeito não tenha sido eliminado o religador irá novamente desenergizar o circuito e ajustar sua operação para curva lenta e com isto, no próximo religamento, o fusível atuará caso a falha seja permanente.
3. **Falta no trecho B - Ponto final (Interseção com área do R_A):** Pode ser programada a coordenação entre o R_A e o R_B semelhante a coordenação religador-fusível, mas na maioria dos casos esta coordenação não se faz necessário, uma vez que o R_B pode restabelecer o circuito e não sendo necessário a interrupção dos consumidores a montante de R_B .

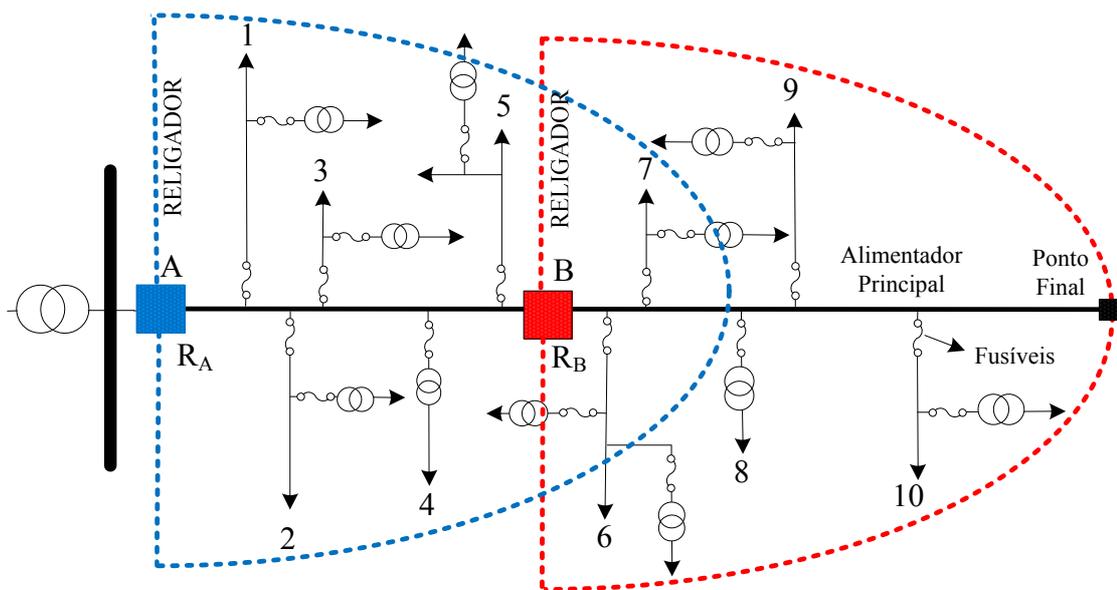


Figura 3.21– Sistema de distribuição com limites dos religadores

4. **Falta no trecho B - Ponto final (após interseção com área do R_A):** O R_B atua conforme o procedimento apresentado no caso 1.
5. **Falta no ramal 10 após o fusível:** uma falta dentro do ramal 10 os dispositivos sensíveis para uma falta são o fusível do ramal 10 e o religador (R_B). O R_B e o fusível 10 atuam conforme ao explicado anteriormente no caso 2.

Outro caso particular da proteção de sistemas de distribuição, por exemplo, seria a coordenação de relés ou religador com um ou mais fusíveis. Para esta situação o fusível deve ser capaz de suportar todas as operações rápidas do religador. Assim para as faltas permanentes o religador deve atuar em um tempo tal que, seja suficiente para que o fusível possa se fundir completamente evitando possíveis problemas de coordenação. CPFL (2006).

Uma característica dos sistemas de distribuição é o grande desequilíbrio, logo as correntes de curto-circuito podem ser bastante diferentes nas fases por causa da assimetria da rede, e causar algumas disparidades na análise da proteção (mais detalhes serão apresentados no capítulo 5). Na Figura 3.22 é ilustrado o desequilíbrio de correntes das fases sob condições de defeito simétricas, em que os valores foram extraídos do caso IEEE 4 Bus.

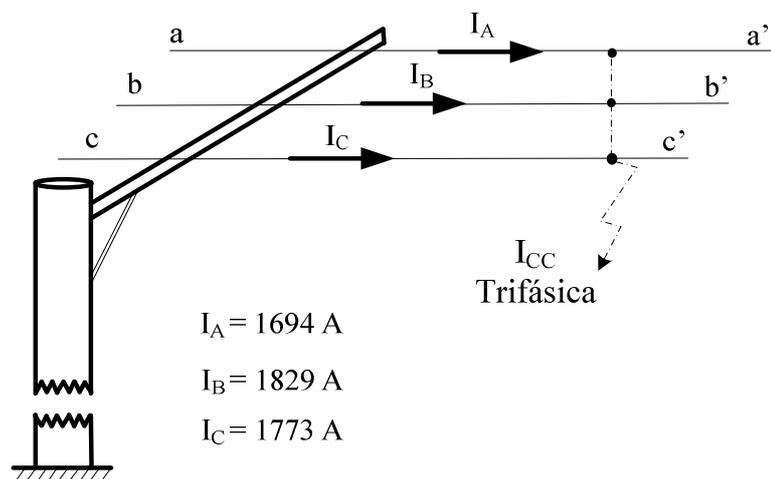


Figura 3.22– Corrente de curto-circuito desequilibrado

3.4.2 Considerações sobre curtos-circuitos em sistemas de distribuição

Existem diversos métodos para ajustar o alcance da proteção dos sistemas de distribuição (corrente de curto-circuito mínima em que a proteção atuará). Os métodos mais comuns são: a utilização de uma porcentagem em relação à corrente relativa a um curto franco (0 ohms) em um determinado ponto do circuito ou o cálculo do curto-circuito considerando uma resistência de falta. Os valores comumente utilizados são: 1, 2, 10, 20, 30, e 40 ohms.

Uma prática utilizada nas concessionárias é ajustar a proteção para tentar mitigar todas as faltas de correntes altas sem ser muito conservativo, por exemplo, ajustando a proteção para uma falta com resistência de contato igual a 20 ohms e tensão 13.8 kV, tem-se uma corrente de aproximadamente 400 A, que neste caso é semelhante à corrente de carga e isto causará a operação equivocada da proteção. Em muitos casos a resistência de contato geralmente não é maior do que 2 ohms. Em casos de cabos partidos, a resistência de contato geralmente é maior do que 40 ohms, nestes casos, tanto a proteção de sobrecorrente de fase como a sobrecorrente de neutro podem não atuar.

Outro ponto consiste que mesmo, para curtos-circuitos equilibrados, podem ocorrer correntes de falta com grande desequilíbrio entre as fases, conforme já exemplificado na Figura 3.22.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Foram apresentados neste capítulo os principais conceitos dos principais dispositivos de proteção, utilizados em sistemas de distribuição, com o objetivo de permitir uma maior compreensão e conhecimento dos dispositivos. São apresentados os seguintes dispositivos: chaves fusíveis, relés, religadores e chaves seccionadoras, como também os transformadores de instrumentos.

Durante o análise de cada dispositivo foi exposto seu principio de funcionamento, sua aplicação e as principais normas que os especificam, como também alguns critérios de coordenação e seletividade, apresentando as condições que devem ser respeitadas nas diversas configurações dos dispositivos (fusível – fusível; religador – fusível; relé – fusível; etc.)

Para realizar o projeto de proteção dos sistemas de distribuição, muitas concessionárias utilizam procedimentos padronizados e muitas vezes não analisam detalhadamente os sistemas de proteção concebidos para melhorar possíveis problemas de coordenação. Uma das contribuições deste trabalho é propor uma metodologia para análise detalhada dos sistemas de proteção dos alimentadores de distribuição, visando detectar problemas de coordenação e apresentar possíveis pontos de melhoria.

4 METODOLOGIA PARA ANÁLISE AUTOMÁTICA DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Na revisão bibliográfica foi mostrado que, embora exista uma grande disponibilidade de ferramentas computacionais com ênfase em estudos de coordenação e seletividade da proteção, ainda existem lacunas a serem preenchidas; dentre elas, a necessidade de desenvolvimentos complementares para a avaliação automática de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição, uma delas é a avaliação automática do resultado de coordenação e seletividade da proteção em sistemas de distribuição.

Visando combater esta carência, este documento apresenta detalhadamente uma metodologia para avaliar e automatizar esta análise, constituindo-se como a principal contribuição desta dissertação. O objetivo principal é disponibilizar as seguintes funcionalidades:

1. Dois métodos (método direto e método iterativo) para avaliação das condições pós-defeito nos sistemas de distribuição e modelo dos principais dispositivos elétricos do sistema de distribuição (Capítulo 2).
2. Modelo matemático dos equipamentos de proteção (relés, transformadores de correntes, transformadores de potencial, diferentes tipos de fusíveis e chaves seccionadoras) pertencentes ao sistema de distribuição.
3. Ferramenta para verificação automática dos dispositivos de proteção, verificando se eles estão corretamente ajustados, e permitindo a coordenação e/ou seletividade entre os mesmos. Caso não seja cumprida alguma condição (coordenação ou seletividade) é emitida uma mensagem de alerta indicando o erro e sugerindo possíveis soluções. A verificação automática é feita considerando:

- O dial de tempo para os relés de proteção, as normas padronizadas e o tipo de curva para a análise dos tempos de atuação dos dispositivos, levando em consideração cada tipo de defeito e diferentes pontos de localização de defeitos.
- Confeção de gráficos de coordenação (coordenogramas) e seletividade na atuação de diversos dispositivos de proteção.
- Geração de relatórios de saída, com os tempos de atuação de todos os dispositivos de proteção (acionados e não acionados).

Em resumo, este capítulo expõe a metodologia proposta, efetivada por meio do desenvolvimento de um programa computacional para a validação da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção em sistemas de distribuição.

Destaca-se como vantagem o fato da metodologia proposta pode ser utilizado também em sistemas malhados e com geração distribuída, a fim de verificar o comportamento do sistema de distribuição. No entanto, as proteções direcionais e diferenciais não foram implementadas, sendo parte dos trabalhos futuros.

4.2 MODELOS DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

4.2.1 Transformadores de Corrente

As principais funções do transformador de corrente são: evitar a conexão direta do relé e medidores na rede elétrica, e adaptar as grandezas a serem medidas aos valores compatíveis com a capacidade desses equipamentos FILHO (2005).

O modelo do transformador de corrente monofásico, considerado como padrão nesta metodologia, é um elemento RLC de baixa impedância. Neste trabalho não foi abordada a saturação dos transformadores de corrente e é um tema indicado para trabalho futuro, maiores detalhes podem ser encontrados em PANSINI (2006); GÖNEN (1986) e FILHO (2005).

Os dados necessários para a modelagem do transformador de corrente são informados por um banco de dados, tais como: a relação de transformação de corrente (por fase), magnitude da impedância, tipo de conexão (estrela aterrada, etc), a topologia (barra na qual está conectado) e a configuração de conexão dos TCs.

Para representar o transformador de corrente dentro do sistema elétrico é necessário criar uma ou duas barras fictícias dependendo da topologia e da utilização do dispositivo de proteção. As correntes I^a , I^b e I^c que passam pelos TCs monofásicos são as correntes do circuito (Figura 4.1) e a corrente do neutro I^n é o somatório das correntes de fase.

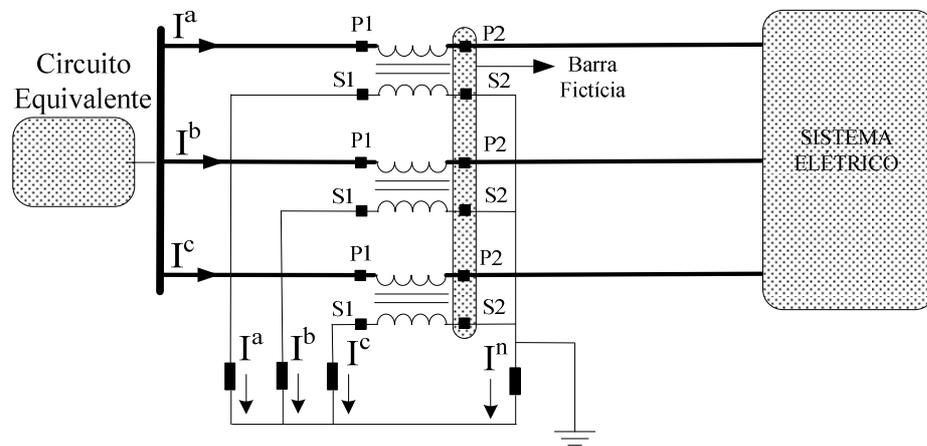


Figura 4.1– Esquema de ligação do TC em estrela no secundário

Os valores das correntes que circulam no secundário dos TCs são calculados por meio da relação (50) e os valores de RTC padronizados pela ABNT NBR 6856 de 2009 são reproduzidos na Tabela 4.1.

$$RTC = \frac{I_{Primária}}{I_{Secundária}} \quad (50)$$

Os valores das correntes secundárias normalmente são padronizados em 5 ou 1 A. A corrente nominal de 1 A é utilizada quando os relés de proteção estão instalados distantes dos transformadores de corrente e tem como objetivo reduzir a queda de tensão nos cabos de ligação.

Tabela 4.1– Relação de transformadores de corrente – NBR 6856

Corrente Primária	Relação Nominal	Corrente Primária	Relação Nominal	Corrente Primária	Relação Nominal
5	1:1	100	20:1	1000	200:1
10	2:1	125	25:1	1200	240:1
15	3:1	150	30:1	1500	300:1
20	4:1	200	40:1	2000	400:1
25	5:1	250	50:1	2500	500:1
30	6:1	300	60:1	3000	600:1
40	8:1	400	80:1	4000	800:1
50	10:1	500	100:1	5000	1000:1
60	12:1	600	120:1	6000	1200:1
75	15:1	800	160:1	8000	1600:1

Uma característica do sistema de distribuição é o desequilíbrio entre os condutores, isso se reflete nas correntes de defeitos. Caso o TC englobe duas ou mais fases é feito o somatório vetorial das correntes que passam pelo TC para determinar a corrente total.

A utilização de TCs nos condutores de aterramento de equipamentos, cabos neutros e conexões do tipo *ground-sensor* seguem os mesmos princípios que foram apresentados nesta seção.

4.2.2 Transformadores de Potencial

Transformadores de potencial (TP) são dispositivos destinados a transformar os níveis das tensões primárias (geralmente elevados) para valores secundários, apropriados para uso de outros dispositivos elétricos.

Os transformadores de potencial monofásicos são modelados como um elemento RLC de alta impedância. Em alguns casos, pode ser necessária a criação de barras fictícias.

Os dados necessários para a modelagem do TP são a relação de transformação de potencial, a magnitude da impedância, a topologia (barra na qual o equipamento está conectado) e indicação da conexão dos TPs (estrela, delta, delta aberto, etc). Na Figura 4.2 é apresentado um banco de TPs conectados em estrela aterrada.

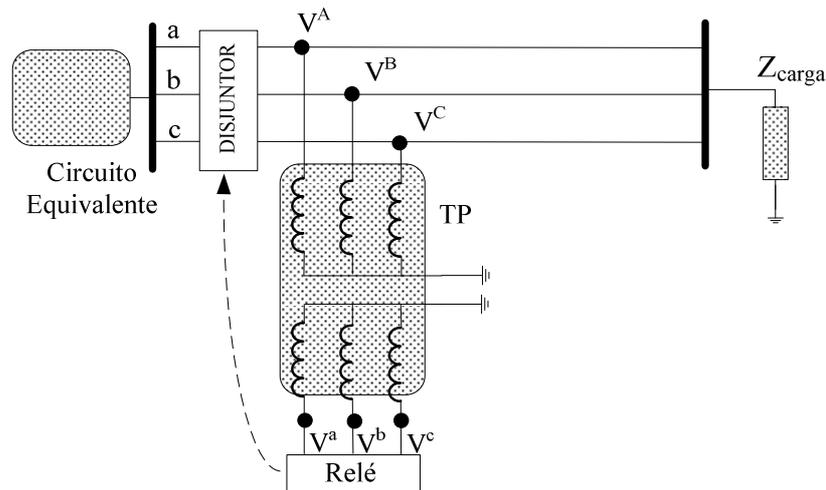


Figura 4.2– Esquema de ligação estrela aterrada-estrela aterrada do TP

Os valores das tensões secundárias dos TPs são calculados por meio da relação (51) e os valores de RTP padronizados pela ABNT NBR 6855 de 2009 e são reproduzidos na Tabela 4.2. Ressalta-se que a tensão secundária, de acordo com a NBR 6855, é padronizada em 115 V ou $115/\sqrt{3}$.

$$RTP = \frac{V_{Primária}}{V_{Secundária}} \quad (51)$$

O enrolamento primário do TP é conectado à rede elétrica em derivação e deve atender a um dos seguintes grupos de ligação: Grupo 1 – TPs ligados entre fases (geralmente para tensões até 34,5 kV), Grupo 2 (sistema que pode ser considerado solidamente aterrado) e Grupo 3 (não se pode garantir a eficácia do aterramento).

Na Tabela 4.2 é detalhada a relação nominal dos TPs normalizada pela NBR 6855 para cada grupo de TP.

Tabela 4.2– Relação de transformadores de potencial – NBR 6855

Grupo 1 Fase–Fase		Grupo 2 e 3 Fase – Neutro		
Tensão Primária Nominal (Volts)	Relação Nominal	Tensão Primária Nominal / $\sqrt{3}$ (Volts)	Relações Nominais	
			Tensão Secundária de $115 / \sqrt{3}$ (Volts)	Tensão Secundária de 115 (Volts)
115	1:1	–	–	–
230	2:1	230	3,6: 1	2:1
402,5	3,5: 1	402,5	6,1: 1	3,5: 1
460	4:1	460	7,2: 1	4:1
575	5:1	575	8,7: 1	5:1
2300	20:1	2300	36: 1	20:1
3450	30:1	3450	52,5: 1	30:1
4025	35:5	4025	60:1	35:1
4600	40:1	4600	72:1	40:1
6900	60:1	6900	105:1	60:1
8050	70:1	8050	120:1	70:1
11500	100:1	115000	160:1	100:1
13800	120:1	138000	210:1	120:1
23000	200:1	23000	360:1	200:1
34500	300:1	34500	525:1	300:1
46000	400:1	46000	720:1	400:1
69000	600:1	69000	1050:1	600:1

4.2.3 Chaves Fusíveis / Elos-Fusíveis

Em sistemas de distribuição as chaves fusíveis são os dispositivos de proteção em maior abundância, utilizados para a proteção de alimentadores secundários, devido ao seu baixo custo em relação aos outros dispositivos.

Os fusíveis são modelados como uma resistência de pequeno valor ôhmico e são informados conjuntamente os valores de correntes suportadas pelo elo fusível e o tipo do fusível (K, T ou H). Pode-se também inserir diretamente um conjunto de pontos no plano tempo x corrente correspondentes a curva de atuação por fusível (curvas de tempo mínimo e máximo de atuação).

Na Figura 4.3 é apresentado um sistema-exemplo com dois fusíveis e na Figura 4.4 é apresentado o coordenograma da função de proteção deste sistema.

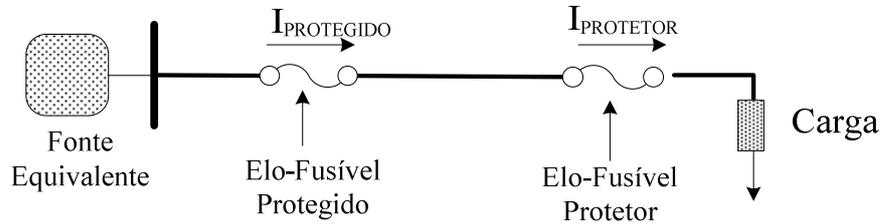


Figura 4.3– Identificação dos elos-fusíveis

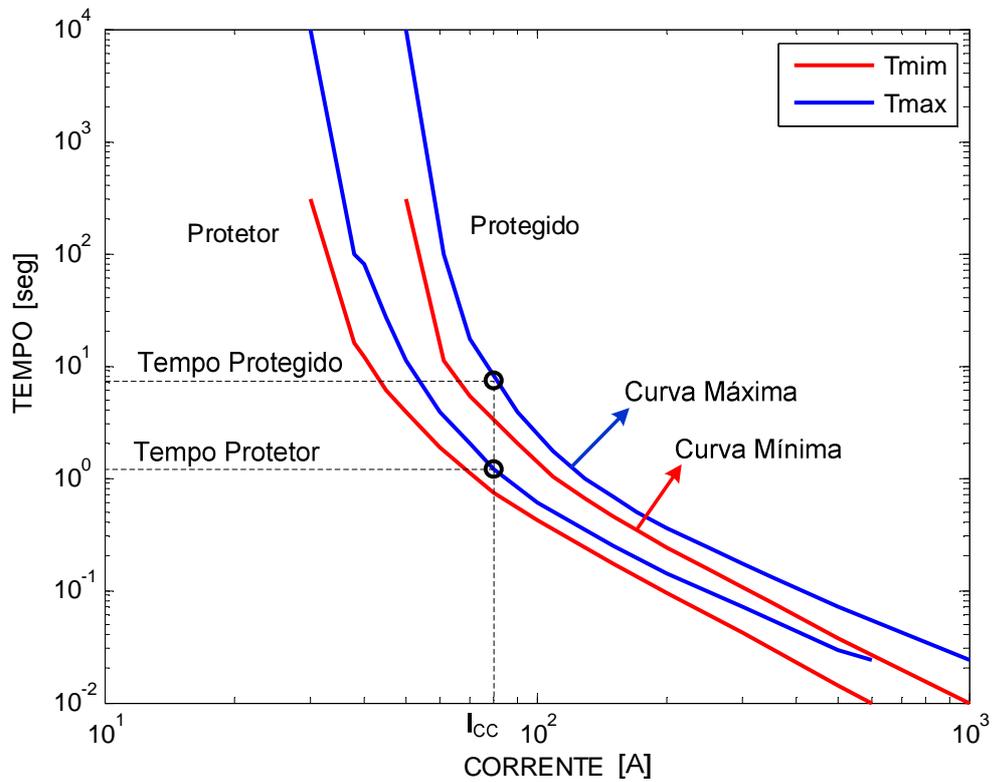


Figura 4.4– Fusível tipo K do exemplo

A Tabela 4.3 fornece os valores dos elos-fusíveis normalizados, onde o cruzamento da linha (protetor) e da coluna (protegido) equivale ao valor máximo da corrente em amperes, na qual se garante a coordenação entre os elos-fusíveis (protetor e protegido).

Tabela 4.3– Elo-fusível protetor e protegido – Tipo K

Elo-Fusível Protetor	Elo-Fusível Protegido											
	10K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
6K	190	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K		440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K		300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K			320	710	105	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K				430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K					500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K						660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K							850	1700	2800	3900	5800	9200
40K								1100	2200	3900	5800	9200
50K									1450	3500	5800	9200
65K										2400	5800	9200
80K											4500	9200
100K											2000	9100
140K												4000

Também são detalhados na Tabela 4.4 os dados de coordenação do elo-fusível do tipo T. Na Tabela 4.5 e na Tabela 4.6 são detalhados os valores para a coordenação do tipo H com os outros tipos.

Tabela 4.4– Elo-fusível protetor e protegido – Tipo T

Elo-Fusível Protetor	Elo-Fusível Protegido											
	10F	15F	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
6T	350	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T		800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T		530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T			680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T				730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T					990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T						1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T							1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T								1700	3800	6100	9700	15200
50T									1750	4400	9700	15200
65T										2200	9700	15200
80T											7200	15200
100T											4000	15200
140T												7500

Tabela 4.5– Elo-fusível protetor (Tipo H) e protegido (Tipo K)

Elo-Fusível Protetor	Elo-Fusível Protegido											
	10K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
1H	230	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H	45	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H	45	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H	45	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H	45	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabela 4.6– Elo-fusível protetor (Tipo H) e protegido (Tipo T)

Elo-Fusível Protetor	Elo-Fusível Protegido											
	10T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
1H	520	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	500	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	500	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	500	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	500	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

Também são indicados na literatura outros modos de realizar a coordenação entre fusíveis, dentre os quais vale destacar dois mais comuns:

a) A coordenação pelas curvas de tempo x corrente para uma coordenação satisfatória consiste que o tempo total de interrupção do elo-fusível protetor não deve exceder 75% do tempo mínimo de fusão do elo-fusível protegido. (IEEE std 242-2001).

$$t_{Protetor} \leq 0.75 * t_{Protegido} \quad (52)$$

b) Deixar um espaço vazio entre as curvas de tempo máximo do elemento protetor e tempo mínimo do elemento protegido (IEEE std 242-2001).

