

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DEJANIR RICARDO PEREIRA

**UM SISTEMA DE SOFTWARE PARA EXECUÇÃO
DE ESTUDOS DE COORDENAÇÃO E
SELETIVIDADE EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Mestre em Ciências em
Engenharia Elétrica.**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho

Co-orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira

AGOSTO de 2007

ITAJUBÁ – MG – BRASIL

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

P436s

Pereira, Dejanir Ricardo

Um sistema de software para execução de estudos de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição / Dejanir Ricardo Pereira. -- Itajubá, (MG): [s.n.], 2007.

216 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho.

Co-orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Proteção. 2. Coordenação e seletividade. 3. Sistemas de distribuição. I. Carvalho Filho, José Maria de, orient. II. Silveira, Paulo Márcio, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

CDU 621.316(043)



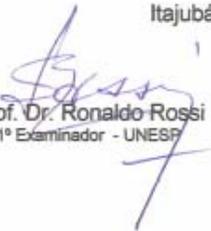
Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 426 de 30 de agosto de 2007, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **"Um Sistema de Software para Execução de Estudos de Coordenação e Seletividade em Sistemas de Distribuição"** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a **Dejanir Ricardo Pereira**.

Itajubá, 31 de agosto de 2007.


Prof. Dr. Ronaldo Rossi
1º Examinador - UNESP


Prof. Dr. Cláudio Ferreira
2º Examinador - UNIFEI


Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho
3º Examinador - (Orientador) - UNIFEI



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
 Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **"Um Sistema de Software para Execução de Estudos de Coordenação e Seletividade em Sistemas de Distribuição"**

Autor: **Dejanir Ricardo Pereira**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito		Rubrica
	A = Aprovado	R = Reprovado	
1º	A		<i>[Handwritten Signature]</i>
2º	A		<i>[Handwritten Signature]</i>
3º	A		<i>[Handwritten Signature]</i>

Observações:

- 1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- 2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- 3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A , ou seja, APROVADO

Observações: _____

Itajubá, 31 de agosto de 2007.

[Handwritten Signature]
 Prof. Dr. Ronaldo Rossi
 1º Examinador - UNESP

[Handwritten Signature]
 Prof. Dr. Cláudio Ferreira
 2º Examinador - UNIFEI

[Handwritten Signature]
 Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho
 3º Examinador - (Orientador) - UNIFEI

DEDICATÓRIA

*Este trabalho é dedicado
especialmente aos meus pais
Dejanir e Shirley.*

AGRADECIMENTOS

Aos professores Dr. José Maria de Carvalho Filho e Dr. Paulo Márcio da Silveira, pela orientação no desenvolvimento deste trabalho de dissertação.

Ao professor Dr. Otávio Augusto Salgado Carpinteiro e aos amigos Leonel Carlos Pereira e Thiago Ferreira Carvalho, que juntos aceitaram o desafio de desenvolvimento do *software*, objeto desta dissertação.

Aos demais professores e amigos do GQEE pelo apoio e incentivo.

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

Às minhas queridas irmãs Vanessa e Gislaine pela amizade, alegria e pelo amor que compartilhamos.

Aos queridos tios Pedro e Helbe que sempre estiveram ao meu lado incentivando-me e pelas alegrias que juntos vivemos.

À Graziela pela compreensão dos meus momentos de *stress*, apoio nos momentos em que eu mais precisei e pelas alegrias compartilhadas.

Ao Gustavo Tomio pelo apoio e trabalho realizado nos testes do *software*.

Às pessoas especiais que se fizeram presentes durante o desenvolvimento deste trabalho, dando conselhos, alegrias e de certa forma me suportando em momentos que nem eu mesmo me suportava.

À CAPES e ao GQEE por acreditarem no meu trabalho, no projeto ora desenvolvido e pelo apoio financeiro.

A Deus pela família maravilhosa que tenho e pela presença diária em minha vida.