4.2.4 Chaves Seccionalizadoras

As chaves seccionalizadoras são representadas por um elemento RLC (inductor) de baixa impedância (Figura 4.5) quando fechadas e por um circuito aberto quando abertas.

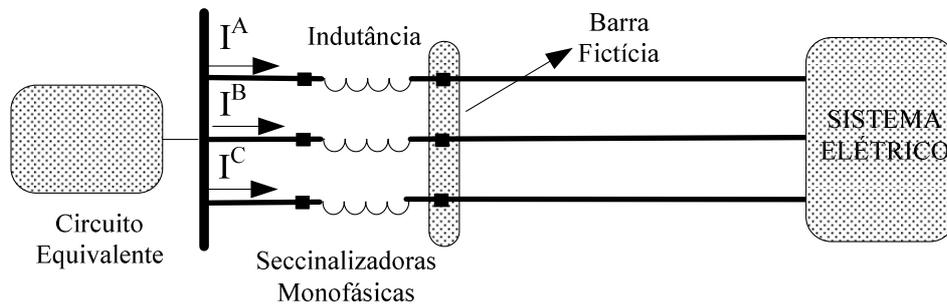


Figura 4.5– Esquema de representação das chaves seccionalizadoras

4.2.5 Relés

Os relés não são modelados por equipamentos elétricos, deste modo não apresentam contribuições para o processo de determinação das grandezas de defeito. As principais funções e características implementadas serão apresentadas a seguir.

4.2.5.1 Curvas de Tempo Definido.

A função de proteção de sobrecorrente de tempo definido atua quando uma corrente possuir um valor maior que a corrente de acionamento mínima ($I_{pick-up}$) durante um determinado intervalo de tempo (t_{ajuste}). Um exemplo do coordenograma desta função é apresentado na Figura 4.6.

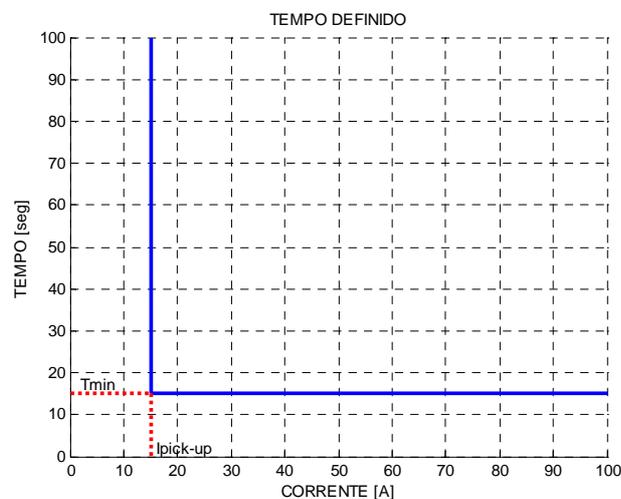


Figura 4.6– Curva de atuação por tempo definido

4.2.5.2 Curvas de Tempo IEC

Os equipamentos que obedecem à curva IEC 60255-3 (geralmente designadas curvas IEC) são classificados de acordo com os valores adotados pelas suas constantes (IEC 60255-22-3, 2007). As curvas IEC são determinadas pela expressão (53).

$$t = TMS * \frac{B}{\left(\frac{I_{TC}}{I_{pick-up}} \right)^A - 1} \quad (53)$$

Onde as constantes para a expressão (53) correspondem:

t	Tempo de acionamento do relé.
B	Constante dependente do tipo de curva
A	Constante dependente do tipo de curva
TMS	Dial de Tempo
I_{TC}	Corrente que passa pelo TC
$I_{pick-up}$	Corrente de ajuste mínimo do relé

A norma IEC 60255-3 classifica as curvas em quatro grandes famílias, de acordo com os valores atribuídos às constantes, mostradas na Tabela 4.7 e substituídos na expressão (53).

Tabela 4.7– Classificação das curvas características da norma IEC 60255

Características.	B	A
Normal Inversa	0,14	0,02
Muito Inversa	13,5	1
Extremamente Inversa	80	2
Longamente Inversa	120	1

O termo TMS influencia no posicionamento da curva em relação ao tempo, um TMS menor implica em um tempo de operação menor e vice versa. De acordo com a norma da IEC o TMS varia de 0,05 até 1. A Figura 4.7 mostra a curva normal inversa e muito inversa de atuação empregada pela norma IEC.

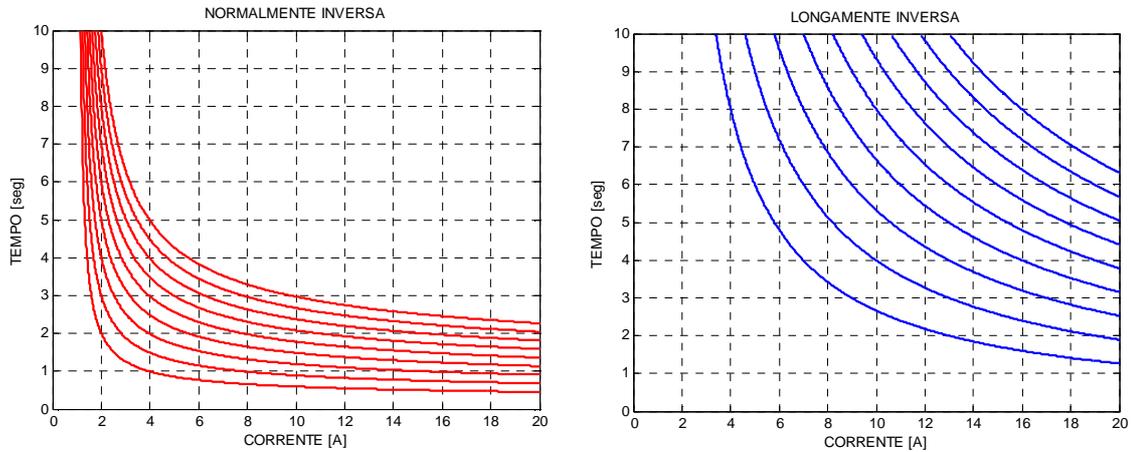


Figura 4.7– Curva normal inversa e muito inversa – IEC

Todas as características empregadas pela norma IEC descritas nesta seção foram agregadas à metodologia proposta.

4.2.5.3 Curvas de Tempo ANSI

Os equipamentos que satisfazem a curva da norma ANSI (comumente designadas curvas ANSI) são curvas fundamentadas na expressão (54) e são qualificadas de acordo com os valores adotados para as constantes A, B e K.

$$t = TMS * \left(\frac{B}{\left(\frac{I_{TC}}{I_{pick-up}} \right)^A - 1} + K \right) \quad (54)$$

Onde para a expressão (54) corresponde:

t	Tempo de acionamento do relé.
A, B e K	Constante dependente do tipo de curva
TMS	Dial de Tempo
I_{TC}	Corrente que pasa pelo TC
$I_{pick-up}$	Corrente de ajuste mínimo do relé

A norma ANSI classifica as curvas em quatro grandes famílias, as mesmas são obtidas de acordo com os valores atribuídos às constantes, mostradas na Tabela 4.8 e substituídos na expressão (54).

Tabela 4.8– Classificação das curvas características da norma ANSI

Característica	B	A	K
Moderadamente Inversa	0,0515	0,02	0,114
Muito Inversa	19,61	2	0,491
Extremamente Inversa	28,2	2	0,1217
US CO8 Inversa	5,95	2	0,18
US CO2 Tempo Curto Inversa	0,02394	0.02	0,01694

O Termo TMS tem a mesma influência como já descrito anteriormente. A Figura 4.8 representa a curva moderadamente inversa e muito inversa da norma ANSI. Todas as características ANSI descritas nesta seção foram agregadas a metodologia proposta.

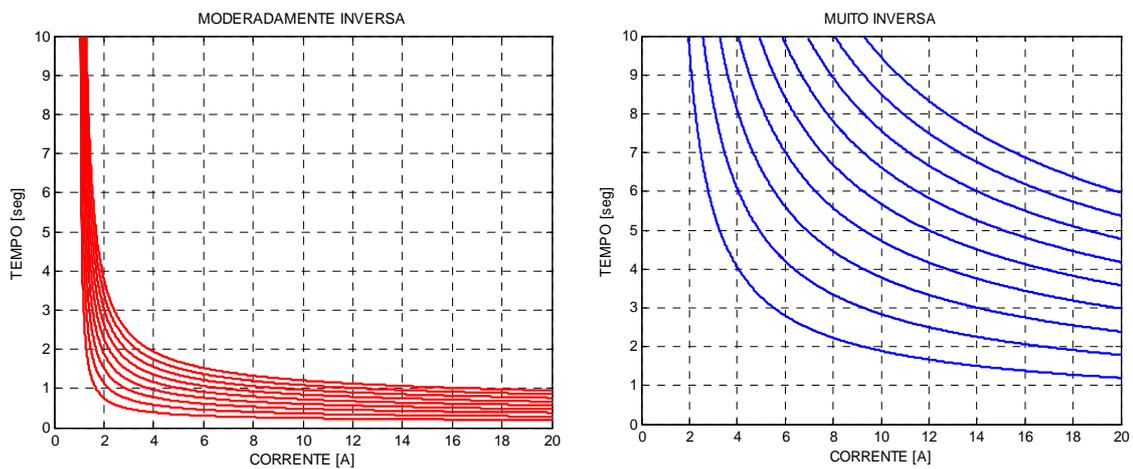


Figura 4.8– Curva moderadamente inversa e muito inversa – ANSI.

4.3 ANÁLISE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

A metodologia proposta foi desenvolvida no ambiente de Matlab®, aproveitando a facilidade em relação à construção de coordenogramas e a facilidade de transposição para outras linguagens de programação. Vale salientar que a implementação não utiliza comandos próprios da linguagem do Matlab® para maior portabilidade futuramente.

A Figura 4.9 apresenta o fluxograma do algoritmo proposto, dividido em duas grandes rotinas (módulo de defeito e módulo da proteção), onde cada qual foi subdividida em sub-rotinas.

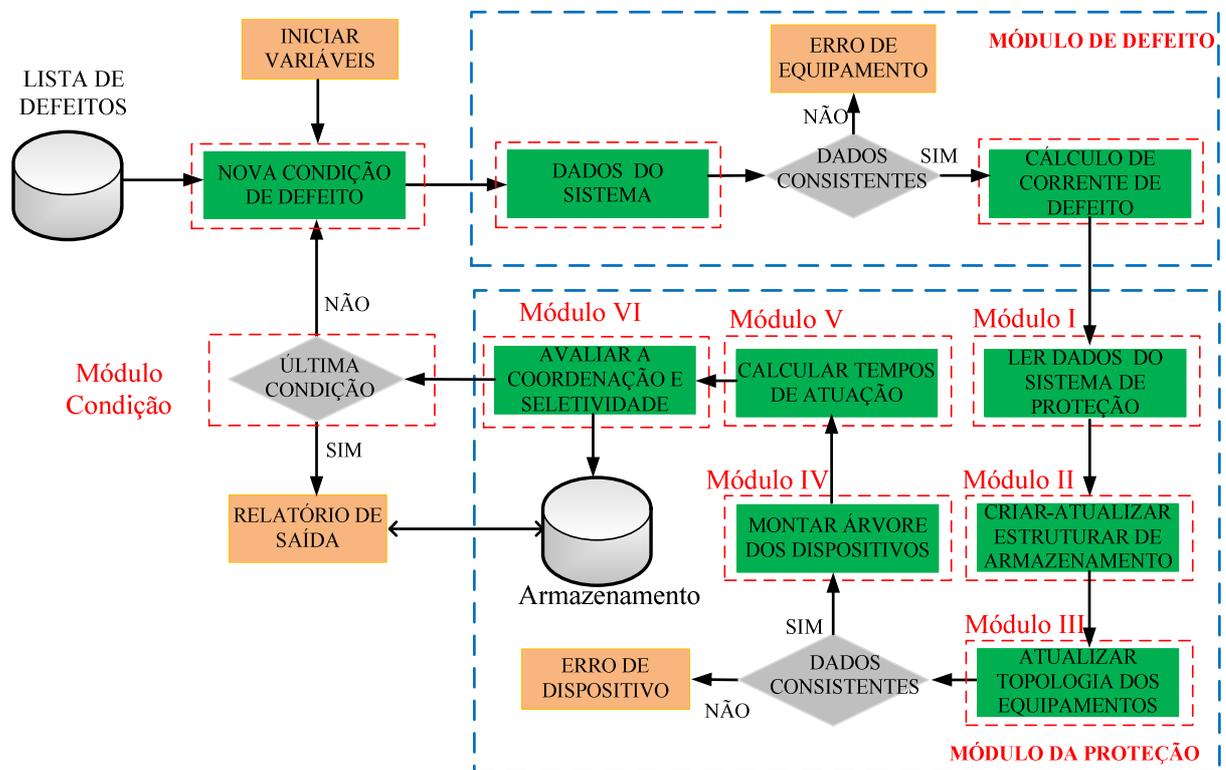


Figura 4.9– Fluxograma do algoritmo proposto

4.3.1 Módulo de Defeito

Cabe lembrar que o módulo de defeito já foi apresentado no Capítulo 2 e será representado de forma simplificada na Figura 4.9.

4.3.2 Módulo da Proteção

O módulo da proteção encontra-se dividido em seis sub-módulos principais.

- Módulo I:

Neste módulo são lidos todos os dados dos equipamentos de proteção, por exemplo:

Relés de sobrecorrente: Norma utilizada, tipo da curva programada (parâmetros A, B e K), corrente de pick-up, TMS, equipamento onde se encontra conectado, equipamento para onde será enviado o sinal de atuação e tipo da conexão;

Religadores: Norma utilizada, tipos da curva lenta e tipo da curva rápida (parâmetros A, B e K), corrente de pick-up, TMS, equipamento onde se encontra conectado, equipamento para onde será enviado o sinal de atuação e o tipo da conexão;

Fusíveis: Elo-fusível, tipo do fusível, fases protegidas e local onde está conectado.

Em caso de execuções sucessivas do algoritmo de defeito-proteção, este módulo só é executado na primeira vez ou quando houver modificações topológicas na rede.

- Módulo II:

Neste módulo é realizado um tratamento dos dados introduzidos no módulo I, são montadas as estruturas de armazenamento utilizando os conceitos de orientação a objetos. Em caso de execuções sucessivas do algoritmo de defeito-proteção, este módulo só é executado na primeira vez ou quando houver modificações topológicas na rede.

- Módulo III:

Neste módulo o programa verifica se todas as conexões indicadas existem e realiza a conexão entre o sistema elétrico e o sistema de proteção. Em caso de inconsistência de dados, como um dispositivo sem conexão com o sistema elétrico, ocorre um indicativo de erro emitindo uma mensagem de erro na leitura de dados, sugerindo uma revisão no arquivo de dados.

- Módulo IV:

Neste módulo o programa monta uma árvore indicando todos os dispositivos de proteção que se encontram entre o ponto de defeito e a fonte de potência do sistema. O objetivo desta árvore é fornecer informações para o módulo V, para ser possível verificar se todos os dispositivos de proteção atuaram após o defeito, se estão coordenados e seletivos, e se o defeito foi mitigado pela atuação dos dispositivos de proteção.

Também para este módulo em caso de execuções sucessivas do algoritmo de defeito-proteção, este módulo só é executado na primeira vez ou quando houver modificações topológicas na rede.

- Módulo V:

Neste módulo são calculados os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para uma determinada condição de defeito.

- Módulo VI:

Neste módulo são analisadas as condições do sistema de proteção com base nas informações fornecidas pelos módulos IV e V. São confeccionados os relatórios da coordenação e/ou seletividade da proteção e os coordenogramas dos alimentadores e ramais. Estes relatórios e coordenogramas serão apresentados no Capítulo 5. Estas informações são armazenadas na base de dados.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Foram apresentados neste capítulo os principais pontos da metodologia proposta. Também foram desenvolvidos os modelos matemáticos dos dispositivos de proteção (transformadores de corrente, transformadores de potencial, fusíveis, características dos relés, etc.)

Neste capítulo também foi apresentada a implementação do algoritmo da proteção destinado a avaliar a coordenação e seletividade dos sistemas de proteção.

5 RESULTADOS

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo são apresentados os resultados da aplicação da metodologia proposta, em que se procura comparar os métodos de cálculo de defeitos e analisar a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção em sistemas de distribuição.

A Tabela 5.1 apresenta os sistemas analisados neste capítulo. A topologia e as características de cada sistema serão descritas nas subseções, juntamente com os resultados correspondentes com algumas características e limitações da metodologia.

Tabela 5.1– Sistemas analisados

Sistema	Número de Barras	Número de Dispositivo de Proteção
3 Barras	3	4
10 Barras	10	6
IEEE 13	13	7
IEEE 34	34	10

Para todas as análises, em diferentes situações a serem feitas, é assumido neste trabalho que as correntes de defeitos são mostradas em [kA] nas tabelas, em [A] nos coordenogramas e os tempos de acionamento são determinados em segundos [seg] para ambas situações.

Neste trabalho para todos os casos analisados em diferentes situações também é assumido que o tempo de atuação dos dispositivos de proteção será o tempo mínimo entre as fases.

O programa computacional foi desenvolvido na plataforma MatLab® (*Matrix Laboratory*).

5.2 SISTEMA – 3 BARRAS

O sistema elétrico de 3 barras é apresentado na Figura 5.1. Trata-se de um sistema trifásico equilibrado a três condutores (3f). Os dados do sistema e dos dispositivos de proteção são apresentados no próprio diagrama unifilar e na Tabela 5-2, Tabela 5.3 e Tabela 5.13. Neste sistema serão testadas várias condições de curto-circuito, configurações de TCs, influência do aterramento e dos taps do transformador, além de serem apresentados os coordenogramas da proteção.

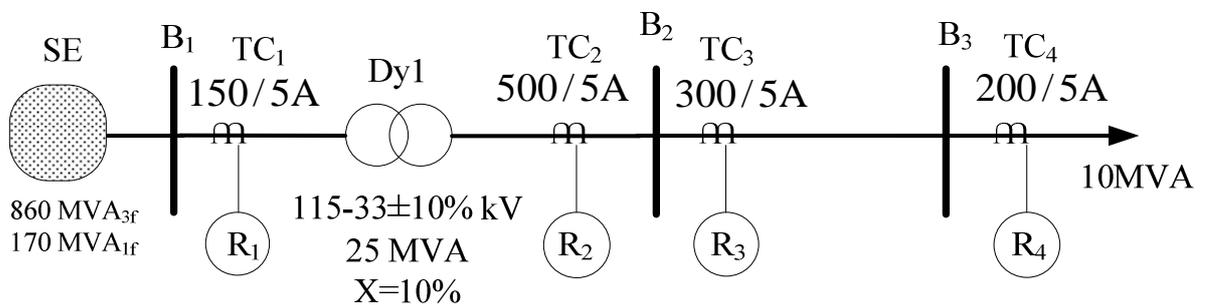


Figura 5.1– Diagrama unifilar do sistema – 3 barra

Tabela 5.2– Dados de impedância própria

Circuito	Impedâncias Próprias			Comprimento [km]
	Z_{aa} [Ω/km]	Z_{bb} [Ω/km]	Z_{cc} [Ω/km]	
SE–B1	$0 + j25,6$	$0 + j25,6$	$0 + j25,6$	1
B2–B3	$0 + j10,8$	$0 + j10,8$	$0 + j10,8$	1

Tabela 5.3– Dados de impedância mútua

Circuito	Impedâncias Mútuas		
	Z_{ab} [Ω/km]	Z_{ac} [Ω/km]	Z_{bc} [Ω/km]
SE–B1	$0 + j10,2$	$0 + j10,2$	$0 + j10,2$
B2–B3	$0 + j4,3$	$0 + j4,3$	$0 + j4,3$

Tabela 5.8– Correntes de curto-circuito bifásico terra entre fases

Barras em curto	AB – T			BC – T			AC – T		
	Icc_A	Icc_B	Icc_T	Icc_B	Icc_C	Icc_T	Icc_A	Icc_C	Icc_T
B1	3,8564	3,8551	1,851	3,8564	3,8551	1,851	3,8564	3,8551	1,851
B2	3,5475	3,5475	3,982	3,5475	3,5475	3,982	3,5475	3,5475	3,982
B3	1,4443	1,4445	0,956	1,4443	1,4445	0,956	1,4443	1,4445	0,956

Da Tabela 5.9 a Tabela 5.12 são apresentados os valores das correntes de curto-circuito do sistema para os casos de: (i) uma variação do tape do transformador em +10%, (ii) variação do tape do transformador em -10% e (iii) para o caso de uma impedância de aterramento igual a 10 ohms no neutro do transformador. São apresentados os valores das correntes considerando respectivamente os seguintes tipos de defeitos: curto-circuito trifásico, monofásico, bifásico e bifásico terra para as condições (i), (ii) e (iii).

Tabela 5.9– Corrente de curto-circuito trifásico

Barra em curto	(i) +10%			(ii) -10%			(iii) Z_{at}		
	Icc_A	Icc_B	Icc_C	Icc_A	Icc_B	Icc_C	Icc_A	Icc_B	Icc_C
B1	4,3198	4,3198	4,3198	4,3198	4,3198	4,3198	4,3195	4,3195	4,3195
B2	3,0805	3,0805	3,0805	3,7648	3,7648	3,7648	3,3885	3,3885	3,3885
B3	1,5754	1,5754	1,5754	1,5512	1,5512	1,5512	1,5717	1,5717	1,5717

Tabela 5.10– Corrente de curto-circuito monofásico para cada fase

Barra em curto	(i) +10%			(ii) -10%			(iii) Z_{at}		
	Icc_A	Icc_B	Icc_C	Icc_A	Icc_B	Icc_C	Icc_A	Icc_B	Icc_C
B1	2,5918	2,5918	2,5918	2,5918	2,5918	2,5918	2,5917	2,5917	2,5917
B2	3,3304	3,3304	3,3304	4,0702	4,0702	4,0702	1,691	1,691	1,691
B3	1,2238	1,2238	1,2238	1,1397	1,1397	1,1397	1,009	1,009	1,009

Tabela 5.11– Corrente de curtos-circuitos bifásicos AB

Barras em curto	(i) +10%		(ii) -10%		(iii) Z_{at}	
	AB		AB		AB	
	Icc_A	Icc_B	Icc_A	Icc_B	Icc_A	Icc_B
B1	3,8538	3,8538	3,8538	3,8538	3,8536	3,8536
B2	3,2251	3,2251	3,9415	3,9415	2,9454	2,9235
B3	1,4532	1,45322	1,4169	1,4169	1,3719	1,3501

Tabela 5.12– Corrente de curtos-circuitos bifásicos terra AB

Barras em curto	(i) +10%			(ii) -10%			(iii) Z_{at}		
	AB			AB			AB		
	Icc_A	Icc_B	Icc_T	Icc_A	Icc_B	Icc_T	Icc_A	Icc_B	Icc_T
B1	3,8596	3,8596	1,8891	3,8596	3,8568	1,8891	3,8596	3,8568	1,851
B2	3,2251	3,2251	3,6245	3,9415	3,9415	4,4295	3,384	2,482	0,927
B3	1,4551	1,4542	1,0091	1,4186	1,4178	0,9093	1,618	1,147	0,675

A Figura 5.2 apresenta as diferenças das correntes trifásicas em todas as barra do sistema para os casos (i), (ii) e (iii).

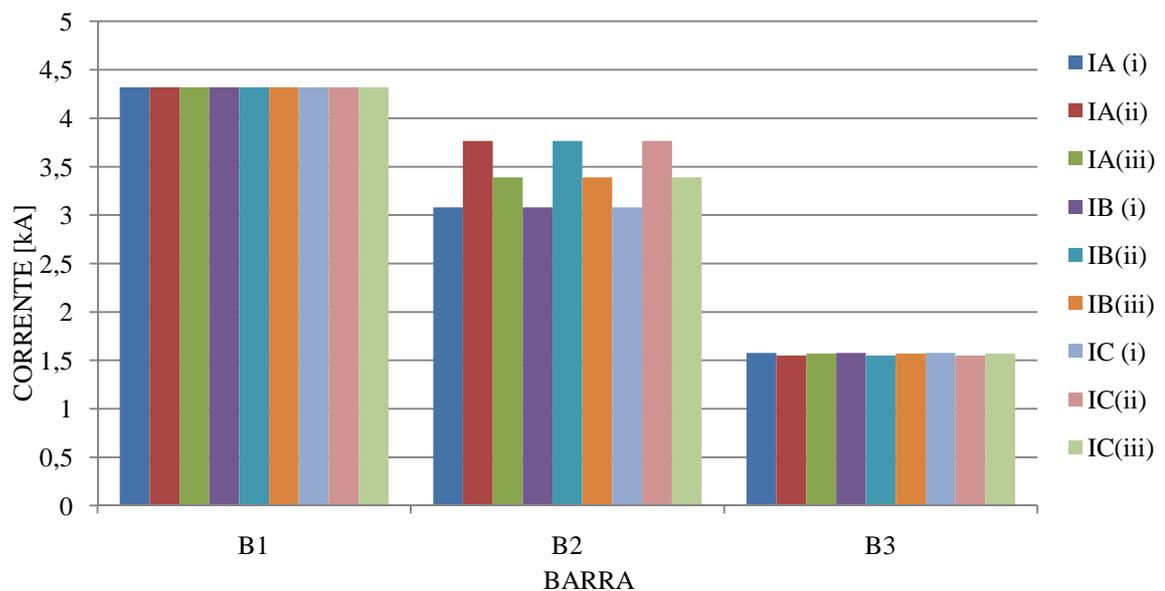


Figura 5.2– Variação das correntes para um curto-circuito trifásico

Onde as correntes de defeito são representadas pelas siglas (IA, IB e IC), e os subíndices (i) corresponde a condição de aumento da tensão em +10%, (ii) corresponde a -10% e (iii) corresponde a Z_{at} para a condição de aterramento do neutro do transformador.

Para testar a metodologia e os modelos de equipamentos, foram incluídos no caso base (sem modificações no sistema) diversos dispositivos de proteção e conectados aos transformadores de instrumentos (TCs e TPs). As configurações destes dispositivos são apresentadas na Tabela 5.13.

Tabela 5.13– Dados dos dispositivos de proteção.

EQP	FProt	Ipick-up [A]	TMS	Norma	Curva	Fases	Conexão	Conf. Conexão
R1	51	6,5	0,08	1	3	ABC	TC1	Yt
R2	51	7	0,05	1	3	ABC	TC2	Yt
R3	51	7	0,11	1	3	ABC	TC3	Yt
R4	51	7	0,1	1	3	ABC	TC4	Yt

Onde:

EQP	Identificação do equipamento de proteção: Fusível (F), Relé (R), religador (Re).
FProt:	Função de proteção executada pelo equipamento. Numeração padrão ANSI.
$I_{pick-up}$	Valor de partida da grandeza que aciona o equipamento, definida com base de FProt.
TMS	Ajuste de tempo para a função 51.
Norma	Norma utilizada para definição dos parâmetros de funcionamento do equipamento. IEC igual a 1 e ANSI igual a 2.
Curva	Define os valores assumidos pelas variáveis (<i>A</i> , <i>B</i> e <i>K</i>).
Fases	Quais fases apresentam equipamento de proteção.
Conexão	Como os equipamentos de proteção estão conectados ao sistema elétricos.
Conf. Conexão	Como os equipamentos de proteção estão conectados, sua configuração.

Os valores das variáveis *A*, *B* e *K* dos relés (Capítulo 4) são apresentados em forma conjunta para a norma IEC a ANSI (Tabela 5.14):

Tabela 5.14– Valores das variáveis A , B e K

Curva	IEC		ANSI		
	B	A	B	A	K
1	0,14	0,02	0,0515	0,02	0,114
2	13,5	1	19,61	2	0,491
3	80	2	28,2	2	0,1217
4	120	1	5,95	2	0,18
5	-	-	0,02394	0,02	0,01694

Para mostrar os recursos da ferramenta desenvolvida, foram realizados alguns estudos de coordenação e seletividade no sistema de 3 barras. A proteção foi ajustada conforme os parâmetros informados nesta seção. Para reduzir o volume de dados serão apresentados, de forma detalhada, apenas os estudos das condições de defeito em um ponto depois da barra B3.

O coordenograma do sistema de proteção do caso 3 barras é apresentado na Figura 5.3, onde todas as curvas dos relés estão referenciadas à tensão de 33 kV, em que I_{cc} corresponde a corrente de defeito e Trip é o tempo de acionamento.

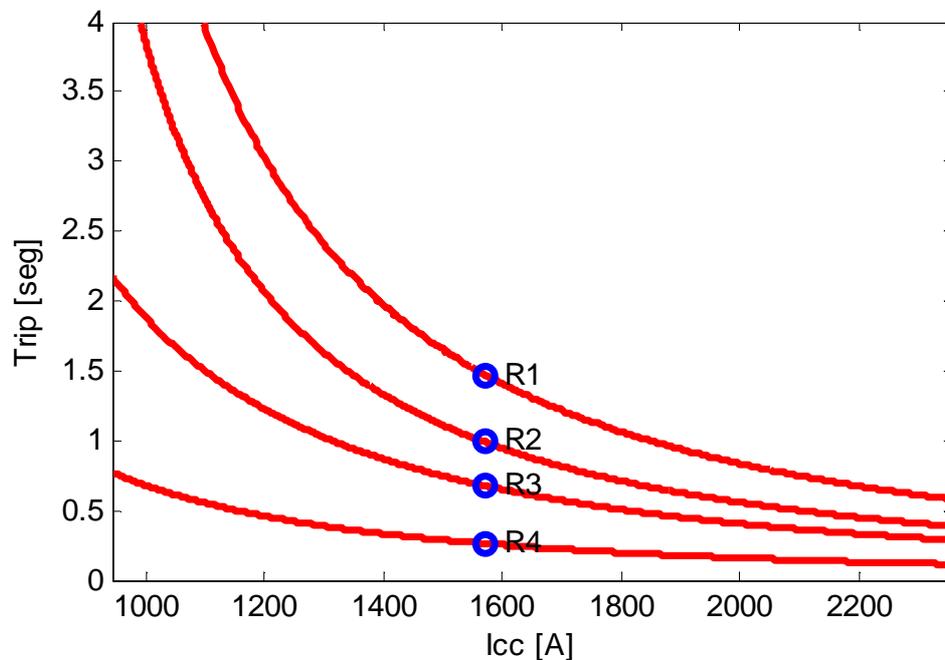


Figura 5.3– Coordenograma do sistema – 3 barra

- **Curto-Circuito Trifásico:**

Após a simulação do caso na metodologia proposta (utilizando o método direto), foram obtidos os tempos de acionamento dos dispositivos mostrados na Tabela 5.15. Pode ser observado que os dispositivos (relés) estão coordenados e a proteção é seletiva. O tempo de coordenação entre R4 e R3 é de 0,4 segundos para um defeito em B3. Os resultados são iguais nas três fases, pois o sistema e o defeito são equilibrados.

Tabela 5.15– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção

EQP.	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]
R4	Relé	1	0,2622	0,2622	0,2622
R3	Relé	2	0,6767	0,6767	0,6767
R2	Relé	3	0,9897	0,9897	0,9897
R1	Relé	4	1,4714	1,4714	1,4714

Na Figura 5.4 é apresentado o coordenograma do tempo de atuação em função da corrente de curto-circuito nas fases A, B e C. Todas as correntes estão referenciadas à tensão 33 kV.

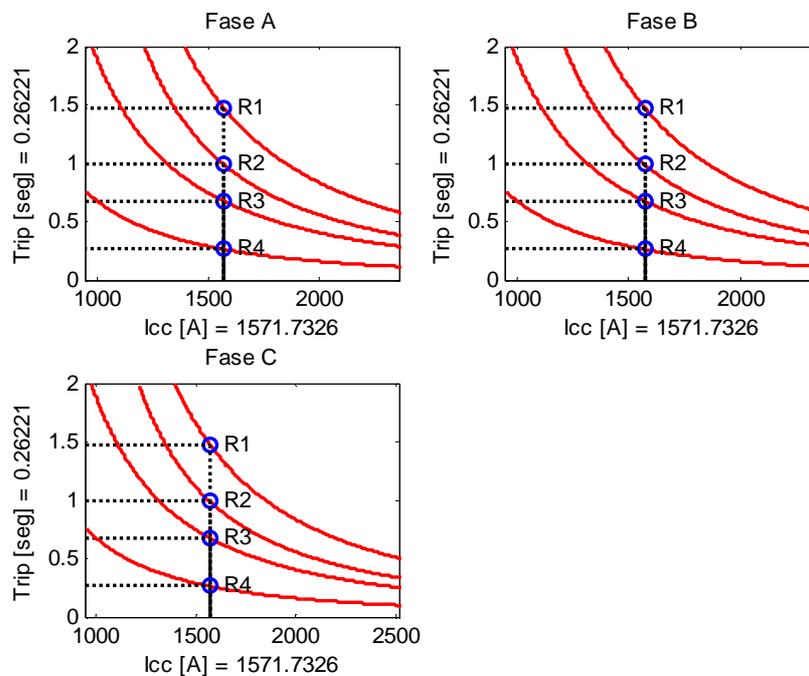


Figura 5.4– Coordenograma – curto-circuito trifásico

- **Curto-Circuito Bifásico – Fase AB**

Na Tabela 5.16 são apresentados os valores de correntes em todos os ramos do sistema. Novamente, todos os valores estão referenciados a tensão de 33 kV, salvo indicação ao contrário apontada pelo símbolo @. Pode-se notar que o defeito do tipo bifásico aplicado no lado estrela aterrada do sistema reflete como um curto circuito trifásico desequilibrado no lado delta do sistema. O método proposto neste trabalho calcula estes valores sem ser necessário realizar nenhum outro procedimento adicional. Isto pode ser considerado uma vantagem da metodologia proposta.

Tabela 5.16– Corrente de curto-circuito bifásico – Fase AB

Barra em curto	I _{cc_A} [kA]	I _{cc_B} [kA]	I _{cc_C} [kA]
SE –B1	(0,451@115kV) 1,571	(0,2389@115kV) 0,832	(0,2389@115kV) 0,832
B1 –B2	1,442	1,442	0
B2 –B3	1,442	1,442	0

Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para esta condição de defeito são mostrados na Tabela 5.17. Nos resultados, conforme esperado, nota-se que o tempo de coordenação entre R3 e R4 foi de 0,5 segundos (aumento em relação ao curto trifásico) e os tempos de atuação dos dispositivos de proteção no lado delta são diferentes (R1).

Tabela 5.17– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção

EQP.	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]
R4	Relé	1	0,3132	0,3132	0
R3	Relé	2	0,8151	0,8151	0
R2	Relé	3	1,2320	1,2320	0
R1	Relé	4	1,4714	12,7463	12,7461

Na Figura 5.5 são apresentados coordenogramas dos dispositivos de proteção por fase.

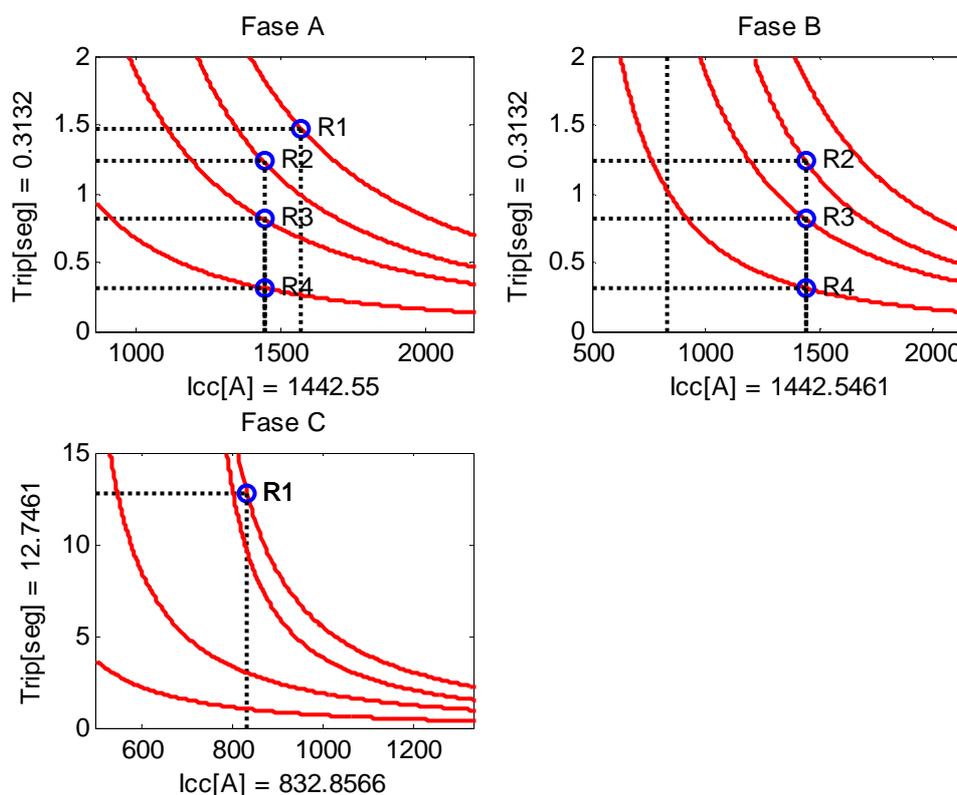


Figura 5.5– Coordenograma – curto-circuito bifásico AB

- **Curto-Circuito Monofásico – Fase C**

Na Tabela 5.18 são apresentados os valores de correntes em todos os ramos do sistema devido a um defeito monofásico na Fase C da barra B3. O defeito monofásico aplicado no lado de estrela aterrada do sistema reflete como um curto-circuito bifásico no lado delta e a impedância de aterramento influencia consideravelmente nos resultados. Novamente, vale destacar que o método proposto neste trabalho calcula estes valores sem ser necessário realizar nenhum outro procedimento adicional.

Tabela 5.18– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase C

Barra em curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
SE –B1	0	(0,1968@115kV) 0,6861	(0,1968@115kV) 0,6861
B1 –B2	0	0	1,1886
B2 –B3	0	0	1,1886

Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para o curto-circuito na Fase C são mostrados na Tabela 5.19. Nota-se que o tempo da atuação da proteção está bastante elevado em comparação aos outros tipos de curtos-circuitos, podendo ir contra as premissas de segurança de algumas empresas. Para resolver este tipo de problema é usual utilizar relés no neutro do transformador (51TN / 50TN) ou *ground-sensor* (R3GS) BLACKBURN (2006). O próximo exemplo tratará deste assunto.

Tabela 5.19– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção

EQP	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]
R4	Relé	1	0	0	0,4702
R3	Relé	2	0	0	1,2560
R2	Relé	3	0	0	2,1252
R1	Relé	4	0	329,21	329,21

Na Figura 5.6 é apresentado o coordenograma para um defeito monofásico na fase C.

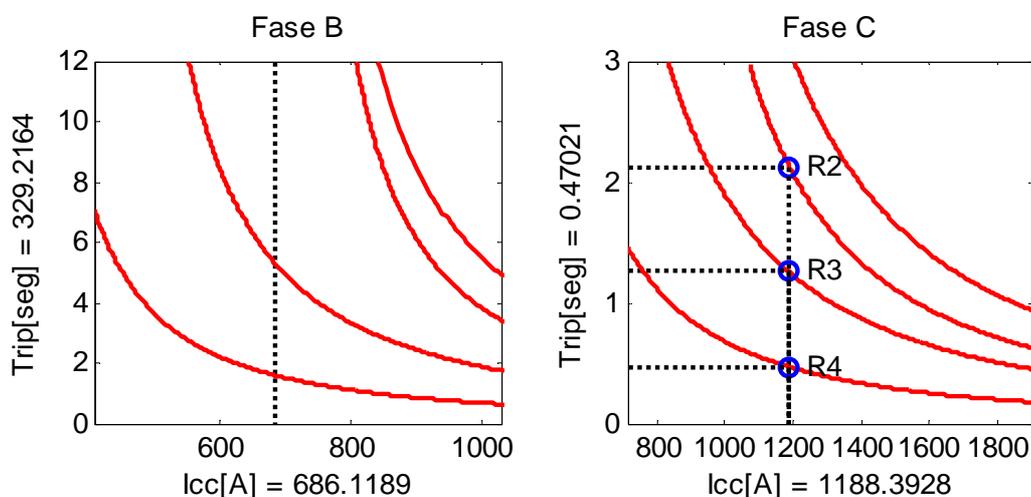


Figura 5.6– Coordenograma curto-circuito monofásico – Fase C

- **Curto-Circuito Monofásico – Fase C – Com Relé no Neutro do Transformador e *ground-sensor* e impedância $Z_{at} = 0$ ohms no Neutro do Transformador.**

Para representar a proteção de neutro de forma didática e tratar de outros aspectos da metodologia foram inseridos os seguintes equipamentos no sistema exemplo:

- Dois relés de proteção 51 (Tabela 5.20);
- Um TC no aterramento do transformador com RTC de 25 (125/5)
- Um TC englobando as três fases no terminal a direita da barra B2, RTC de 25 (125/5).

Tabela 5.20– Dados dos novos dispositivos de proteção

EQP	FProt	$I_{pick-up}$	TMS	Norma	Curva	Fases	Conexão	Conf. Conexão
RTN	51	5,3	0,3	1	3	AT	TC5	Simples
R3GS	51	5,3	0,1	1	3	ABC	TC6	Simples

Estes equipamentos, bem como a localização de cada um deles no sistema, são ilustrados na Figura 5.7, utilizando suas simbologias convencionais.

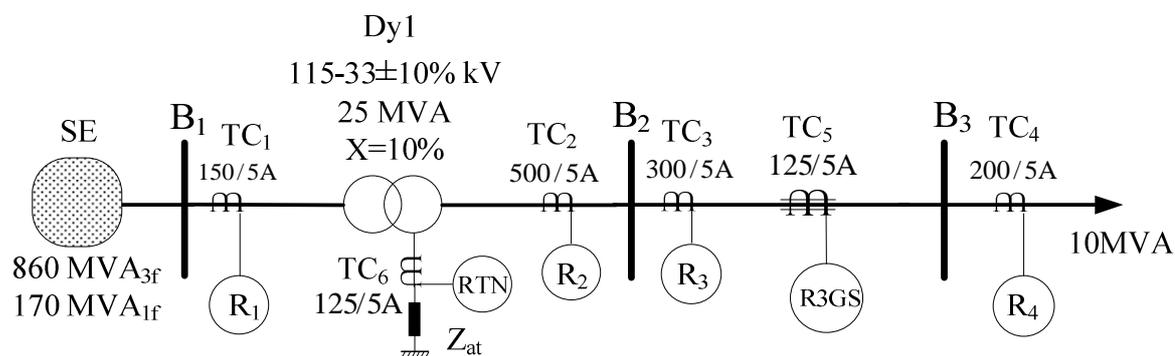


Figura 5.7– Diagrama unifilar do sistema – 3 barra – RTN e R3GT

As correntes de curto-circuito monofásicas monitoradas pelos dispositivos (relés) são mostradas na Tabela 5.21. Pode-se notar que as correntes informadas pelos TCs são idênticas, pois o defeito é na barra 3 e os TCs possuem o mesmo RTC.

Tabela 5.21– Corrente nos dispositivos de proteção

	RTN [A]	R3GS [A]
$I_{relé}$	47,52	47,52

O tempo de atuação dos relés para o caso analisado é mostrado na Tabela 5.22.

Tabela 5.22– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção

EQP.	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]	Tempo N [seg]
R5	R3GS	1	–	–	–	0,1007
R6	RTN	2	–	–	–	0,3020
R3	Relé	3	–	–	1,2558	–

Na Figura 5.8 é apresentado o coordenograma, em que é detalhado o tempo de acionamento do relé de neutro e o relé *ground sensor* com a corrente que passa pelo dispositivo de proteção.

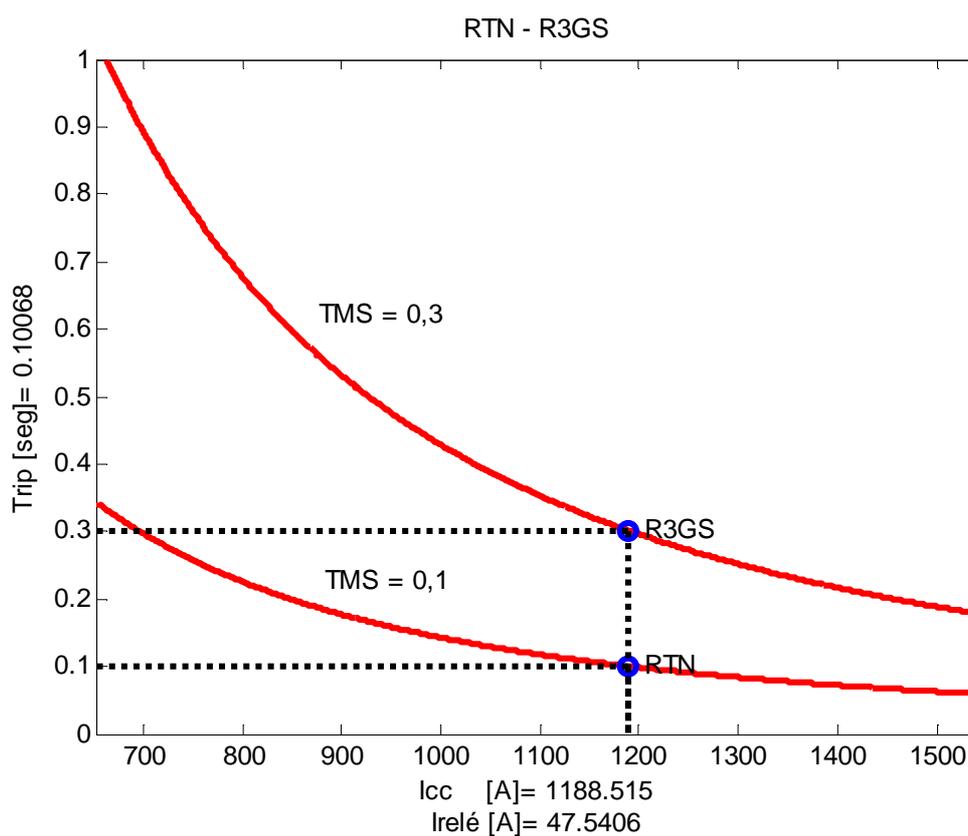


Figura 5.8– Coordenograma curto-circuito monofásico – Fase C

- **Curto-Circuito Monofásico – Fase C – Com Relé no Neutro do Transformador e *ground-sensor* e impedância de 10 ohms no Neutro do Transformador.**

Para analisar este caso considerou-se uma resistência de 10 ohms no neutro do transformador com o objetivo de limitar a corrente de curto monofásica. Os resultados das correntes de defeitos que passam pelos dispositivos analisados são apresentados em Tabela 5.23. Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção com uma resistência de 10 ohms é mostrado na Tabela 5.24.

Tabela 5.23– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase C

	RTN [A]	R3GS [A]
$I_{relé}$	40,4	40,4

Tabela 5.24– Tempos de acionamentos dos dispositivos de proteção

EQP.	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]	Tempo N [seg]
R5	R3GS	1	–	–	–	0,1409
R6	RTN	2	–	–	–	0,4202
R3	Relé	3	–	–	2,1009	–

Observando a Figura 5.8 e a Figura 5.9 é notado que o tempo da atuação da proteção de neutro elevou 41% em relação o sistema com aterramento ideal. Apesar do aumento de tempo e de possíveis problemas da coordenação da proteção, a corrente de curto foi reduzida, diminuindo com isto a energia incidente no ponto de curto. Análises mais aprofundadas devem ser realizadas para definição da impedância ótima de aterramento, o valor desta impedância irá variar para cada tipo de sistema.

Na Figura 5.9 é apresentado o coordenograma para o caso de uma impedância de neutro iguala 10 ohms.