ÍNDICE

Índice de Tabelas	xvi
Abreviaturas e Símbolos	xviii
Resumo	xx
Abstract	xxi
1. Introdução	1
1.1. Relevância do Tema	1
1.2. Estado da Arte	1
1.3. Objetivos e Contribuições da Dissertação	6
1.4. Estrutura da Dissertação	7
2. Dispositivos de Proteção aplicados em sistemas de distribuição	9
2.1. Considerações Iniciais	9
2.2. Chaves-Fusíveis	10
2.2.1. Funções Básicas das Chaves-fusíveis	10
2.2.2. Chaves-fusíveis de Distribuição	10
2.2.3. Tipos Construtivos e Operacionais das Chaves-fusíveis	11
2.2.4. Chaves-fusíveis Tripolar Religadora	11
2.2.5. Critérios para Especificação das Chaves-fusíveis	12
2.3. Os Elos-Fusíveis	13
2.3.1. Tipos de Elos-fusíveis	13
2.3.2. Aplicação de Elos-fusíveis	14
2.3.3. Critérios para Especificação dos Elos-fusíveis	15
2.4. Disjuntores de Média Tensão	15
2.4.1. Meios de Extinção dos Disjuntores	16
2.4.1.1. Disjuntores a óleo	16
2.4.1.2. Disjuntores de hexafluoreto de enxofre – Gás SF ₆	17
2.4.1.3. Disjuntores a vácuo.	17
2.4.2. Critérios para Especificação dos Disjuntores	18
2.4.3. Aplicação dos Disjuntores	19
2.5. Relés de Sobrecorrente	20

2.5.1. Relés Eletromagnéticos	21
2.5.1.1. Operação por atração eletromagnética	21
2.5.1.2. Operação por indução.....	22
2.5.2. Relés Estáticos Analógicos.....	23
2.5.3. Relés Estáticos Digitais	24
2.5.4. Relés Microprocessados – Numéricos.....	25
2.5.5. Normalização das Curvas dos Relés.....	28
2.5.6. Aplicação dos Relés	28
2.6. Relés de Religamento	28
2.7. Religadores	29
2.7.1. Classificação dos Religadores Quanto ao Número de Fases.....	31
2.7.1.1. Religadores monofásicos.....	31
2.7.1.2. Religadores trifásicos	31
2.7.2. Classificação dos Religadores Quanto ao Tipo de Controle	31
2.7.2.1. Religadores hidráulicos	31
2.7.2.2. Religadores eletrônicos	32
2.7.2.3. Religadores microprocessados	33
2.7.3. Classificação dos Religadores Quanto ao Tipo de Interrupção.....	34
2.7.3.1. Religadores com interrupção a óleo	34
2.7.3.2. Religadores com interrupção a vácuo.....	34
2.7.4. Retrofit em Religadores.....	35
2.7.5. Operações dos Religadores.....	35
2.7.5.1. Operações na bobina série	35
2.7.5.2. Operações na bobina shunt.....	35
2.7.5.3. Operações para bloqueio	36
2.7.6. Aplicação dos Religadores	36
2.7.7. Critérios para Especificação dos Religadores	37
2.8. Seccionalizadores	38
2.8.1. Classificação dos Seccionalizadores Quanto ao Número de Fases	39
2.8.1.1. Seccionalizadores monofásicos	39

2.8.1.2. Seccionalizadores trifásicos.....	40
2.8.2. Classificação dos Seccionalizadores Quanto ao Tipo de Controle	40
2.8.2.1. Seccionalizadores hidráulicos.....	40
2.8.2.2. Seccionalizadores eletrônicos.....	40
2.8.3. Classificação dos Seccionalizadores Quanto ao Meio de Interrupção	41
2.8.3.1. Seccionalizadores a óleo.....	41
2.8.3.2. Seccionalizadores a vácuo	41
2.8.4. Acessórios para os Seccionalizadores	41
2.8.4.1. Acessório restritor de tensão.....	42
2.8.4.2. Acessório restritor de corrente.....	42
2.8.4.3. Acessório restritor de corrente de inrush.....	42
2.8.5. Proteção de Terra.....	43
2.8.6. Aplicação dos Seccionalizadores	43
2.8.7. Critérios para Especificação dos Seccionalizadores.....	44
2.9. Transformadores de Corrente	45
2.9.1. Tipos de Conexões para Proteção Fase-Terra	45
2.9.1.1. Conexão residual	45
2.9.1.2. Conexão ground sensor (GS).....	46
2.9.2. Critérios para Especificação dos Transformadores de Corrente	47
2.10. Considerações Finais	48
3. Critérios de Coordenação e Seletividade.....	49
3.1. Considerações Iniciais	49
3.2. Conceitos Fundamentais.....	50
3.2.1. Dispositivos Protetor e Protegido.....	50
3.2.2. Zonas de Proteção.....	50
3.2.3. Proteção Seletiva	51
3.2.4. Proteção Coordenada.....	52
3.2.5. Proteção Mista	52
3.3. Critérios para Escolha da Filosofia de Proteção	53
3.3.1. Níveis de continuidade de fornecimento	53