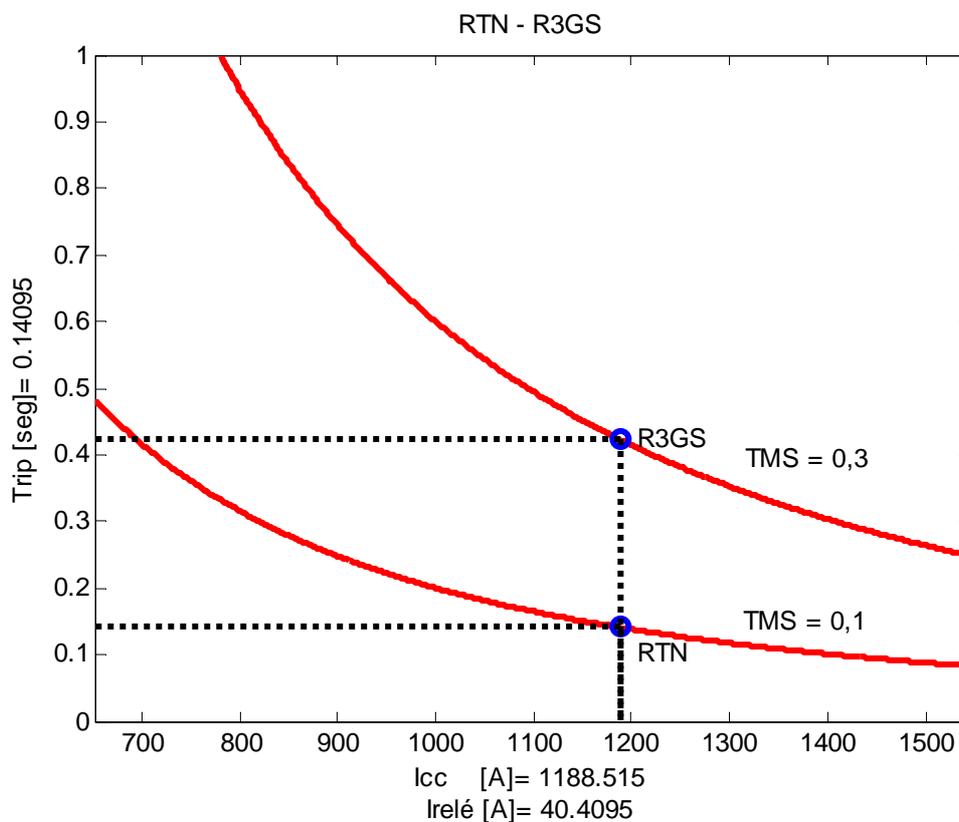


Figura 5.9– Coordenograma curto-circuito monofásico – RTN e R3GS

5.3 SISTEMA – 10 BARRAS

Para realizar o estudo foi utilizado o sistema apresentado na Figura 5.10. Nesta também são indicados os dispositivos de proteção (fusíveis) e a subestação (SE). O objetivo é avaliar a coordenação entre os dispositivos de proteção (fusíveis), considerando o sistema trifásico. As curvas dos fusíveis foram interpoladas usando funções de terceira ordem, utilizando a função `interp1('cubica')` do Matlab.

Os dados elétricos (impedância das linhas, longitude das linhas, etc.) correspondentes ao sistema analisados estão detalhados no apêndice C.

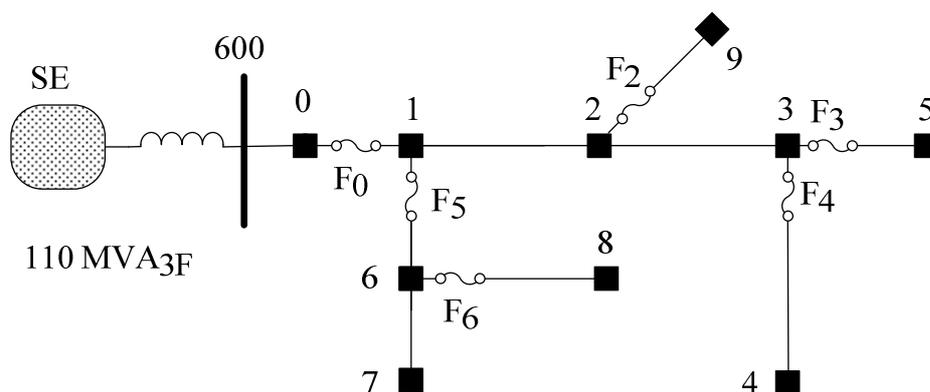


Figura 5.10– Sistema 10 barras

As correntes de defeito trifásicas calculadas pela metodologia proposta são apresentadas na Tabela 5.25.

Tabela 5.25– Correntes de defeito trifásicas

Barras em curto	I _{cc_A} [kA]	I _{cc_B} [kA]	I _{cc_C} [kA]
0	4,5701	4,5701	4,5701
1	1,0951	1,0951	1,0951
2	0,7152	0,7152	0,7152
3	0,5269	0,5269	0,5269
4	0,2383	0,2383	0,2383
5	0,3908	0,3908	0,3908
6	0,7151	0,7151	0,7151
7	–	–	–
8	0,4316	0,4316	0,4316
9	0,4718	0,4718	0,4718

As análises dos diferentes tipos de defeitos serão estudadas separadamente e todas as faltas serão do tipo monofásico, com a finalidade de avaliar o menor valor da corrente de defeito nos pontos extremos do sistema. Cabe mencionar que para todas as análises a serem feitas nos dispositivos de proteção, é assumido que os tempos de atuação são dados em segundos e a corrente em A.

O coordenograma do sistema (Figura 5.11) apresenta as curvas dos dispositivos de proteção (coordenograma), correspondente aos tipos de fusíveis para uma tensão de 13,8 kV.

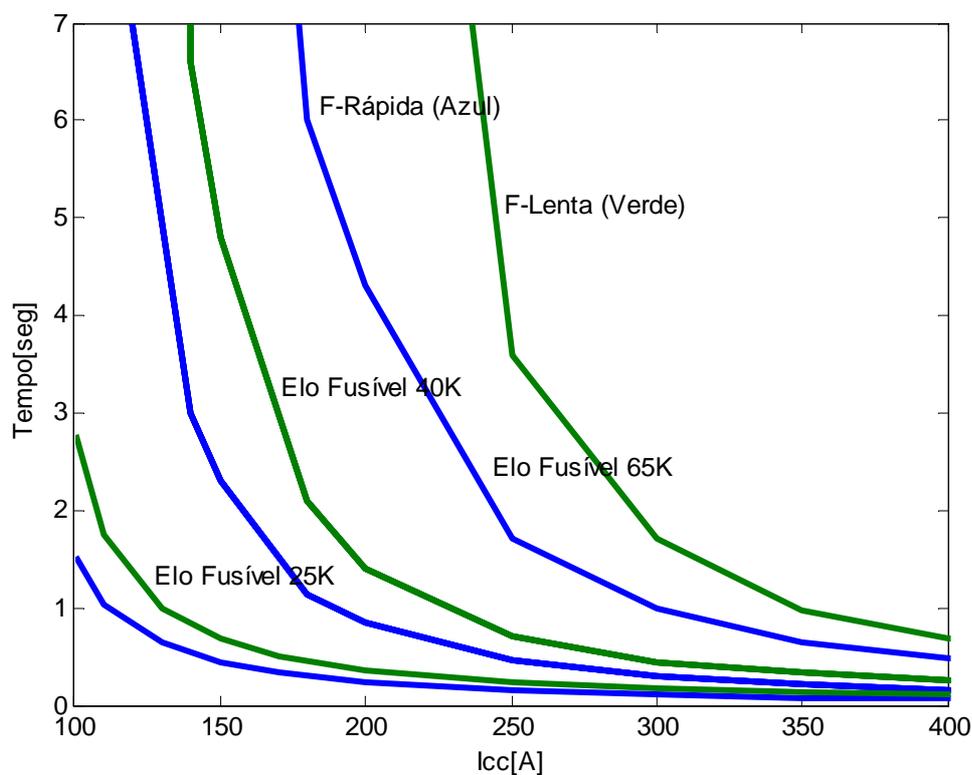


Figura 5.11– Coordenograma do sistema 10 barra

- **Curto-Circuito Monofásico Fase A na Barra 4**

Os valores de todas as correntes de defeito tipo monofásica na fase A em todos os ramos a montante do ponto de defeito até a SE do sistema são apresentados na Tabela 5.26.

Tabela 5.26– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase A – Barra 4

Barra em curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
B0 – B1	0,23837	0	0
B1 – B2	0,23837	0	0
B2 – B3	0,23837	0	0
B3 – B4	0,23837	0	0

Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para um curto-circuito monofásicos na barra 4 do sistema (Figura 5.10) são apresentados na Tabela 5.27. Verifica-se que a proteção está coordenada e seletiva para o defeito monofásico.

Tabela 5.27– Tempo de acionamento – Curto-Circuito monofásico – Barra 4

EQP	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]
F4	Fusível	1	0,5210/0,8023	0	0
F0	Fusível	2	2,0708/4,7081	0	0

O coordenograma detalhado da atuação dos fusíveis para a fase A é apresentado na Figura 5.12, em que todas as correntes estão referenciadas à tensão 13,8 kV, a corrente de defeito esta expressada em A e o tempo de atuação em segundos. Tendo-se em vista que a análise das fases B e C são análogas à da fase A, ambas não serão apresentadas nas análises subsequentes, a fim de evitar que o conteúdo do trabalho seja aumentado desnecessariamente, tornando sua leitura exaustiva.

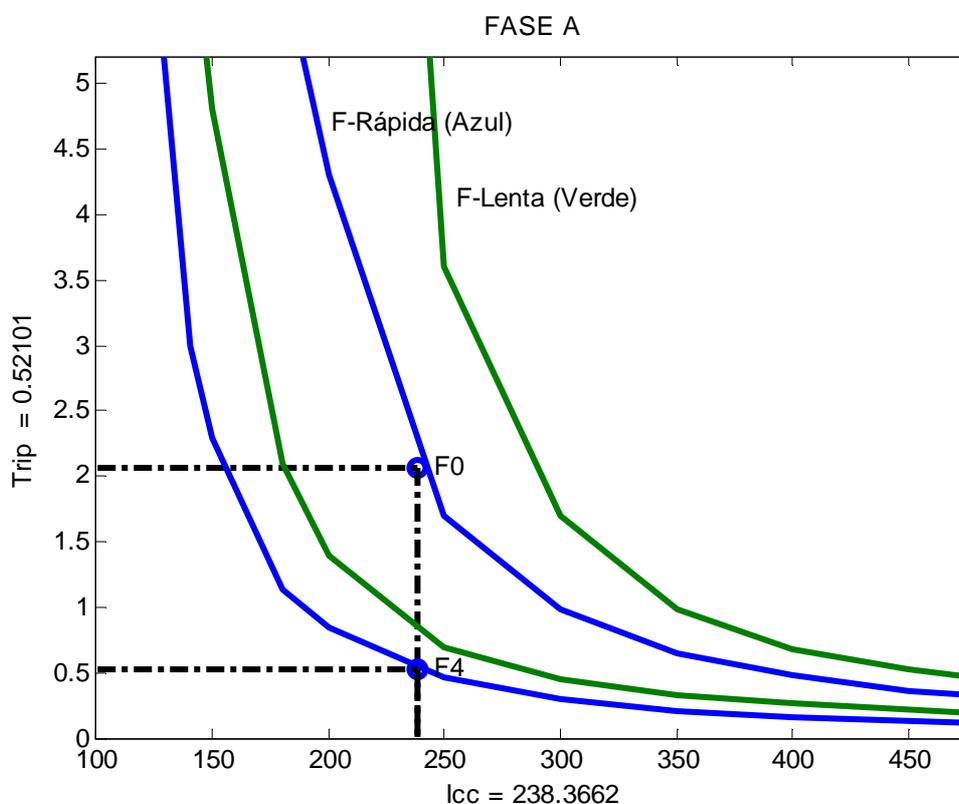


Figura 5.12– Coordenograma – Barra 4 – Fase A

- **Curto-Circuito Monofásico Fase A na Barra 5**

De forma análoga ao caso anterior na Tabela 5.28 são apresentados os valores de corrente em todos os ramos a montante do defeito até a SE do sistema.

Tabela 5.28– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase A – Barra 5

Barra em curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
B0 – B1	0,39085	0	0
B1 – B2	0,39085	0	0
B2 – B3	0,39085	0	0
B3 – B5	0,39085	0	0

Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para um curto-circuito monofásico na barra 5 são apresentados na Tabela 5.29. Verifica-se que a proteção está coordenada e seletiva para o defeito monofásico.

Tabela 5.29– Tempo de acionamento – Curto-Circuito monofásico – Barra 5

EQP	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]
F3	Fusível	1	0,1674/0,2707	0	0
F0	Fusível	2	0,5049/0,7204	0	0

O coordenograma detalhado da atuação dos fusíveis para um defeito na fase A é apresentado na Figura 5.13, em que todas as correntes estão referenciadas à tensão 13,8 kV, a corrente de defeito esta expressada em A e o tempo de atuação em segundos.

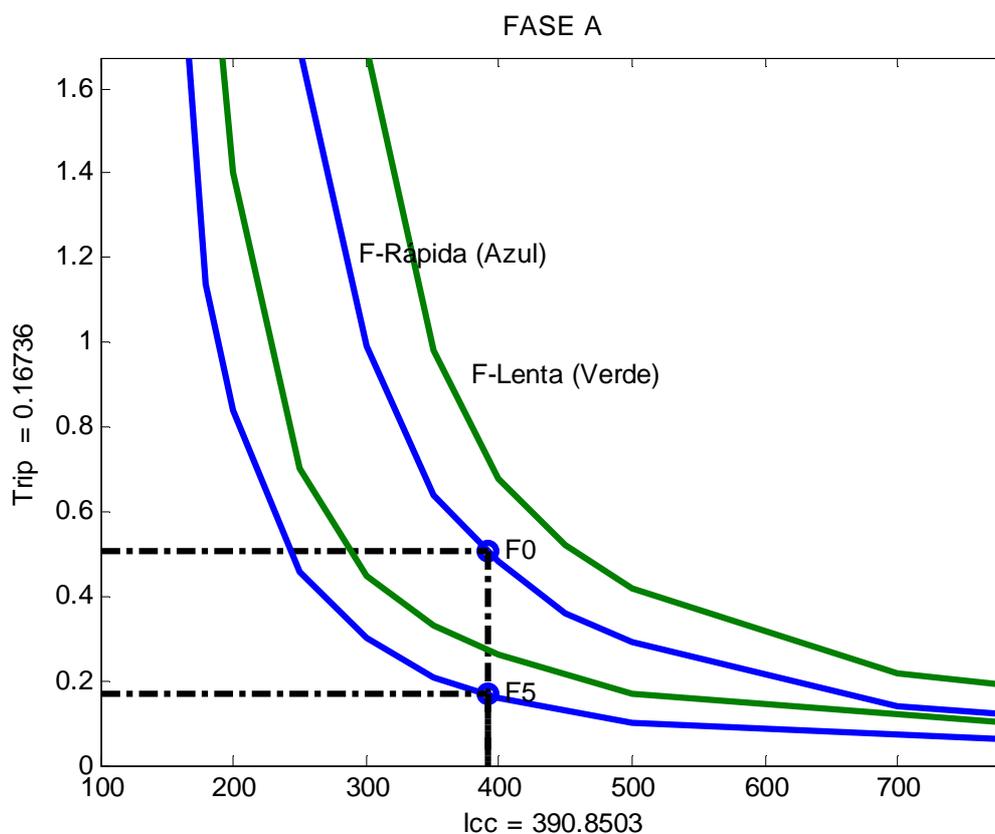


Figura 5.13– Coordenograma – Barra 5 – Fase A

- **Curto-Circuito Monofásico Fase A na Barra 8**

Seguindo a mesma idéia dos casos anteriores na Tabela 5.30 são apresentados os valores de corrente em todos os ramos a montante do defeito até a SE do sistema.

Tabela 5.30– Corrente de curto-circuito monofásica – Fase A – Barra 8

Barra em curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
B0 – B1	0,43163	0	0
B1 – B6	0,43163	0	0
B6 – B8	0,43163	0	0

Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para um curto-circuito monofásico na barra 8 são apresentados na Tabela 5.31. Verifica-se, que a proteção está coordenada e seletiva para o defeito monofásico.

Tabela 5.31– Tempo de acionamento – Curto-Circuito monofásico – Barra 8

EQP	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]
F6	Fusível	1	0,0493/0,0899	0	0
F5	Fusível	2	0,1362/0,2244	0	0
F0	Fusível	3	0,3980/0,5692	0	0

O coordenograma detalhado da atuação dos fusíveis para um defeito na fase A é apresentado na Figura 5.14, em que todas as correntes estão referenciadas à tensão 13,8 kV, a corrente de defeito esta expressada em A e o tempo de atuação em segundos.

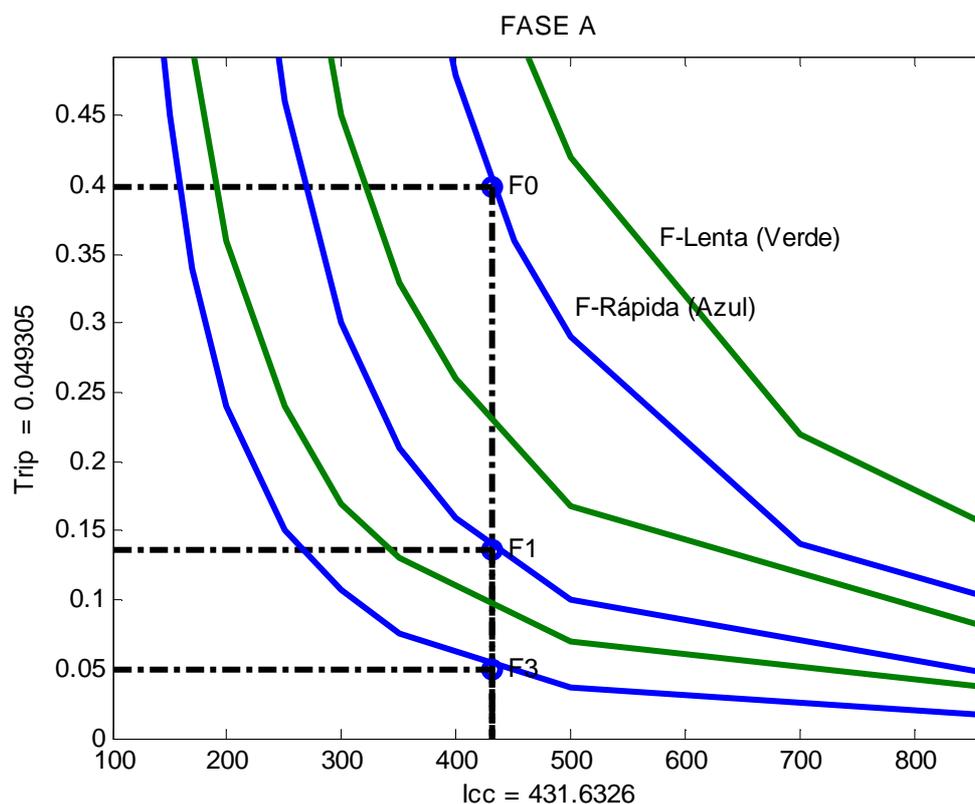


Figura 5.14– Coordenograma – Barra 8 – Fase A

5.4 SISTEMA – IEEE 13 BARRAS

A Figura 5.15 apresenta o diagrama unifilar do sistema teste da IEEE 13 barras, o sistema é desequilibrado e foram feitas as modificações necessárias para incluir os equipamentos de proteção. Na Tabela 5.32 são indicados os dados do religador (Re1) e na Tabela 5.33 são apresentados os dados dos fusíveis utilizados no caso. Os demais dados do sistema podem ser encontrados em DSASC (“Distribution Test Feeders - Distribution Test Feeder Working Group - IEEE PES”).

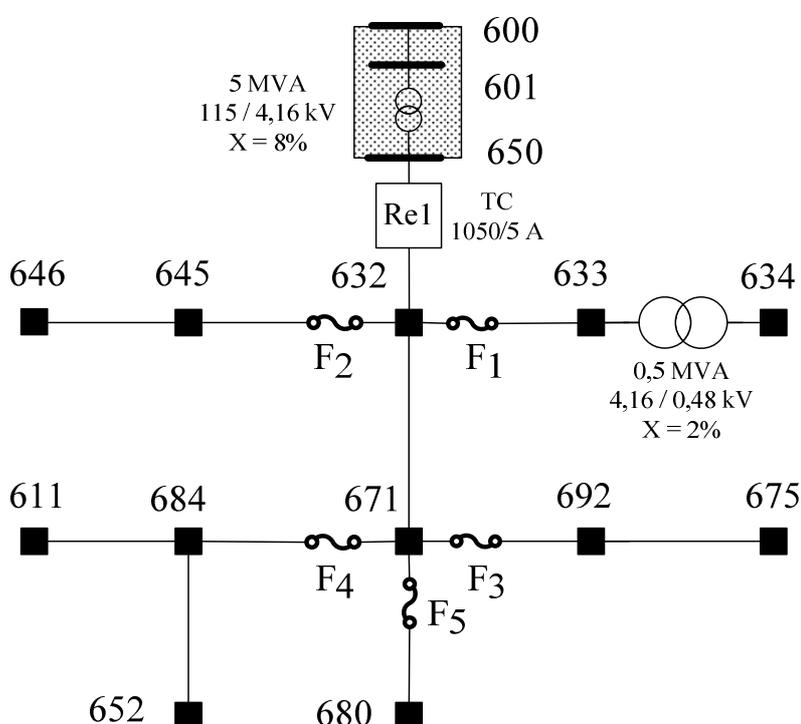


Figura 5.15– Diagrama unifilar sistema IEEE 13 barras modificado.

Na Tabela 5.32, observa-se que o religador em questão (Re1) apresenta dois tipos de ajuste: curva rápida e curva lenta. Os dados relativos a estas curvas também são apresentados na Tabela 5.32.

Tabela 5.32– Dados dos dispositivos de proteção – religador

EQP	T _{curva}	I _{pick-up}	TMS	Norma	Curva	Fases	Conexão	Conf. Conexão
Re1min	Rápida	5	0,004	1	1	ABC	TC	Yt
Re1max	Lenta	5	0,04	1	1	ABC	TC	Yt

Os dados referentes aos fusíveis são detalhados na Tabela 5.33. Para especificação dos valores do elo fusível foi adotado um fator de sobrecarga de 50%, referente a possíveis manobras e aumento futuro de carga.

Tabela 5.33– Dados dos dispositivos de proteção – fusível

EQP	Elo – Fusível	Tipo	Fases	Conexão	Conf. Conexão
F1	140	3	ABC	TC3	Yt
F2	140	3	BC	TC4	Yt
F3	140	3	ABC	TC5	Yt
F4	140	3	AC	TC6	Yt
F5	100	1	ABC	TC7	Yt

Da Tabela 5.34 à Tabela 5.36 são mostradas as correntes de curto-circuito trifásico, monofásico e bifásico, respectivamente. Todas as cargas nos barramentos do sistema foram desconectadas. Ressalta-se que os valores obtidos foram praticamente os mesmos disponibilizados pelo DSASC. Nota-se que mesmo para curto-circuito simétrico as correntes das fases podem apresentar valores bastante discrepantes, por exemplo, as correntes calculadas para um curto-circuito trifásico na barra 671 da Tabela 5.34 apresentam valores superiores a 10% de diferença entre as fases.

Tabela 5.34– Corrente de curto-circuito trifásico – IEEE 13 Bus

Barras em curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
601	13,700	13,700	13,700
650	8,416	8,416	8,416
632	4,759	4,698	4,449
633	4,114	4,028	3,835
634	15,189	15,149	14,793
645	–	–	–
646	–	–	–
671	3,316	3,266	3,008
680	2,878	2,835	2,588
692	3,315	3,265	3,007
675	3,089	3,085	2,814
684	–	–	–
611	–	–	–
652	–	–	–

Tabela 5.35– Corrente de curto-circuito monofásico – IEEE 13 Bus

Barras e m curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
601	10,952	10,952	10,952
650	8,478	8,478	8,478
632	3,495	3,444	3,466
633	2,949	2,909	2,921
634	13,044	12,959	12,984
645	–	2,805	2,816
646	–	2,515	2,523
671	2,195	2,156	2,173
680	1,851	1,816	1,831
692	2,195	2,155	2,172
675	2,076	2,049	2,056
684	2,018	–	2,001
611	–	–	1,851
652	1,597	–	–

Tabela 5.36– Corrente de curto-circuito bifásico – IEEE 13 Bus

Barras em curto	AB		BC		AC	
	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]	Icc_A [kA]	Icc_C [kA]
601	12,311	13,0937	12,311	13,093	13,093	12,311
650	8,446	8,449	8,446	8,449	8,449	8,446
632	4,487	4,333	4,164	4,008	4,152	4,283
633	3,800	3,728	3,546	3,455	3,635	3,672
634	14,308	14,486	14,001	14,054	14,355	14,148
645	–	–	3,404	3,366	–	–
646	–	–	3,050	3,055	–	–
671	3,090	3,005	2,777	2,684	2,821	2,891
680	2,675	2,608	2,382	2,305	2,433	2,487
692	3,089	3,004	2,777	2,683	2,820	2,890
675	2,900	2,814	2,642	2,518	2,626	2,712
684	–	–	–	–	2,614	2,643
611	–	–	–	–	–	–
652	–	–	–	–	–	–

Para o estudo de análise da proteção será considerado o sistema IEEE 13 barras como base, os equipamentos são avaliados com as regulações iniciais, desconsiderando-se as cargas, ou seja, trata-se da condição indicada pelo DSASC. O objetivo deste exemplo é mostrar a ação dos religadores e a coordenação entre religador e fusíveis.

Neste caso, os religadores foram programados com curvas rápidas visando operação (desligamento e religamento) antes dos fusíveis, e após uma tentativa, o religador utiliza a curva lenta. Este é um exemplo ilustrativo e algumas companhias proíbem este tipo de operação.

Neste trabalho é considerado que para todos os casos e todos os tipos de curto-circuito em que o religador é sensibilizado por uma falta manda um sinal (Trip) para a abertura do disjuntor no menor tempo possível atuando em conjunto (religador/disjuntor).

O coordenograma do sistema é apresentado na Figura 5.16. Será apresentada da análise da proteção para alguns casos selecionados.

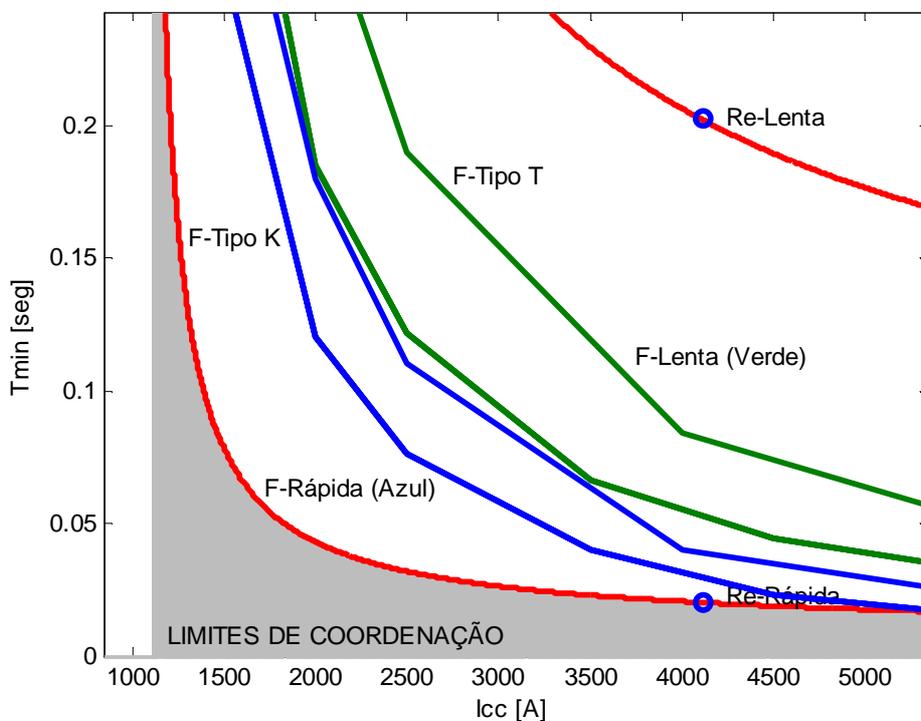


Figura 5.16– Coordenograma do sistema IEEE 13 barras.

É importante esclarecer que para todos os casos simulados o tempo mínimo (T_{min}) mostrado no coordenograma é especificado por cinco casas decimais correspondente ao menor tempo de atuação entre as fases e para os tempos especificado na tabela são especificados por três casas decimais, em que alguns casos o ultimo decimal é redondeado.

- **Curto-Circuito Trifásico sem terra na Barra 633**

Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para um curto-circuito trifásico na barra 633 são apresentados na Tabela 5.37. Verifica-se que o tempo de atuação para os defeitos nas fases são diferentes e muitas metodologias não conseguem detectar esta diferença, e no caso do fusível F1 nota-se uma diferença do tempo de operação de até 20% entre as fases. Também pode-se verificar que a proteção está coordenada e seletiva para o caso do curto-circuito trifásico na barra 633.

Tabela 5.37– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 633

EQP	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]
Relmin	Religador	1	0,0202	0,0205	0,0213
F1	Fusível	2	0,0280/0,050	0,0294/0,0523	0,0329/0,0567
Relmax	Religador	3	0,2022	0,20550	0,2133

O coordenograma detalhado da atuação do religador e dos fusíveis para a Fase A é apresentado na Figura 5.17, permitindo realizar uma análise crítica. As outras fases novamente não serão apresentadas pelo mesmo motivo descrito anteriormente.

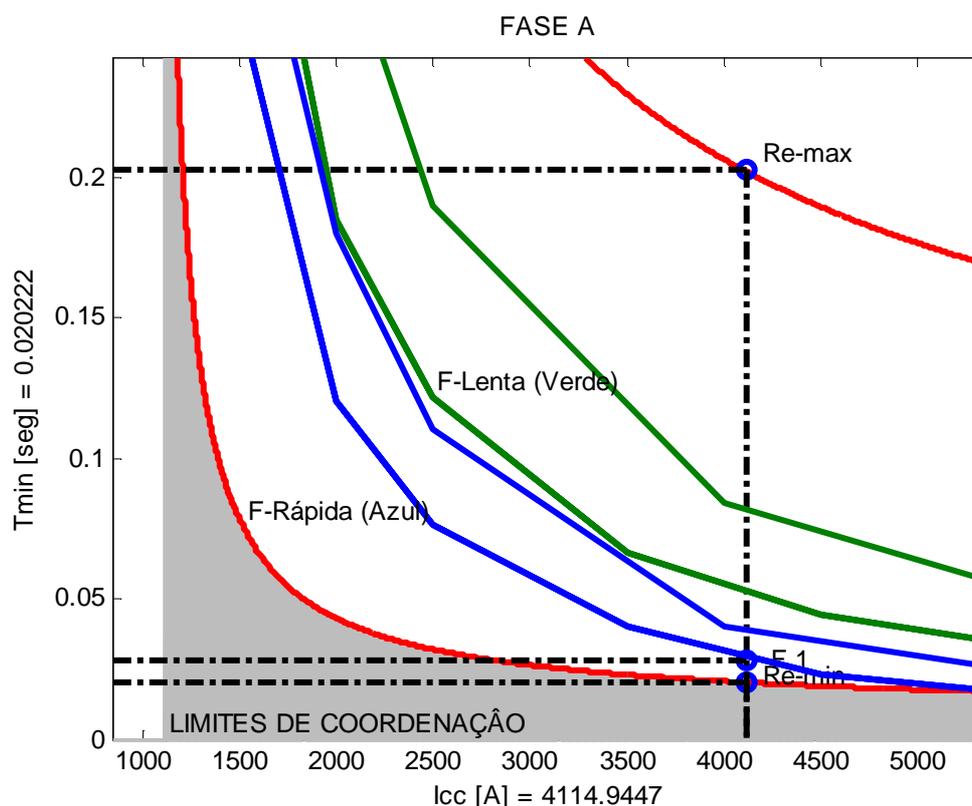


Figura 5.17– Coordenograma – Barra 633 – Fase A

Pode-se perceber que existe um problema de coordenação entre a curva mínima de atuação do religador e o fusível (F1), em que o tempo de abertura do religador é de 4 ciclos com isso o tempo de coordenação não é suficiente entre os dispositivos.

- **Curto-Circuito Trifásico sem terra na Barra 634**

Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para um curto-circuito trifásico na barra 634 são apresentados na Tabela 5.38. Verifica-se que o tempo de atuação para os defeitos nas fases são diferentes e a metodologia pode identificar esta diferença, e no caso do fusível F1 o tempo de operação não apresenta uma diferença discrepante quando comparado ao caso anterior. Também neste caso verifica-se que a proteção está coordenada e seletiva para o caso do curto-circuito trifásico na barra 634.

Tabela 5.38– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 634

EQP	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]
Re1min	Religador	1	0,0544	0,0547	0,0573
F1	Fusível	2	0,1784/0,2549	0,1798/0,2565	0,1928/0,2720
Re1max	Religador	3	0,5437	0,5465	0,5734

O coordenograma detalhado da atuação do religador e dos fusíveis para a Fase A é apresentado na Figura 5.18. Através de uma análise crítica visual, é observado que o cruzamento das curvas mínimas dos fusíveis encontra-se fora da região de coordenação.

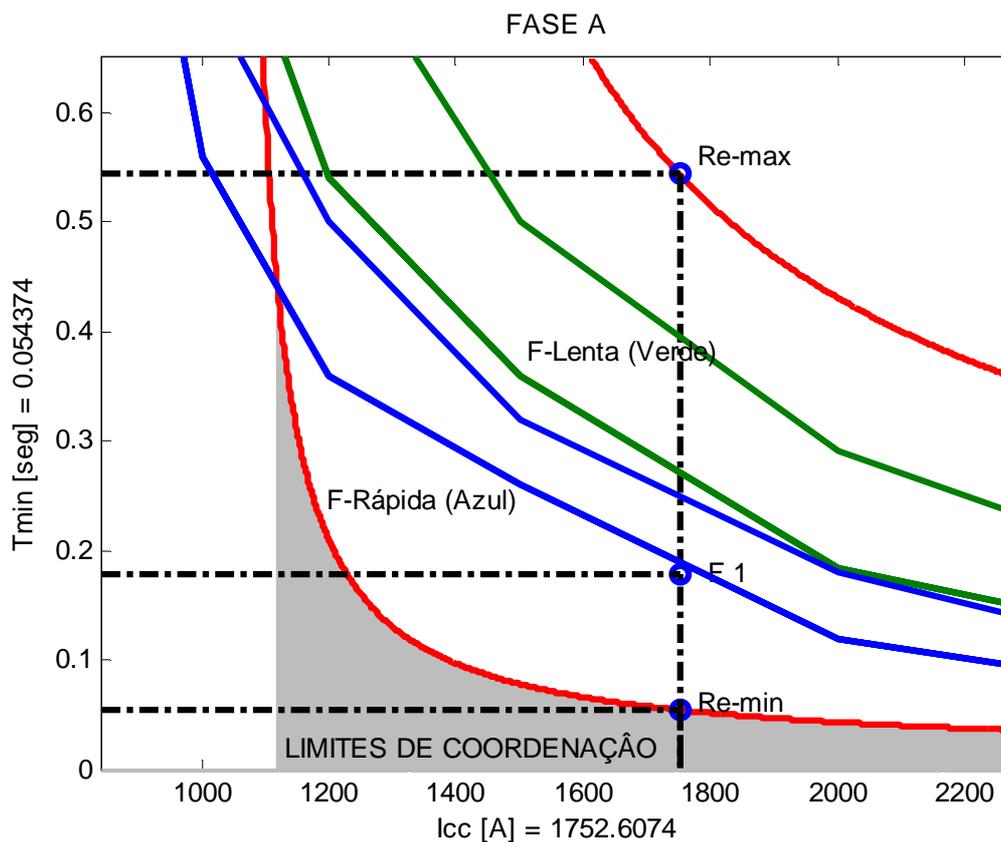


Figura 5.18– Coordenograma – Barra 634 – Fase A

- **Curto-Circuito Trifásico sem terra na Barra 692**

Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para um curto-circuito trifásico na barra 692 são apresentados na Tabela 5.39. Verifica-se que o tempo de atuação para os defeitos nas fases são diferentes e novamente a metodologia pode identificar esta diferença, e no caso do fusível F3 o tempo de operação não apresenta uma diferença discrepante quando comparado ao caso anterior. Também neste caso, verifica-se que a proteção está coordenada e seletiva para o caso do curto-circuito trifásico na barra 692

Tabela 5.39– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 692

EQP	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Tempo A [seg]	Tempo B [seg]	Tempo C [seg]
Re1min	Religador	1	0,0241	0,0244	0,0263
F3	Fusível	2	0,0446/0,0727	0,0459/0,0747	0,0539/0,0874
Re1max	Religador	3	0,2407	0,2440	0,2633

O coordenograma detalhado da atuação do religador e dos fusíveis para a Fase A é apresentado na Figura 5.19. É possível realizar uma análise visual e comprovar que o sistema de proteção para um defeito na fase 692 está coordenado.

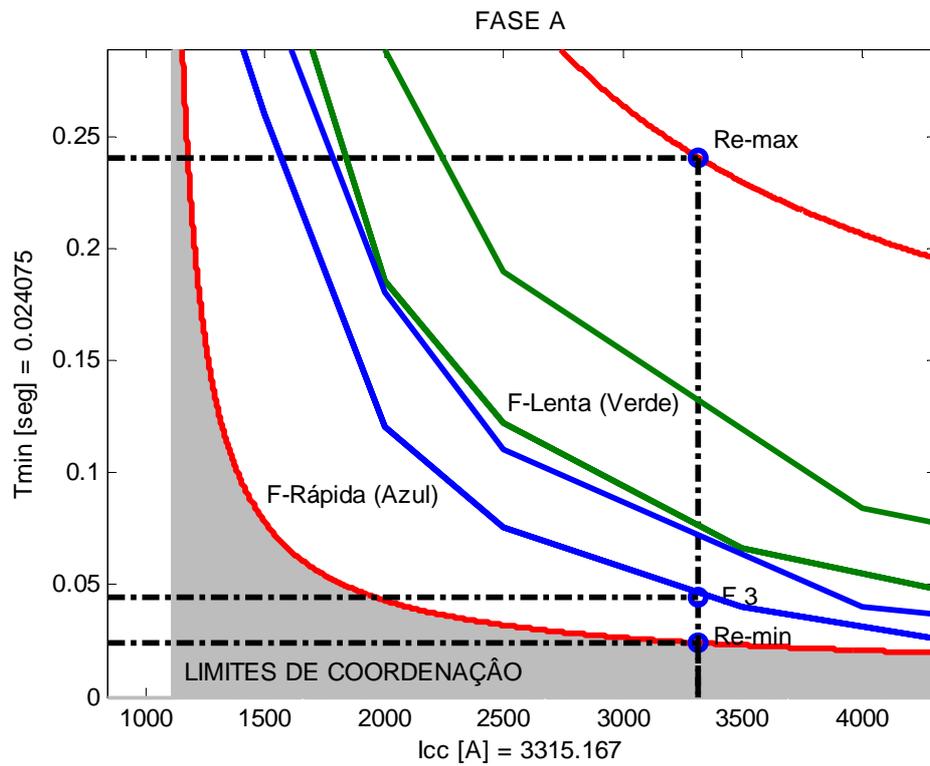


Figura 5.19– Coordenograma – Barra 692 – Fase A

A mesma análise dos casos anteriores foi realizada para todas as barras do sistema e para todos os tipos de defeito. O programa não encontrou nenhum problema de coordenação. A Figura 5.20 mostra os tempos de atuação da fase A dos dispositivos de proteção para todas as barras.

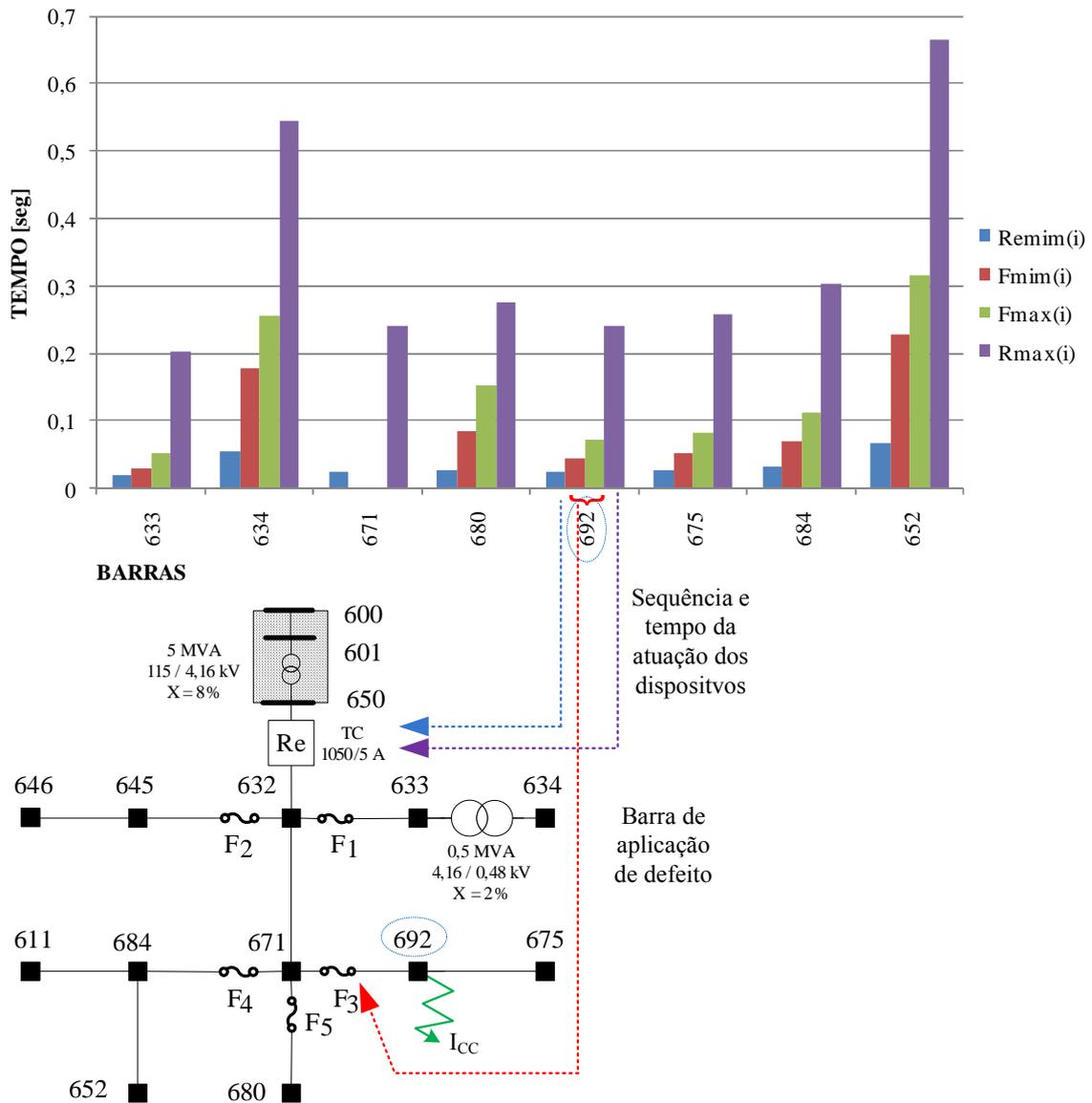


Figura 5.20– Tempos de atuação do sistema IEEE 13 barras – Fase A

5.4.1 Comparação entre o Método Direto e o Método Indireto no IEEE 13

Para efeitos de comparação, foram simulados defeitos no sistema IEEE 13 barras considerando todas as cargas modeladas conforme método direto e o método iterativo que foram apresentados no Capítulo 2. Os resultados desta comparação para as correntes de defeito na fase A são apresentados na Figura 5.21, em que o método direto é representado por (MD), método direto com carga corresponde a (MDcarg) e o método iterativo com carga

representados por (MIcarg). Os resultados obtidos pelo método iterativo, neste caso, foram praticamente os mesmos do método direto. As diferenças existem em virtude de este sistema possuir dimensões reduzidas, o curto-circuito ser próximo a fonte e as tensões calculadas são muito baixas.

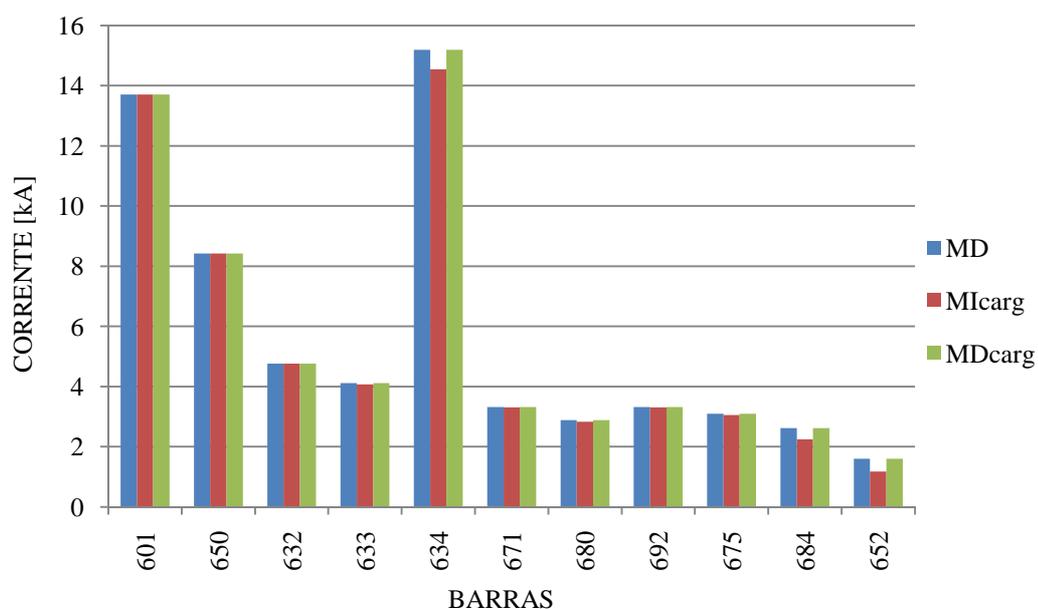


Figura 5.21– Efeito das considerações das cargas – Fase A

Para demonstrar as diferenças entre o método direto e o método iterativo que ocorrem em outra condição de defeito, foi simulado um curto-circuito monofásico na fase A, com uma resistência de curto-circuito de 1 ohm. O resultado da comparação das tensões nodais em todas as barras do sistema é apresentado na Figura 5.22 e das correntes de defeito nos ramos na Figura 5.23. Note-se algumas variações maiores que 50%.

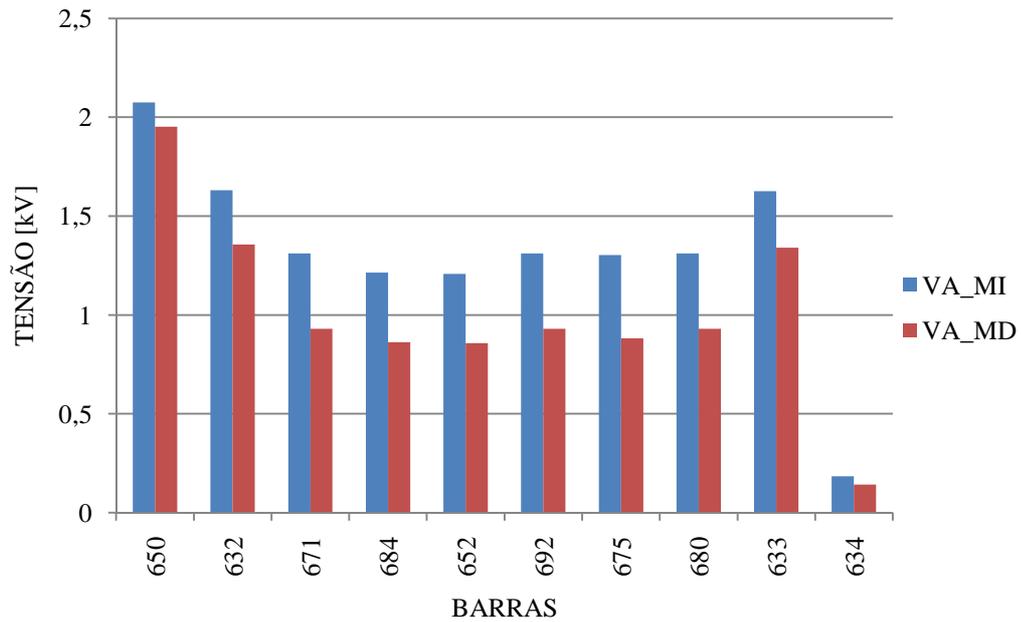


Figura 5.22– Diferença das tensões pelo método direto e iterativo.

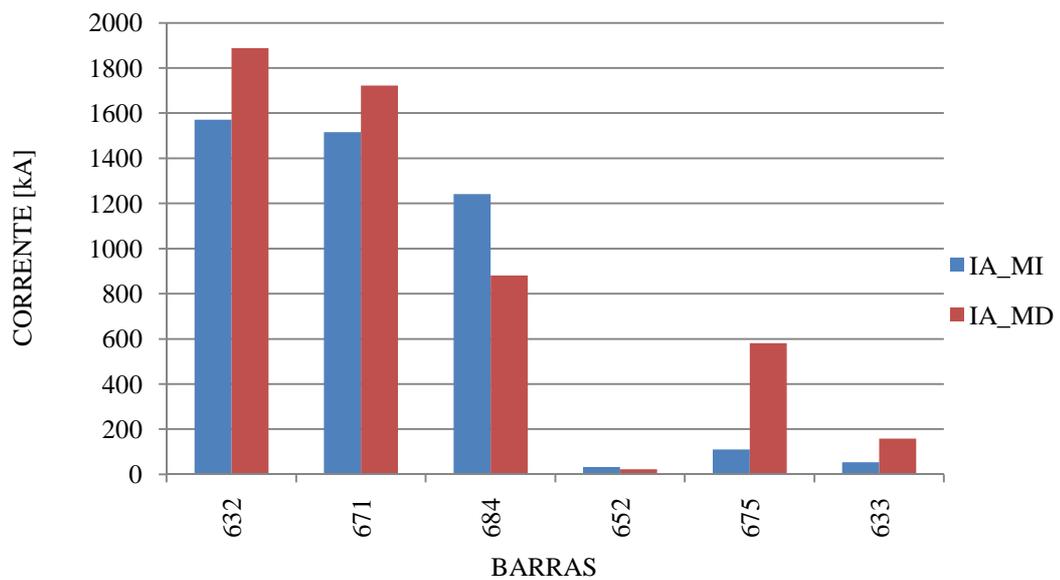


Figura 5.23– Diferença das correntes pelo método direto e iterativo

As Figura 5.23 e Figura 5.22 em que ilustram a diferença das correntes (IA) e tensões (VA) de defeito na fase A entre o método iterativo (MI) e o método direto (MD), respectivamente.

Nos casos simulados, a diferença entre o método direto e iterativo não são expressivas em curtos sólidos, com exceção para defeitos no final dos alimentadores. Mas é necessária uma investigação completa destas características e a comparação quantitativa e qualitativa do método proposto com outros métodos, sendo este estudo uma sugestão de trabalho futuro.

5.5 SISTEMA – IEEE 13 BARRAS – VARIAÇÃO DA TENSÃO

O sistema teste da IEEE de 13 barras teve a tensão da subestação aumentada em 10% e diminuída em 10% pela variação dos taps do transformador da subestação. As novas correntes de defeitos para o caso de aumento de 10% são apresentadas na Tabela 5.40 e comparadas com as correntes em condições nominais. Pode-se notar que houve variações consideráveis nos valores de correntes de defeito e isto impacta diretamente nos tempos de atuação da proteção e na suportabilidade dos equipamentos. A ferramenta proposta é capaz de analisar estas características dos sistemas de distribuição.

Tabela 5.40– Corrente de defeito trifásica IEEE 13 barras – Sobretensão

Barras em curto	Condição Normal			Sobretensão (+10%)		
	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
601	13,700	13,700	13,700	13,700	13,700	13,700
650	8,416	8,416	8,416	7,651	7,651	7,651
632	4,759	4,698	4,449	4,679	4,623	4,409
633	4,114	4,028	3,835	4,108	4,026	3,856
634	15,189	15,149	14,793	16,034	15,988	15,634
671	3,316	3,266	3,008	3,369	3,320	3,082
680	2,878	2,835	2,588	2,955	2,911	2,677
692	3,315	3,265	3,007	3,368	3,320	3,081
675	3,089	3,085	2,814	3,158	3,150	2,897

Na Tabela 5.41 é apresentado às correntes de defeito em todas as barras para o caso de uma diminuição de 10% na tensão.

Tabela 5.41– Corrente de defeito trifásica IEEE 13 barras – Subtensão

Barras em curto	Condição Normal			Subtensão (-10%)		
	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
601	13,700	13,700	13,700	13,700	13,700	13,700
650	8,416	8,416	8,416	9,351	9,351	9,351
632	4,759	4,698	4,449	4,799	4,734	4,446
633	4,114	4,028	3,835	4,078	3,988	3,772
634	15,189	15,149	14,793	14,209	14,176	13,824
671	3,316	3,266	3,008	3,225	3,176	2,901
680	2,878	2,835	2,588	2,771	2,728	2,471
692	3,315	3,265	3,007	3,225	3,176	2,900
675	3,089	3,085	2,814	2,987	2,985	2,701

A Figura 5.24 ilustra em forma gráfica as diferenças de correntes para a fase A entre os casos: (i) condição normal, (ii) condição de sobretensão e (iii) a condição de subtensão. A corrente de defeito é representada por IA. É importante esclarecer que visando uma melhor análise não são representadas as barras que tem magnitude nula, assim também como as correntes do neutro.

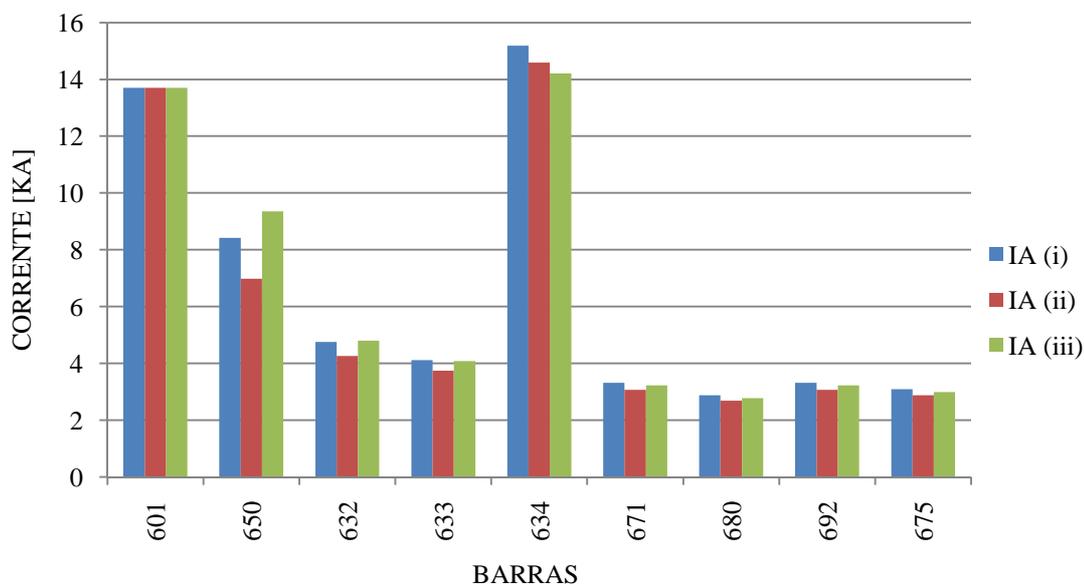


Figura 5.24– Colunas comparativas entre as correntes – Fase A

Inicializando a análise dos dispositivos de proteção, serão simulados os mesmos casos que a condição normal do sistema, mas com o aumento da tensão da subestação aumentada em 10%.

- **Curto-Circuito Trifásico sem terra na Barra 633**

Analisando os tempos de atuação da proteção para um curto trifásico na barra 633, é apresentado na Tabela 5.42. Além disso, é colocado os tempos de atuação em condição normal.

Tabela 5.42– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 633

EQP	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Normal			Sobretensão		
			Tempo A	Tempo B	Tempo C	Tempo A	Tempo B	Tempo C
Relmin	Religador	1	0,0202	0,0205	0,0213	0,0202	0,0206	0,0212
F1	Fusível	2	0,0280	0,0294	0,0329	0,0281	0,0294	0,0325
			0,0500	0,0523	0,0567	0,0507	0,0523	0,0561
Relmax	Religador	3	0,2022	0,2055	0,2133	0,2025	0,2055	0,2124

O coordenograma dos dispositivos de proteção (fase A) para a condição simulada de sobretensão é apresentado na Figura 5.25, permitindo realizar uma análise visual. Assim como nos casos anteriores as outras fases não serão apresentadas por questões de tamanho do texto.

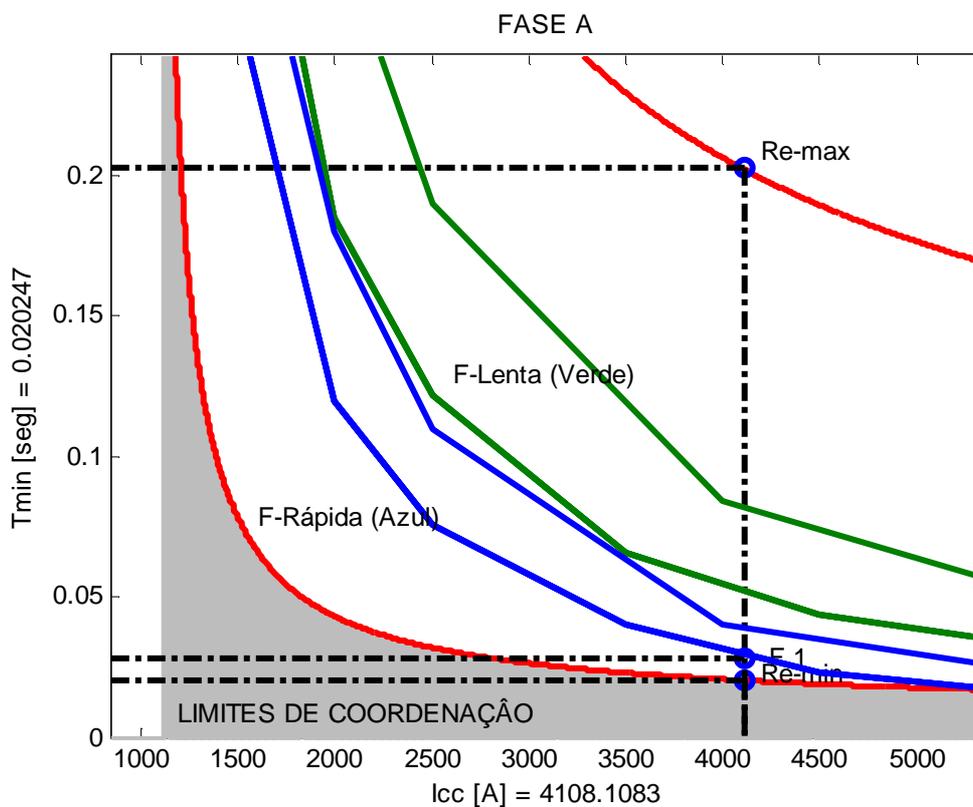


Figura 5.25– Coordenograma – Barra 633 – Fase A

Novamente, como no caso analisado anteriormente para a barra 633 existe um problema de coordenação entre a curva rápida do religador (Re1) e o fusível (F1).

- **Curto-Circuito Trifásico sem terra na Barra 692**

Analisando os tempos de atuação da proteção para um curto trifásico na barra 692 e na condição de um aumento da tensão do transformador da subestação em 10% é apresentado na Tabela 5.43 os tempos por fase e por equipamentos de proteção.

Tabela 5.43– Tempo de acionamento – curto-circuito trifásico – Barra 692

EQP	Tipo de dispositivo	Ordem de atuação	Normal			Sobretensão		
			Tempo A	Tempo B	Tempo C	Tempo A	Tempo B	Tempo C
ReImin	Religador	1	0,0241	0,0244	0,0263	0,0237	0,0240	0,0257
F3	Fusível	2	0,0446	0,0459	0,0539	0,0432	0,0445	0,0515
			0,0727	0,0747	0,0874	0,0706	0,0725	0,0835
ReImax	Religador	3	0,2407	0,2440	0,2633	0,2374	0,2405	0,2573

O coordenograma dos dispositivos de proteção (fase A) para a condição simulada de sobretensão é apresentado na Figura 5.26.

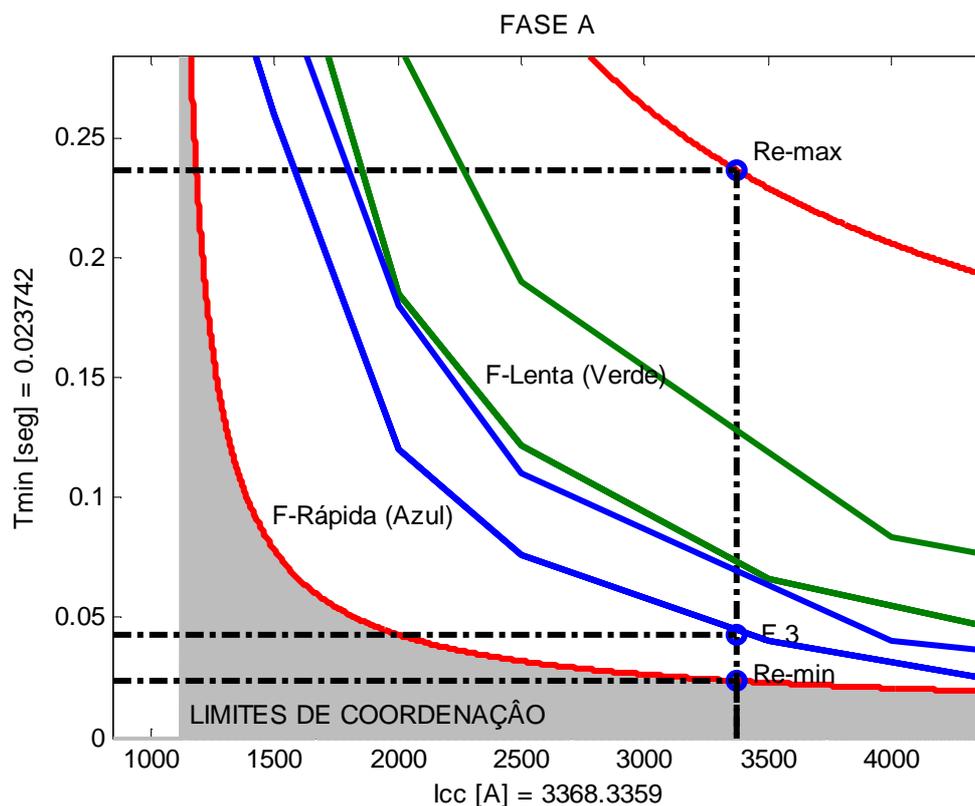


Figura 5.26– Coordenograma – Barra 692 – Fase A

Neste caso de variação da tensão, notou-se que não houve grande impacto de variação de correntes em barras distantes eletricamente da subestação. As barras perto (eletricamente) da subestação notaram-se elevada variação de corrente.

De modo a ilustrar a diferença os tempos de atuação dos dispositivos entre: (i) condição normal, (ii) condição de sobretensão e (iii) a condição de subtensão, as Figura 5.27, Figura 5.28 e Figura 5.29 apresentam as saídas gráficas relativas aos tempos de atuação dos dispositivos de proteção na fase A, presentes nas barras a montante da barra em que foi aplicado o defeito trifásico (Barras 633, 634, 671, 680, 692 e 675). É importante esclarecer que os termos nulos não são representados, permitindo uma melhor análise visual.

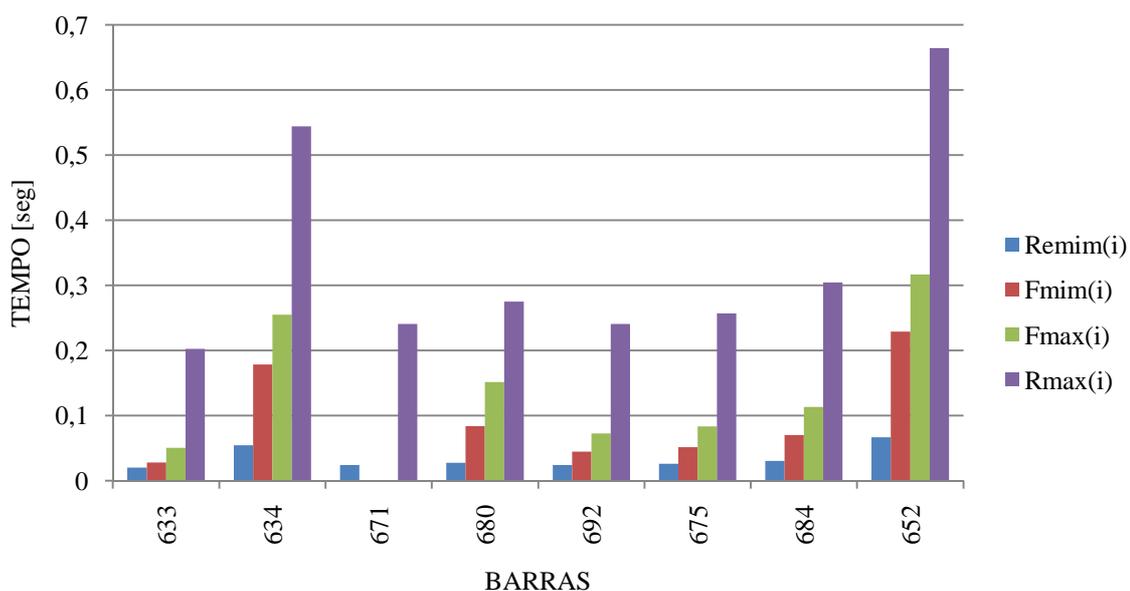


Figura 5.27– Tempos de atuação para condição normal – Fase A

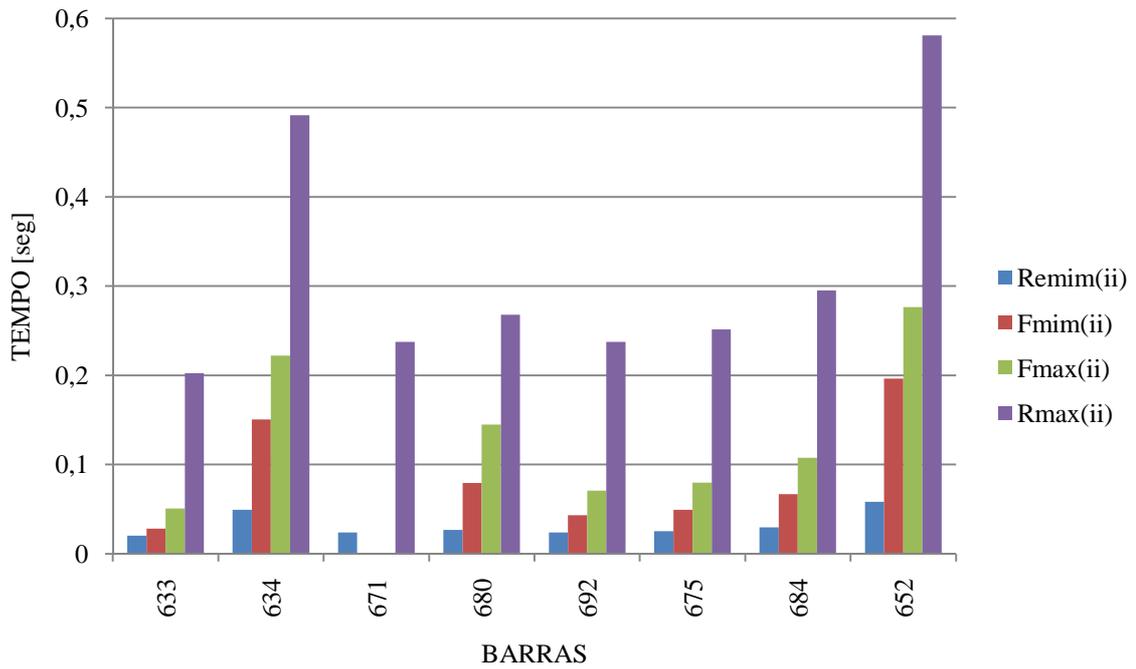


Figura 5.28– Tempos de atuação para condição sobretensão – Fase A

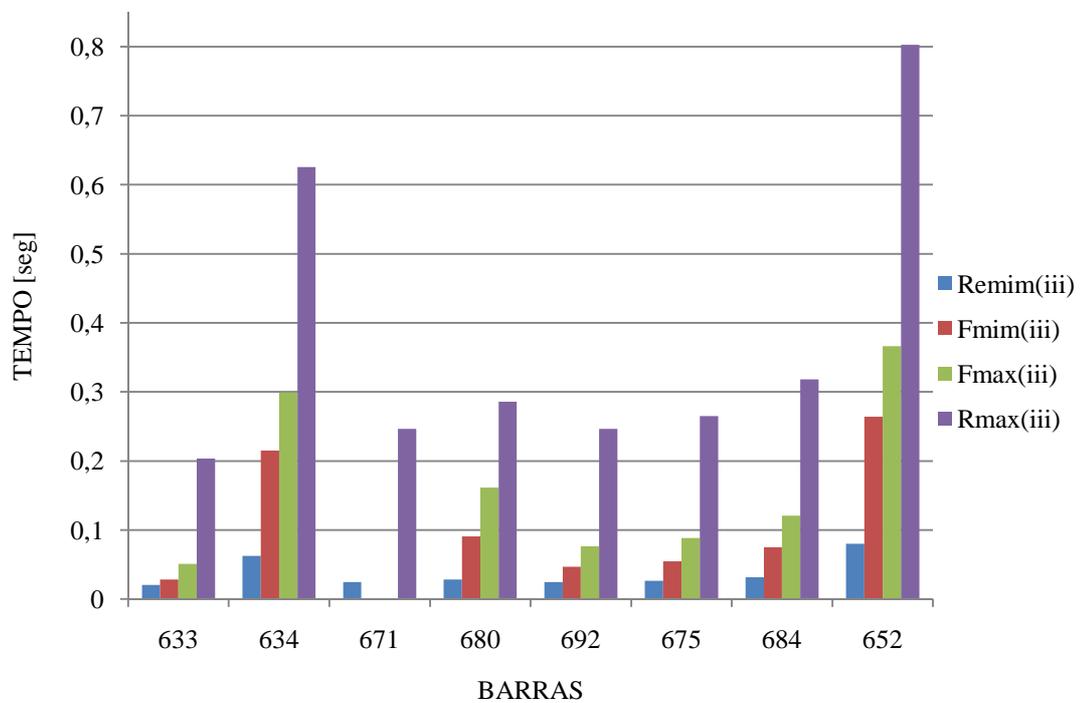


Figura 5.29– Tempos de atuação para condição subtensão – Fase A

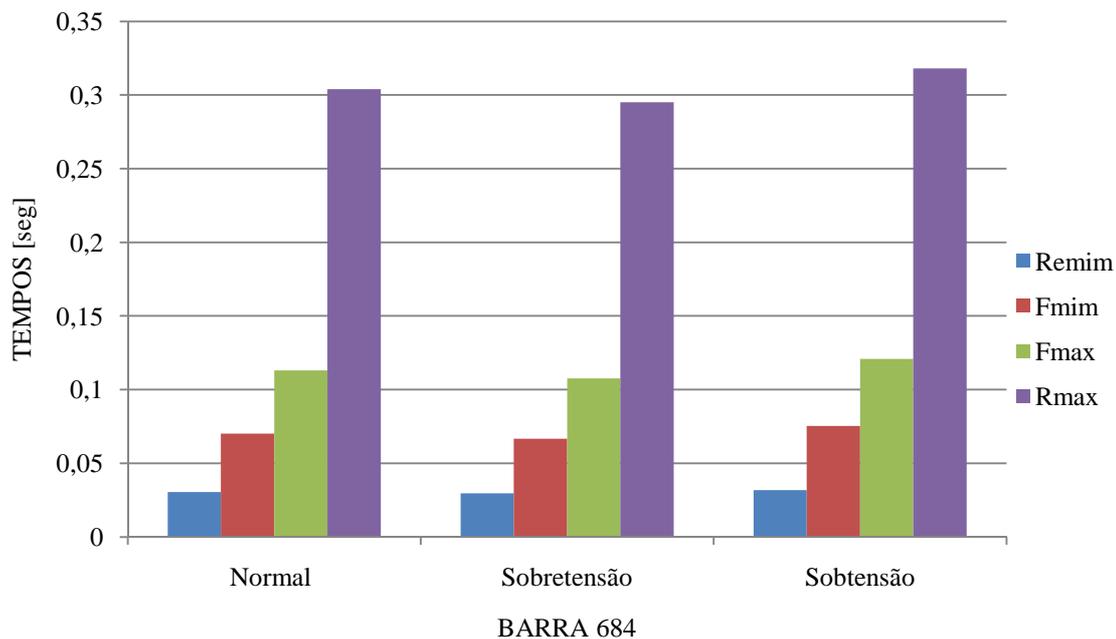


Figura 5.30– Comparação dos tempos de atuação entre as condições – Barra 684

De forma permitir uma melhor análise a Figura 5.30 a mostra a diferença entre os tempos de atuação entre: a (i) condição normal, (ii) condição de sobretensão e (iii) a condição de sobtensão para a barra 684. Pode ser analisar de forma visual as diferenças entre os tempos de atuação.

5.6 SISTEMA – IEEE 34 BARRAS

Na Figura 5.31 é apresentado o diagrama unifilar do sistema teste do IEEE de 34 barras com as modificações necessárias para incluir os equipamentos de proteção. Na Tabela 5.44 são indicados os dados do religador (Re1) e na Tabela 5.45 são apresentados os dados dos fusíveis utilizados no caso. Os dados do sistema podem ser encontrados em DSASC (“Distribution Test Feeders - Distribution Test Feeder Working Group - IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee”).

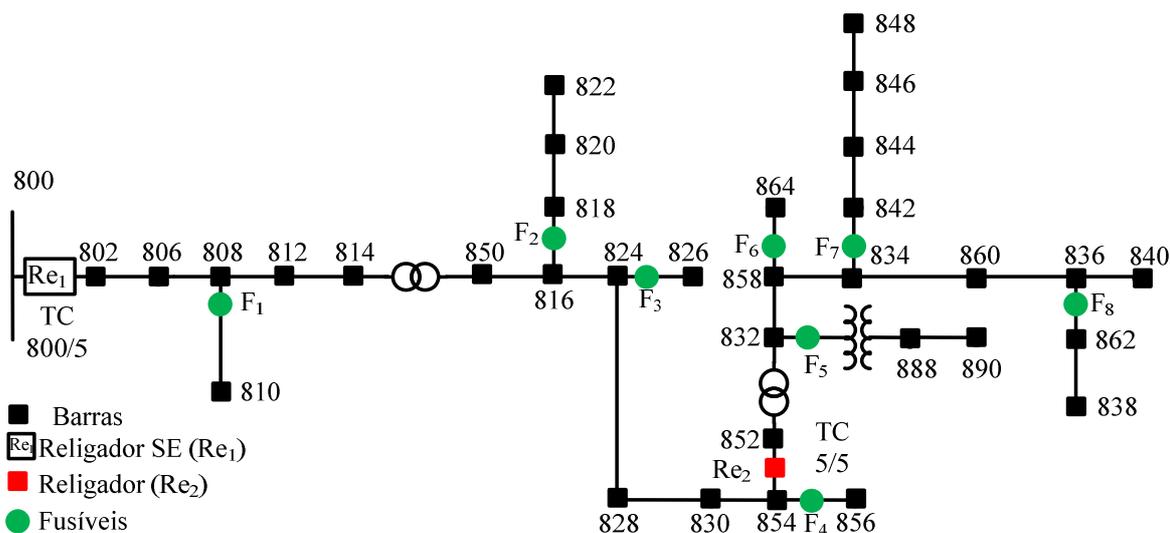


Figura 5.31– Diagrama unifilar sistema IEEE 34 barras

Os religadores em questão novamente apresenta dois tipos de curva: rápida e lenta. Os dados relativos às curvas são apresentados na Tabela 5.44.

Tabela 5.44– Dados dos novos dispositivos de proteção – Religador

EQP	Tcurva	Ipick – up	TMS	Norma	Curva	Fases	Conexão	Conf. Conexão
Re1min	Rápida	5,43	0,1	1	2	ABC	TC1	Yt
Re1max	Lenta	5,43	0,3	1	2	ABC	TC2	Yt
Re2min	Rápida	3,6	0,14	1	2	ABC	TC3	Yt
Re2max	Lenta	3,6	0,14	1	2	ABC	TC3	Yt

Os dados referentes aos fusíveis são detalhados na Tabela 5.45. Para os valores de elo fusível especificados é importante mencionar que as correntes de carga ao longo do ramal levam em consideração possível manobras, adotando um fator de sobrecarga de 50%.

Tabela 5.45– Dados dos dispositivos de proteção – Fusível

EQP	Elo – Fusível	Tipo	Fases	Conexão	Conf. Conexão
F1	6	1	B	TC4	Yt
F2	20	3	A	TC5	Yt
F3	6	3	B	TC6	Yt
F4	6	3	B	TC7	Yt
F5	20	3	ABC	TC8	Yt
F6	6	3	A	TC9	Yt
F7	20	3	ABC	TC10	Yt
F8	6	3	B	TC11	Yt

As correntes de defeito trifásicas são apresentadas na Tabela 5.46 e as correntes de defeito monofásicas são mostradas na

Tabela 5.47. Nota-se que neste caso a corrente de curto-circuito relativo à defeitos no final do ramal possuem a mesma magnitude que correntes de carga, logo a proteção da subestação não atuará para estes defeitos. O desenvolvimento de metodologia para detecção de defeitos deste tipo é uma das sugestões de trabalhos futuros.

Tabela 5.46– Corrente de curto-circuito trifásica – IEEE 34 Bus

Barra em curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]	Barra em curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
800	–	–	–	856	–	0,2199	–
802	20,8774	22,0581	20,2779	852	0,2730	0,2888	0,2680
806	12,4984	13,2053	12,1395	832	0,2730	0,2888	0,2680
808	1,4744	1,5578	1,4320	888	0,8320	0,8487	0,8195
810	–	0,8728	–	890	0,4241	0,4395	0,4141
812	0,7276	0,7688	0,7067	858	0,2641	0,2794	0,2593
814	0,5192	0,5485	0,5043	864	0,2013	–	–
850	0,5191	0,5485	0,5042	834	0,2542	0,2689	0,2497
816	0,5170	0,5463	0,5022	842	0,2537	0,2684	0,2493
818	0,3759	–	–	844	0,2516	0,2661	0,2472
820	0,2163	–	–	846	0,2459	0,2601	0,2416
822	0,1927	–	–	848	0,2451	0,2593	0,2409
824	0,4567	0,4828	0,4449	860	0,2510	0,2655	0,2466
826	–	0,3289	–	836	0,2465	0,2608	0,2422
828	0,4524	0,4783	0,4407	862	0,2461	0,2603	0,2418
830	0,3672	0,3884	0,3591	838	–	0,1850	–
854	0,3655	0,3865	0,3574	840	0,2452	0,2594	0,2410

Tabela 5.47– Corrente de curto-circuito monofásica – IEEE 34 Bus

Barra em curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]	Barra em curto	Icc_A [kA]	Icc_B [kA]	Icc_C [kA]
800	–	–	–	856	–	0,220	–
802	15,574	15,517	15,543	852	0,211	0,210	0,210
806	9,324	9,289	9,305	832	0,211	0,210	0,210
808	1,100	1,096	1,098	888	0,709	0,708	0,708
810	–	0,873	–	890	0,336	0,335	0,335
812	0,543	0,541	0,542	858	0,204	0,204	0,204
814	0,387	0,386	0,386	864	0,201	–	–
850	0,387	0,386	0,386	834	0,197	0,196	0,197
816	0,386	0,384	0,385	842	0,196	0,196	0,196
818	0,376	–	–	844	0,195	0,194	0,195
820	0,216	–	–	846	0,190	0,190	0,190
822	0,193	–	–	848	0,190	0,190	0,190
824	0,344	0,343	0,343	860	0,194	0,194	0,194
826	–	0,329	–	836	0,191	0,191	0,191
828	0,341	0,339	0,340	862	0,191	0,190	0,190
830	0,280	0,279	0,279	838	–	0,185	–
854	0,278	0,278	0,278	840	0,190	0,190	0,190

Na Figura 5.32 são apresentadas as saídas gráficas relativas aos tempos de atuação dos dispositivos de proteção na fase A para um defeito trifásico. Os dispositivos que não atuaram não são apresentados no gráfico. Ressalta-se ainda que o programa analisa a trajetória entre o ponto de defeito e a fonte, indicando possíveis problemas de operação da proteção. Na Figura 5.33 os defeitos nas barras 808 e 890 são suprimidos em relação à Figura 5.32 para uma melhor verificação dos resultados.

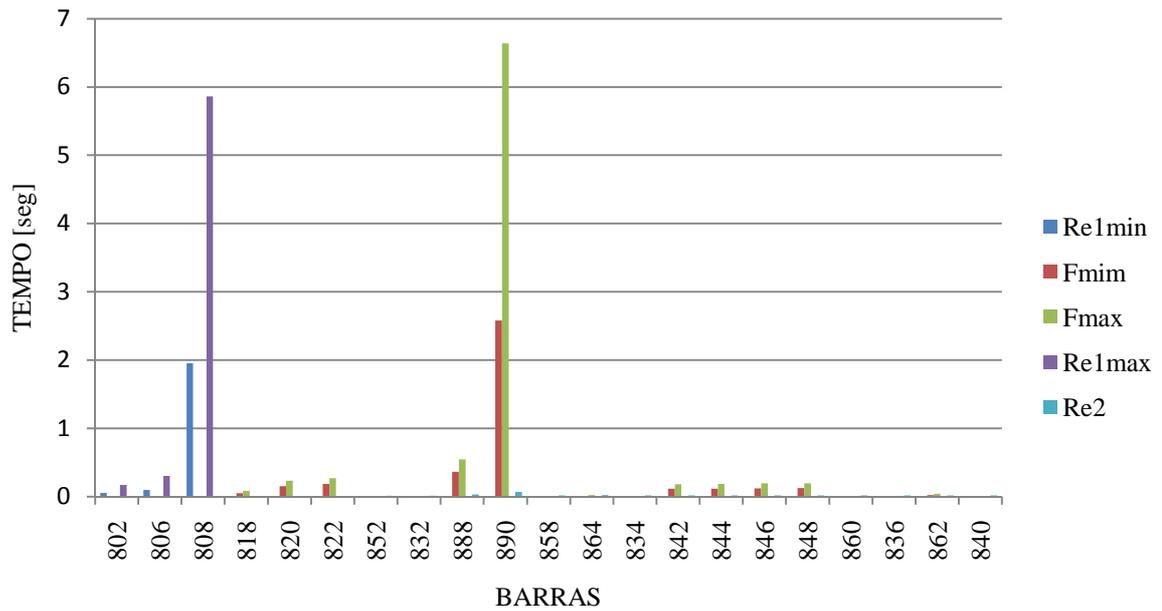


Figura 5.32– Tempos de atuação dos dispositivos de proteção - IEEE 34 barras

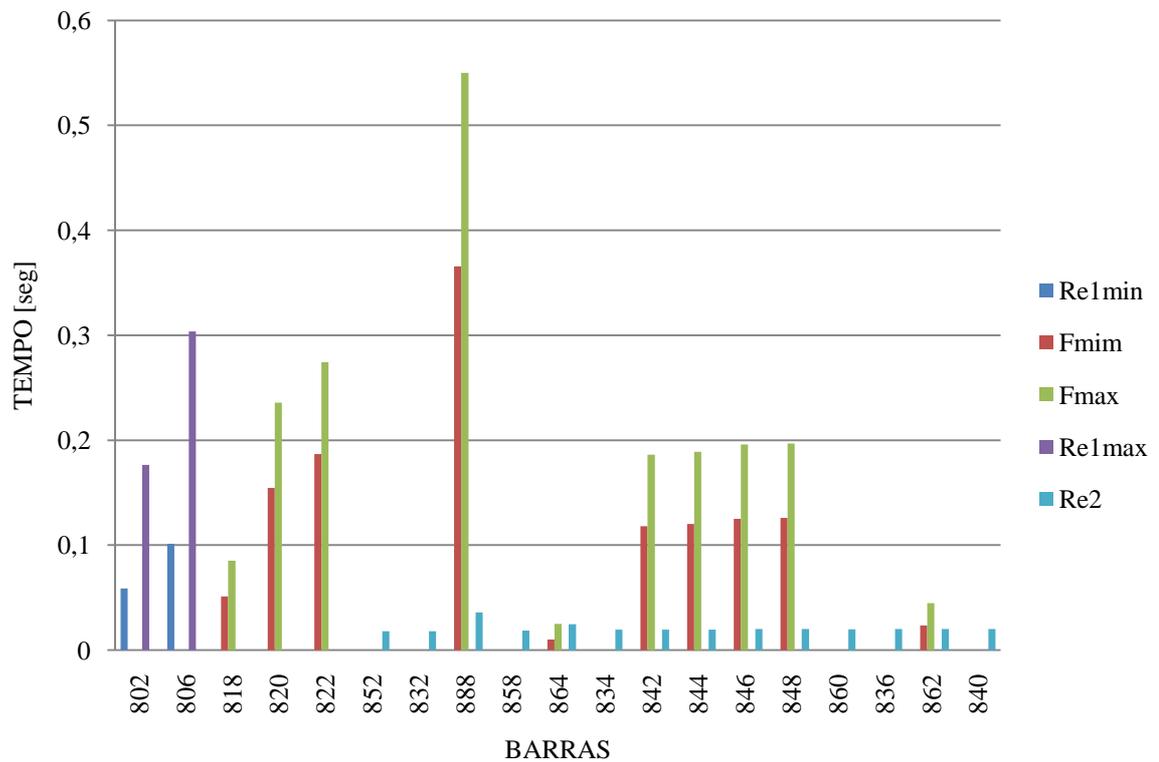


Figura 5.33– Tempos de atuação dos dispositivos de proteção – Suprimidas 808 e 890

Para analisar os dispositivos de proteção frente a uma nova situação o sistema IEEE 34 foi modificado conforme mostrado na Figura 5.34, na qual é criada uma malha.

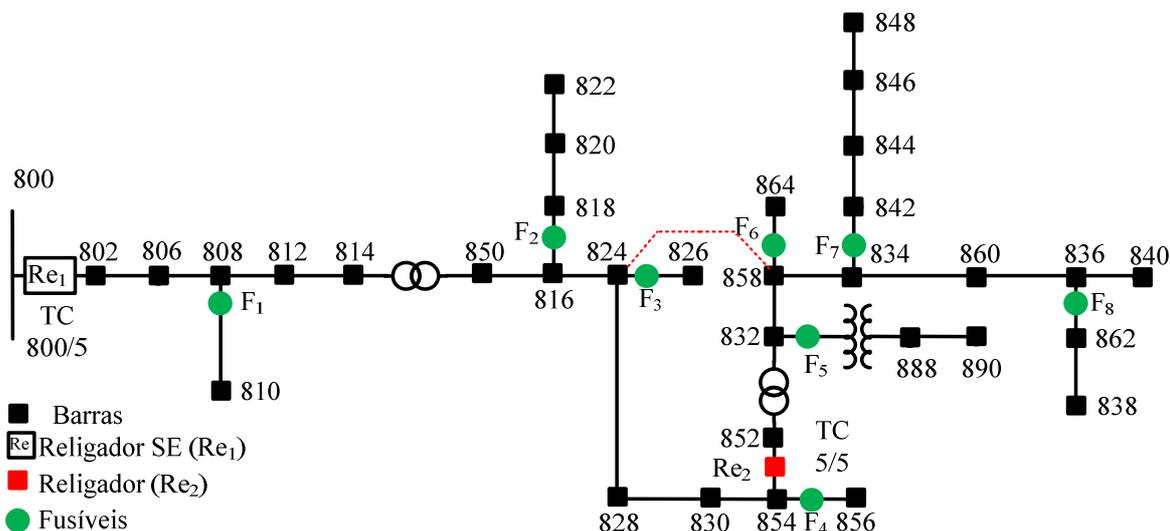


Figura 5.34– Diagrama unifilar sistema IEEE 34 barras – Loop

Na Figura 5.35 são mostradas as saídas gráficas relativas aos tempos de atuação dos dispositivos de proteção para um defeito trifásico. Os dispositivos que não atuaram não são apresentados no gráfico. Como pode ser analisado, houve diversos problemas de seletividade e coordenação, tem-se como exemplo a barra 834, na qual o religador Re_2 atuou, mas a corrente de curto-circuito não foi interrompida e continuou sem alimentada pelo circuito 824-858. A proteção do religador (Re_1) não detectou o defeito e a metodologia indicou esta situação com a análise dos tempos de todos os dispositivos, por cada barra alimentada pelo loop fictício do sistema.

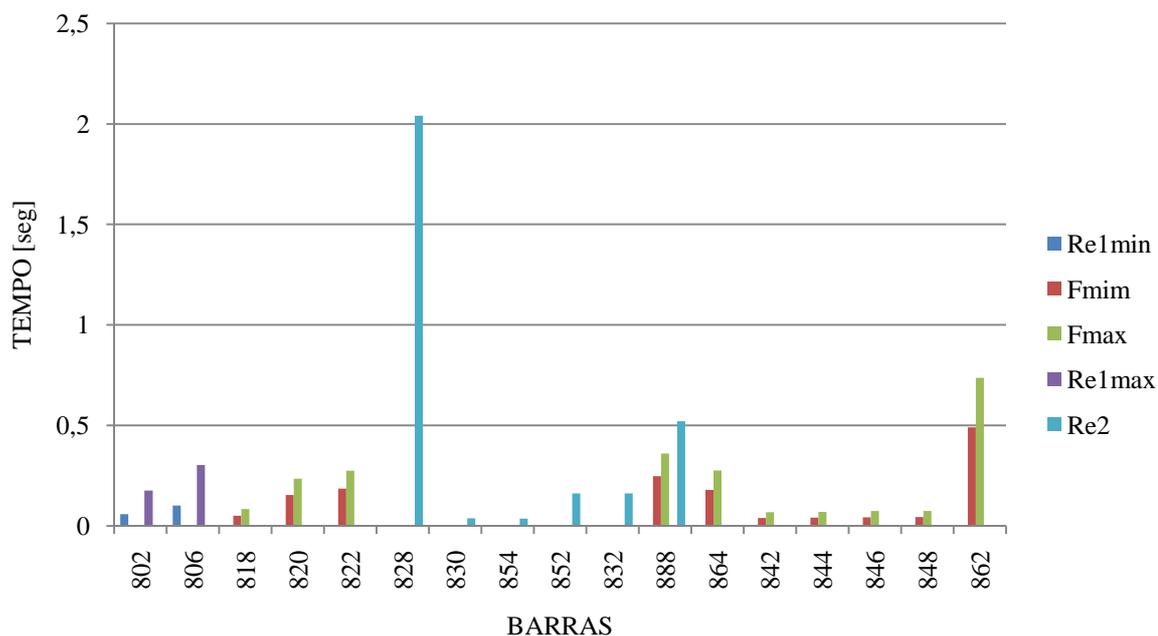


Figura 5.35– Tempos de atuação dos dispositivos de proteção – 826 e 858

5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os principais resultados da metodologia proposta. Em cada sistema foram determinadas algumas correntes de defeitos e os tempos de atuação dos dispositivos de proteção, avaliando a coordenação e seletividade. Cabe mencionar que foram simuladas diversas condições operativas.

A metodologia implementada auxilia a análise qualitativa e quantitativa do sistema de proteção dos alimentadores em redes de distribuição, destacando-se a análise dos critérios de coordenação e seletividade e os tempos de atuação dos dispositivos de proteção em diferentes pontos do sistema e para diferentes defeitos, mostrando um mapa preciso do sistema de proteção.

6 CONCLUSÕES

6.1 CONCLUSÕES GERAIS

Neste trabalho apresentou-se uma ferramenta computacional com dois métodos (direto e iterativo) para cálculo de defeito em redes de distribuição, na qual um método e uma contribuição deste trabalho. Além disso, também apresentou-se uma metodologia computacional para a avaliação da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção em sistemas de distribuição. A metodologia de proteção teve como proposta principal apresentar e analisar os resultados de estudos de coordenação e de seletividade em forma de gráficos e tabelas, com o objetivo de minimizar o tempo de estudo e planejamento de sistemas de distribuição. A metodologia proposta também pode ser utilizada em sistemas industriais radiais.

Também foi realizada a modelagem matemática dos principais dispositivos de proteção relacionados a proteção de sobrecorrente sejam eles: religadores, relés, fusíveis, transformadores de potencial, transformadores de corrente e chaves seccionadoras.

Uma característica que distingue a metodologia proposta das demais existentes na literatura é a possibilidade de analisar de forma rápida e detalhada, para uma grande quantidade de defeitos, o comportamento dos equipamentos elétricos modelados e dos dispositivos de proteção dos sistemas elétricos, sejam estes sistemas radiais, equilibrados e desequilibrados. A presente metodologia apresenta resultados mais confiáveis comparadas a metodologias que utilizam redes de seqüência, pois modela os sistemas elétricos de forma detalhada em coordenadas de fase

A possibilidade de se observar a situação da coordenação e a seletividade por meio de coordenogramas (folha de seletividade) representados por fase, utilizando-se de simples inspeção visual a análise dos diferentes tempos de acionamentos, demonstra a praticidade e eficiência da ferramenta desenvolvida.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresentado representa um início de investigação da proteção em sistemas de distribuição e industriais, tendo como objetivo principal o desenvolvimento de uma ferramenta que permita analisar os futuros sistemas de distribuição, na qual poderão contar com: geração dispersa, operação em anel, conexões para carros elétricos entre outras inovações. Nestes novos sistemas de distribuição a proteção será importante e desempenhará um papel fundamental. Algumas sugestões de trabalhos futuros são descritos a seguir:

- Inclusão dos demais tipos de proteções, como exemplo as direcionais e diferenciais.
- Representação da saturação de transformadores de corrente.
- Criação de uma base de relés de diversos fabricantes.
- Avaliar a zona da proteção dos religadores em séries ou combinados com outros dispositivos de proteção.
- Desenvolvimento de rotinas eficientes para análise da proteção sistêmica em redes em anel.
- Desenvolvimento de uma metodologia para otimizar a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção.
- Comparação das rotinas de cálculos de defeitos proposto de forma quantitativa e qualitativa com outros métodos de cálculos de defeitos.
- Desenvolvimento de metodologia para detecção de defeitos com baixa corrente de curto-circuito em ramais de distribuição.
- Inclusão dos dados de suportabilidade dos equipamentos.
- Implementar a metodologia em outra linguagem de alto nível (C++), visando melhorar o desempenho computacional.

REFERÊNCIAS

ABDEL-AKHER, M.; NOR, K. M. Fault Analysis of Multiphase Distribution Systems Using Symmetrical Components. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 4, p. 2931–2939, 2010.

ABNT NBR 5459. **Manobra e proteção de circuitos**. ,1987. ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ABNT NBR 6856: **Transformador de corrente - Versão Corrigida**. ,2009. ABNT/CB-03 Eletricidade. Disponível em: <<http://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=4644>>. Acesso em: 12/1/2012.

ALBRECHT, R.; NISJA, M.; FEERO, W.; ROCKEFELLER, G.; WAGNER, C. Digital Computer Protective Device Co-ordination Program I-General Program Description. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, v. 83, n. 4, p. 402–410, 1964.

AMARAL, M. B. **Modelagem Estática de Carga por Meio de Medição Direta: Proposição de uma Metodologia Sistematizada, seus Impactos e Benefícios**. M Sc. UFJF, Juiz de Fora, MG, Setembro, 2004.

ANDERSON, P. M.; ELECTRICAL, T. I. OF; (IEEE), E. E. **Analysis of faulted power systems**. IEEE press, 1995.

ARAUJO, L. R. **Uma Contribuição ao Fluxo de Potência Ótimo Aplicado a Sistemas de Potência Trifásicos Usando o Método dos Pontos Interiores**, Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.

ARAUJO, L. R.; ARAUJO, D. R. R.; LEDESMA, J. J G; et al. **Approximations and Errors Analyses Between the Results Achieved by Three-Phase Methodologies and One-Phase Equivalents for the Power Flow Solution**. ,2011. Cigre Symposium, Recife.

BARROS, H. DE. **Proteção contra sobrecorrente em circuitos**. Rio de Janeiro, RJ 1997.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**, Third Edition (Power Engineering. 3^o ed. CRC Press, 2006.

CAMINHA, A. C. **Introdução a Proteção dos Sistemas Elétricos**. EDGARD BLUCHER, 1977.

CHEN, T. H.; HUANG, W. T. Evaluation of the variations of Short-Circuit Capacities along a Feeder due to Distribution Network Upgrading. Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE. **Anais**. p.2536–2541, 2005.

CHEUNG, H.; HAMLIN, A.; YANG, C.; CHEUNG, R. Network-based Adaptive Protection Strategy for Feeders with Distributed Generations. **Electrical Power Conference, 2007. EPC 2007. IEEE Canada**, p. 514–519, 2007.

COMASSETTO, L.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R. Software for

Automatic Coordination of Protection Devices in Distribution System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 2241–2246, 2008.

COOPER, C. B. IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. *Power Engineering Journal*, v. 2, n. 2, 1988.

CPFL. **Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente**. Norma Técnica. Distribuição. Fevereiro, 2006.

Distribution Test Feeders - Distribution Test Feeder Working Group - IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee. Disponível em:
<<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 30/1/2012.

ELETROBRÁS. Comitê de Distribuição de Energia Elétrica - **Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**. Coleção de Distribuição de Energia Elétrica, Editora Campus Eletrobrás, Vol. 2, 1982.

FILHO, J. M. **Manual de Equipamentos Elétricos**. LTC, 2005.

FUNMILAYO, H. B.; BUTLER-PURRY, K. L. **An approach to mitigate the impact of distributed generation on the Overcurrent Protection scheme for radial feeders**. Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. **IEEE/PES**. p.1–11, 2009.

GARCIA, P. A. . **Cálculo do Fluxo de Potência Trifásico em Sistemas de Distribuição Incluindo a Representação de Dispositivos de Controle**, 2001. Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. McGraw-Hill, 1986.

HONG, H. W.; SUN, C. T.; MESA, V. M.; NG, S. Protective device coordination expert system. *Power Delivery*, **IEEE Transactions on**, v. 6, n. 1, p. 359–365, 1991.

IEC 60255-22-3, I. T. **IEC 60255-22-3 Ed. 2.0 b:2000, Electrical relays - Part 22-3: Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment - Radiated electromagnetic field disturbance tests**. Multiple. Distributed through American National Standards Institute (ANSI), 2007.

ITAIPU. Departamento de Engenharia .**Tecnologia de Equipamentos Elétricos**. 1ª ed 2000. Foz do Iguaçu, PR.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito**, 2 ed. Potro Alegre: Sagra Luzzato, 1997.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**, 2 ed. Florianópolis 2006.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. McGraw-Hill Professional. 1994.

LAI, W. T.; HUANG, W. T.; CHEN, S. T.; CHAO, H. K. Development of the Short-Circuit Capacities Curves for Distribution Systems Planning Using Matlab. *Cybernetics and Intelligent Systems*, 2006 **IEEE Conference on**. p.1–6, 2006.

MA, J.; LU, Y.; DU, J.; LIN, X. **A new fault location scheme based on distributed short-circuit current in distribution system with DGs**. Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. **IEEE International Conference on**. p.1189–1194, 2008.

MASON, C. R. **The Art and Science of Protective Relaying**. John Wiley & Sons Inc, 1956.

MATHWORKS. **Matlab: User's Guide**. Versão R2010b - 2010. Disponível em <http://www.mathworks.com/help/toolbox/compiler/bqlsb0x.html>. Acesso em: 15 Fev.

PANSINI, A. J. **Electrical Distribution Engineering, Third Edition**. 3^o ed. Fairmont Press, 2006.

PARADELO JUNIOR, R. DE C.; SCHMIDT, H. P. Overcurrent Protection in Electrical Distribution Systems Through Probabilistic Approach. **Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)**, v. 5, n. 8, p. 599–604, 2007.

PENIDO, D. R. R. **Uma Metodologia Para Análise de Sistemas Elétricos a N Condutores Pelo Método de Injeção de Correntes**, Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. mar. 2008.

PENIDO, DÉBORA ROSANA RIBEIRO; ARAUJO, L. R. DE; CARNEIRO JR., S.; PEREIRA, J. L. R. Metodologia para análise de sistemas elétricos a N Condutores pelo Método de Injeção de Correntes. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 21, 2010. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-17592010000300008&script=sci_arttext>. Acesso em: 23/9/2011.

RIANI, L. M. **Análise de Defeitos em Coordenadas de Fase Utilizando Modelagem a Quatro Condutores e Fluxo de Potência Continuado**. M Sc. UFJF, Juiz de Fora, MG. 2008.

SILVA, F. L. **Modelagem de Transformadores Trifásicos de Distribuição para Estudos de Fluxo de Potência**, M Sc. UFJF, Juiz de Fora, MG. 2004.

SOUZA, M. DE S. **Análise Trifásica de Defeitos Utilizando-se Fluxo de Potência Continuado Baseado no Método de Injeção de Correntes Trifásico – MICT**. M Sc. UFJF, Juiz de Fora, MG 2003. Disponível em: <<http://www.ufjf.br/ppee/dissertacoes/2003-13-dissertacoes/analise-trifasica-de-defeitos-utilizando-se-fluxo-de-potencia-continuado-baseado-no-metodo-de-injecao-de-correntes-trifasico-mict/>>. Acesso em: 26/9/2011.

STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. McGraw Hill, 1978.

TAN, A.; LIU, W. H. .; SHIRMOHAMMADI, D. Transformer and load modeling in short circuit analysis for distribution systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 12, n. 3, p. 1315–1322, 1997.

TENG, J. H. Unsymmetrical Short-Circuit Fault Analysis for Weakly Meshed Distribution Systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 1, p. 96–105, 2010.

TSAI-HSIANH CHEN; WEN-CHIH YANG. Analysis of multi-grounded four-wire

distribution systems considering the neutral grounding. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 16, n. 4, p. 710–717, 2001.

VERMEYEN, P.; DRIESEN, J.; BELMANS, R.; VAN DOMMELEN, D. Effect of Embedded Induction Generators on Short-Circuit Detection. Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 **IEEE PES. Anais...** p.1363–1370, 2006.

VICENTINI, O. H. S. **Proteção de Sobrecorrente de Sistemas de Distribuição**, UNIFEI, Itajubá, MG. nov. 2003.

LI YINHONG; SHI DONGYUAN; DUAN XIANZHONG. An integrated power system relay coordination software. Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. v. 3, p.1315–1318 vol.3, 2001. **IEEE**.

ZENGLI YANG; DONGYUAN SHI; XIANZHONG DUAN. Study on flexible power system protection relay coordination software based on user-defined principle. Universities Power Engineering Conference, 2007. **UPEC 2007. 42nd International**. p.277–282, 2007. IEEE.

APÊNDICE A – TERMINOLOGIA E CONCEITOS PARA A PROTEÇÃO

Definição dos principais termos utilizados neste trabalho BARROS, (1997); ABNT NBR 5459, (1987).

1. **Capacidade de Interrupção ou Abertura:** É a maior corrente que um equipamento pode interromper sem sofrer danos.
2. **Capacidade Nominal:** É o valor da corrente que um equipamento ou circuito pode conduzir sem que o aumento de temperatura provoque danos ao equipamento ou a outros materiais vizinhos.
3. **Características de Operação:** Curva tempo x corrente em que um religador, relé ou outro dispositivo de proteção operará.
4. **Coordenação:** Ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma sequência de operação preestabelecida.
5. **Coordenograma:** Gráfico em escala bilogarítmica com o tempo no eixo da ordenada e a corrente no eixo da abscissa ($T \times I$) em que é feita a folha de seletividade. O coordenograma também é conhecido como folha de seletividade.
6. **Corrente de Curto-Circuito:** É a corrente que percorre um circuito elétrico durante a ocorrência de um curto-circuito. Geralmente atinge valores muito acima da corrente nominal e pode causar danos aos equipamentos caso não seja rapidamente eliminada pelo sistema de proteção.
7. **Corrente de Demanda:** É a corrente que percorre um circuito elétrico que se encontra em condições normais de funcionamento. Geralmente é menor que a corrente nominal do circuito e, portanto, não causa danos.
8. **Corrente de Desativação do Relé ou Drop-out:** É a maior corrente que produz o processo de abertura dos contatos do relé produzindo a desativação do relé. Seu valor é menor que a corrente que pick-up.
9. **Corrente de Desequilíbrio:** É a corrente residual que circula pelo neutro, devido ao desequilíbrio de corrente nas três fases.
10. **Corrente de Magnetização:** É a corrente que circula em um circuito no instante da energização de um ou mais transformadores. Também chamada de corrente inrush e

seu valor depende do fluxo residual no núcleo e do módulo da tensão no instante do fechamento do circuito.

11. **Corrente de *Pick-up*:** É o menor valor da corrente que passa pela bobina de um relé de modo a fazê-lo atuar. Também é conhecida como corrente mínima de disparo, corrente de ajuste ou corrente de partida.
12. **Corrente de Sobrecarga:** É uma corrente superior à corrente nominal de um componente de um circuito elétrico que não se encontra em condição de curto-circuito. Geralmente atinge valores entre cem a duzentos por cento da corrente nominal e pode danificar ou causar a diminuição da vida útil dos equipamentos.
13. **Corrente Nominal:** É o maior valor de corrente que um componente de um circuito elétrico pode suportar em regime contínuo.
14. **Curto-Circuito:** É o conjunto de fenômenos que ocorre quando dois ou mais pontos de um circuito, que estão sob diferença de potencial são ligados intencionalmente ou acidentalmente, através de uma impedância desprezível.
15. **Defeito Permanente:** São os defeitos que ocorrem na rede de distribuição e que necessitam um reparo para haver o restabelecimento do circuito.
16. **Defeito Temporário:** São defeitos causados na rede de distribuição com origem em fatores externos, tais como umidade, vento, chuva, salinidade, galhos de árvores, etc. Em outras palavras, ocorre na rede um curto-circuito se haver um defeito físico na mesma.
17. **Defeito:** É um termo bastante utilizado na eletricidade, é aplicado sem preocupação de rigor, a tudo que apresenta uma alteração física prejudicial ao sistema ou ao equipamento. É considerado para o escopo deste trabalho que todos os defeitos, serão curtos-circuitos ou falha do equipamento de proteção, não será feita distinção entre falha e defeito.
18. **Disjuntor:** Dispositivo responsável pela abertura ou fechamento de um circuito elétrico em corrente alternada sob condições normais ou sob condições de falta e emergência. Nomenclatura ANSI (52).
19. **Equipamento Protegido ou Retaguarda:** É todo dispositivo de proteção localizado imediatamente na montante do dispositivo protetor, considerando o barramento da subestação como referencia.

20. **Equipamento Protetor:** É todo dispositivo de proteção localizado imediatamente antes do ponto de curto-circuito, considerando o barramento da subestação como referência.
21. **Esquema de Proteção:** Coleção de equipamentos de proteção incumbidos de uma determinada função e inclui todos os equipamentos (relés, TCs, TPs, baterias, etc.) necessários para o funcionamento do esquema de proteção.
22. **Falta:** Termo que se aplica a todo fenômeno acidental, transitório ou permanente, que impede o funcionamento de um sistema ou equipamento elétrico.
23. **Falta Transitória:** Falta que havendo a operação de um equipamento de proteção desaparece a causa do defeito.
24. **Faltas Permanentes:** Faltas onde é necessária a intervenção do homem para que se corrija o defeito causador da interrupção antes de se religar o equipamento.
25. **Proteção Auxiliar:** É constituída por funções auxiliares das proteções principais e de retaguarda, com os objetivos são sinalização, alarme, temporização, intertravamento, etc.
26. **Proteção Coordenada:** Proteção projetada e ajustada de forma a permitir o restabelecimento automático para faltas temporárias e seletividade para faltas permanentes.
27. **Proteção Seletiva:** Proteção projetada e ajustada de tal forma que para qualquer tipo de falta, o dispositivo protetor atue antes do dispositivo protegido, isolando apenas o segmento sob falta.
28. **Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso ou Tempo Definido:** É um relé com características de tempo inverso ou tempo definido e que atua quando a corrente num circuito em corrente alternada exceder um valor predeterminado. Nomenclatura ANSI (51).
29. **Relé Instantâneo de Sobrecorrente:** É um relé que funciona instantaneamente para um aumento brusco e excessivo da corrente, indicando assim uma falha nos equipamentos ou circuito sob proteção. Nomenclatura ANSI (50).
30. **Relé:** É definido como sendo um dispositivo sensor que comanda a abertura do disjuntor quando surgem no sistema elétrico protegido, condições anormais de funcionamento.

31. **Religamento Automático:** É a operação que um disjuntor ou um religador efetua em seguida a uma operação de abertura, fechamento automaticamente os seus contatos, após um intervalo de tempo pré-definido.
32. **Seletividade:** Capacidade do equipamento de proteção mais próximo de falta de antecipar, sempre a atuação do equipamento de retaguarda, independente da natureza da falta ser transitória ou permanente.
33. **Sequência de Operação:** Sucessão de desligamento e religamento de um equipamento na tentativa de eliminar faltas de natureza transitória, sem prejuízo da continuidade de serviço. Se a falta persistir a interrupção do fornecimento deverá ser feita pelo equipamento mais próximo do ponto com problemas.
34. **Sobrecorrente:** É qualquer valor de corrente superior à corrente nominal de um componente de um circuito elétrico, portanto, pode ser uma corrente de sobrecarga ou uma corrente de curto-circuito.
35. **Tempo de Operação de um Relé:** É o tempo que um relé necessita para fechar seus contatos e atuar na abertura de um disjuntor.
36. **Tempo de Restabelecimento (*reset time*):** É o tempo que o disco de um relé de sobrecorrente necessita para voltar a sua posição inicial quando o relé é desenergizado.
37. **Zona de Proteção:** É um trecho da rede protegido situados a jusante da instalação de um determinado dispositivo de proteção, onde na ocorrência de um defeito qualquer (temporário ou permanente), o dispositivo resultara sensibilizado.

APÊNDICE B – RELÉ - NOMENCLATURA ANSI

Estas funções variadas associadas a diferentes tipos construtivos de relés de proteção costumam ser referidas com uma codificação numérica, normalizada, que tem como finalidade simplificar a sua representação e entendimento, quando da análise de esquemas de proteção são aplicados a sistemas elétricos. A seguir são apresentados, os principais números associados a estas funções, no sentido de facilitar o entendimento da sua aplicação.

Tabela B.1 - Numeração ANSI

Nº	FUNÇÃO DA PROTEÇÃO
1	Elemento principal (<i>master element</i>)
2	Relé de partida / fechamento temporizado (<i>time delay starting or closing relay</i>)
3	Relé de verificação ou interbloqueio (<i>checking ou interlocking relay</i>)
4	Contator principal (<i>master contactor</i>)
5	Dispositivo de interrupção (<i>stopping device</i>)
6	Disjuntor de partida (<i>starting circuit breaker</i>)
7	Disjuntor de anodo (<i>anode circuit breaker</i>)
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle (<i>control power disconnecting device</i>)
9	Dispositivo de reversão (<i>reversing device</i>)
10	Chave de seqüência das unidades (<i>unit sequence switch</i>)
11	Reservado para futura aplicação
12	Dispositivo de sobre velocidade (<i>over speed device</i>)
13	Dispositivo de rotação síncrona (<i>synchronous speed device</i>)
14	Dispositivo de sob velocidade (<i>under speed device</i>)
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência (<i>speed or frequency, matching device</i>)
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou de descarga (<i>shunting ou discharge, switch</i>)

18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração (<i>accelerating ou decelerating device</i>)
19	Contator de transição partida marcha (<i>starling to running transition contactor</i>)
20	Válvula operada eletricamente (<i>electrically operated valve</i>)
21	Relé de distância (<i>distance relay</i>)
22	Disjuntor equalizador (<i>equalizer circuit breaker</i>)
23	Dispositivo de controle de temperatura (<i>temperatura control device</i>)
24	Reservado para futura aplicação
25	Dispositivo de sincronização ou de conferência de sincronismo (<i>synchronizing, or synchronism check device</i>)
26	Dispositivo térmico do equipamento (<i>apparatus thermal devive</i>)
27	Relé de subtensão (<i>under voltage relay</i>)
28	Reservado para futura aplicação
29	Contator de isolamento (<i>isolator contactor</i>)
30	Relé anunciador (<i>annunciator relay</i>)
31	Dispositivo de excitação em separado (<i>separate excitation device</i>)
32	Relé direcional de potência (direcional <i>power device</i>)
33	Chave de posicionamento (<i>position switch</i>)
34	Chave de seqüência operada através de motor (<i>motor operated sequence switch</i>)
35	Dispositivo para operação das escovas ou para curto circuitar os anéis do coletor (<i>brush operating or slipring short circuiting device</i>)
36	Dispositivo de polaridade (<i>polarity device</i>)
37	Relé de subcorrente ou subpotência (<i>undercurrent or under power relay</i>)
38	Dispositivo de proteção de mancal (<i>bearing protective device</i>)
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de campo (<i>field relay</i>)
41	Disjuntor ou chave de campo (<i>field circuit breaker</i>)

42	Disjuntor ou chave de operação normal (<i>running circuit breaker</i>)
43	Dispositivo ou seletor de transferência manual (<i>manual transfer or selector device</i>)
44	Relé de seqüência de partida das unidades (<i>unit sequence starting relay</i>)
45	Reservado para futura aplicação
46	Relé de reversão ou balanceamento corrente de fase (<i>reversephase or phase balance urrent relay</i>)
47	Relé de seqüência de fase de tensão (<i>phase sequence voltage relay</i>)
48	Relé de seqüência incompleta (<i>incomplete sequence relay</i>)
49	Relé térmico para máquina ou transformador (<i>machine or transformer thermal relay</i>)
50	Relé de sobrecorrente instantâneo (<i>instantaneous over current or rate of ride relay</i>)
51	Relé de sobrecorrente tempo de corrente alternada (<i>ac time over current relay</i>)
52	Disjuntor de corrente alternada (<i>ac circuit breaker</i>)
53	Relé para excitatriz ou gerador CC (<i>exciter or dc generator relay</i>)
54	Disjuntor de corrente contínua - alta velocidade (<i>high speed dc circuit breaker</i>)
55	Relé de fator de potência (<i>power factor relay</i>)
56	Relé de aplicação de campo (<i>field application relay</i>)
57	Dispositivo para aterramento ou curto circuito (<i>short-circuiting or grounding service</i>)
58	Relé de falha de retificação (<i>power rectifer misfire relay</i>)
59	Relé de sobretensão (<i>overvoltage relay</i>)
60	Relé de balanço de tensão (<i>voltage balance relay</i>)
61	Relé de balanço de corrente (<i>current balance relay</i>)
62	Relé de interrupção ou abertura temporizada (<i>time-delay stopping or opening relay</i>)
63	Relé de pressão de nível ou de fluxo de líquido ou gás (<i>liquid or gaz pressure, level, or flow relay</i>)
64	Relé de proteção de terra (<i>ground protective relay</i>)
65	Regulador (<i>governor</i>)
66	Dispositivo de intercalação ou escapamento de operação (<i>notching or jogging device</i>)

67	Relé direcional de sobrecorrente CA (<i>ac directional overcurrent relay</i>)
68	Relé de bloqueio (<i>blocking relay</i>)
69	Dispositivo de controle permissivo (<i>permissive control device</i>)
70	Reostato eletricamente operado (<i>electrically operated rheostat</i>)
71	Reservado para futura aplicação
72	Disjuntor de corrente continua (<i>dc circuit breaker</i>)
73	Contator de resistência de carga (<i>load-resistor contactor</i>)
74	Relé de alarme (<i>alarm relay</i>)
75	Mecanismo de mudança de posição (<i>position changing mechanism</i>)
76	Relé de sobrecorrente CC (<i>dc overcurrent relay</i>)
77	Transmissor de impulsos (<i>pulse transmitter</i>)
78	Relé de medição de ângulo de fase ou de proteção contra falta de sincronismo (<i>phase angle measuring or out-of-step protective relay</i>)
79	Relé de religamento CA (<i>ac reclosing relay</i>)
80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de frequência (<i>frequency relay</i>)
82	Relé de religamento CC (<i>dc reclosing relay</i>)
83	Relé de seleção de controle ou de transferência automática (<i>automatic selective control or transfer relay</i>)
84	Mecanismo de operação (<i>operating mechanism</i>)
85	Relé receptor de onda portadora ou fio piloto (<i>carrier, or pilot-wire, receiver relay</i>)
86	Relé de bloqueio (<i>locking out relay</i>)
87	Relé de proteção diferencial (<i>differential protective relay</i>)
88	Motor auxiliar ou motor gerador (<i>auxilliary motor or motor generator</i>)
89	Chave separadora (<i>line switch</i>)
90	Dispositivo de regulação (<i>regulating device</i>)

91	Relé direcional de tensão (<i>voltage directional relay</i>)
92	Relé direcional de tensão e potência (<i>voltage and power directional relay</i>)
93	Contator de variação de campo (<i>field changing contactor</i>)
94	Relé de desligamento ou de disparo livre (<i>tripping or trip free relay</i>)
95	Usado para especificação específica, não coberto pela numeração anterior.
96	Usado para especificação específica, não coberto pela numeração anterior.
97	Usado para especificação específica, não coberto pela numeração anterior.
98	Usado para especificação específica, não coberto pela numeração anterior.
99	Usado para especificação específica, não coberto pela numeração anterior.

Algumas informações são necessárias para interpretar de forma completa a nomenclatura ANSI, esboçada a seguir.

Tabela B.2 - Numerações Especiais - ANSI

50N	Sobrecorrente instantâneo de neutro
50G	Sobrecorrente instantâneo de terra - comumente chamado de 50GS
51N	Sobrecorrente temporizado de neutro
51G	Sobrecorrente temporizado de terra - comumente chamado de 51GS
50BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor - também chamado de 50/62 BF
51Q	Relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa.
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão.
51C	Relé de sobrecorrente com controle de torque
50AFD	Relé de proteção contra arco voltaico
59Q	Relé de sobretensão de seqüência negativa
59N	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro - também chamado de 64G
64	Relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão.
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

67G	Relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)
67Q	Relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa
87T	Diferencial de transformador
87G	Diferencial de geradores
87GT	Proteção diferencial do grupo gerador-transformador
87B	Diferencial de barras.
87M	Diferencial de motores

A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

Algumas nomenclaturas que também pode ser achada nos dispositivos de proteção.

Tabela B.3 - Nomenclaturas Especiais - ANSI

AFD	Detector de arco voltaico
CLK	Relógio de Sincronismo (<i>Clock or Timing Source</i>)
DDR	Registrador de Perturbação Dinâmico (<i>Dynamic Disturbance Recorder</i>)
DFR	Registrador de Perturbação digital (<i>Digital Fault Recorder</i>)
ENV	Dados Ambientais (<i>Environmental Data</i>)
HIZ	Detector de Faltas de Alta Impedância
HMI	Interface Homem Máquina (<i>Human Machine Interface</i>)
HST	Histórico
LGC	Esquema Lógico (<i>Scheme Logic</i>)
MET	Medidor de Subestação (<i>Substation Metering</i>)
PDC	Concentrador de Dados Fatoriais (<i>Phasor Data Concentrator</i>)
PMU	Unidade de Medição Sincronizada de Fasores (<i>Phasor Measurement Unit</i>)
PQM	Medidor de Qualidade de Energia (<i>Power Quality Monitor</i>)
RIO	Dispositivo Remoto de Entrada/Saída (<i>Remote Input/Output Device</i>)

RTU	Concentrador de Dados / Unidade Terminal Remota (<i>Remote Terminal Unit/Data Concentrator</i>)
SER	Registrador de Seqüencial de Eventos (<i>Sequence of Events Recorder</i>)
TCM	Monitor de Circuito de Disparo (<i>Trip Circuit Monitor</i>)
SOFT	Chaveamento Sob Falta (<i>Switch On To Fault</i>)

APÊNDICE C – DADOS SISTEMA 10 BARRAS

O apêndice C tem por objetivo fornecer os dados detalhado da rede elétrica do sistema 10 barras utilizado nas simulações deste trabalho, permitindo a reprodução dos resultados apresentados, bem como a elaboração de novos estudos.

Os dados elétricos do sistema correspondem a uma tensão nominal de 13,8 kV e uma potencia de 110 MVA para a subestação. Os dados das linhas são apresentados na Tabela C. 1

Tabela C. 1 - Dado de impedância própria das linhas

Circuito	Impedâncias Próprias			Comprimento [km]
	Z_{aa} [Ω /km]	Z_{bb} [Ω /km]	Z_{cc} [Ω /km]	
SE – B0	0,00 + j1,7434	0,00 + j1,7434	0,00 + j1,7434	1
B0 – B1	0,303 + j0,487	0,303 + j0,487	0,303 + j0,487	10
B1 – B2	0,607 + j0,546	0,607 + j0,546	0,607 + j0,546	5
B2 – B3	0,607 + j0,546	0,607 + j0,546	0,607 + j0,546	5
B3 – B4	1,518 + j0,599	1,518 + j0,599	1,518 + j0,599	12
B3 – B5	0,945 + j0,581	0,945 + j0,581	0,945 + j0,581	5
B1 – B6	0,607 + j0,546	0,607 + j0,546	0,607 + j0,546	5
B6 – B7	1,518 + j0,599	0,000 + j0,000	0,000 + j0,000	7
B6 – B8	0,945 + j0,581	0,945 + j0,581	0,945 + j0,581	7
B2 – B9	1,518 + j0,599	1,518 + j0,599	1,518 + j0,599	4

Os dados dos dispositivos de proteção estão detalhados na Tabela C.2

Tabela C. 2 – Dados de Fusíveis

EQP	Elo – Fusível	Tipo	Fases	Conexão	Conf. Conexão
F0	65	3	ABC	TC1	Yt
F2	40	3	ABC	TC2	Yt
F3	40	3	ABC	TC3	Yt
F4	40	3	ABC	TC4	Yt
F5	25	3	ABC	TC5	Yt