3.3.2. Características do alimentador e da carga atendida.....	54
3.3.3. Concentração populacional	54
3.4. Critérios para Dimensionamento da Chave e do Elo-Fusível.....	54
3.5. Critério para o Dimensionamento dos TCs	56
3.6. Critérios para Ajuste de Relés	57
3.6.1. Modelo Coordenado	57
3.6.1.1. Tape da unidade temporizada de fase.....	57
3.6.1.2. Tape da unidade temporizada de terra.....	58
3.6.1.3. Dial de Tempo	59
3.6.1.4. Tape da unidade instantânea de fase	60
3.6.1.5. Tape da unidade instantânea de terra.....	60
3.6.2. Modelo Seletivo.....	61
3.6.2.1. Tape da unidade instantânea de fase	62
3.6.2.2. Tape da unidade instantânea de terra.....	62
3.7. Critérios para Ajustes de Religadores	63
3.7.1. Modelo Coordenado	63
3.7.1.1. Ajuste do Pick-up de fase	63
3.7.1.2. Ajuste do Pick-up de terra	65
3.7.1.3. Escolha da curva rápida de fase e de terra.....	65
3.7.1.4. Escolha da curva lenta de fase e de terra	66
3.7.1.5. Ajustes do religador em relação a corrente de Inrush	66
3.7.2. Modelo Seletivo.....	66
3.7.2.1. Ajuste do Pick-up da curva rápida de fase	66
3.7.2.2. Ajuste do Pick-up da curva rápida de terra.....	67
3.8. Critérios de Coordenação e Seletividade Entre Dispositivos de Proteção	67
3.8.1. Seletividade Fusível – Fusível.....	67
3.8.2. Coordenação e Seletividade Religador – Fusível.....	69
3.8.2.1. Coordenação religador – fusível.....	69
3.8.2.2. Seletividade religador – fusível	72

3.8.3. Seletividade Fusível – Religador.....	73
3.8.4. Seletividade Religador – Religador.....	75
3.8.5. Coordenação e Seletividade Relé – Fusível.....	78
3.8.5.1. Coordenação relé – fusível.....	78
3.8.5.2. Seletividade relé – fusível.....	79
3.8.6. Seletividade Relé – Religador.....	79
3.8.6.1. Cálculo do avanço e recuo.....	80
3.8.7. Seletividade Relé – Relé.....	82
3.9. Roterio para Elaboração de Estudos de Coordenação e Seletividade.....	84
3.9.1. Coleta de dados.....	85
3.9.2. Cálculo de curto-circuito.....	85
3.9.3. Atendimento aos critérios de coordenação e seletividade.....	88
3.10. Considerações Finais.....	88
4. Proposição e Implementação do Sistema de Software.....	89
4.1. Considerações Iniciais.....	89
4.2. Proposta do Sistema de Software.....	90
4.3. Etapas de Desenvolvimento do Software.....	93
4.3.1. Definição do Software.....	93
4.3.2. Especificação da Interface Gráfica.....	93
4.3.3. Simulação de Casos Exemplos.....	95
4.3.4. Elaboração do Manual.....	95
4.4. Descrição do Software.....	95
4.4.1. Janela Principal.....	95
4.4.2. Menu Arquivo – Janela Principal.....	96
4.4.3. Menu Cadastrar – Janela Principal.....	96
4.4.3.1. Cadastramento de Elo-Fusível.....	96
4.4.3.2. Cadastramento de Relé.....	97
4.4.3.3. Cadastramento de Relé de Neutro.....	100
4.4.3.4. Cadastramento de Relé de Religamento.....	100
4.4.3.5. Cadastramento do Religador.....	100
4.4.4. Menu Ajuda – Janela Principal.....	102

4.4.5. Menu Arquivo – Janela do Unifilar	102
4.4.6. Menu Componentes – Janela do Unifilar	103
4.4.6.1. Dispositivo de Proteção – Elos-fusíveis	104
4.4.6.2. Dispositivo de Proteção – Relé de Fase e Residual.....	105
4.4.6.3. Dispositivo de Proteção – Relé de Fase	106
4.4.6.4. Dispositivo de Proteção – Relé <i>Ground Sensor</i>	106
4.4.6.5. Dispositivo de Proteção – Relé de Neutro.....	107
4.4.6.6. Dispositivo de Proteção – Disjuntores	107
4.4.6.7. Dispositivo de Proteção – Religadores.....	108
4.4.6.8. Elementos do Sistema – Transformadores de dois enrolamentos	110
4.4.6.9. Elementos do Sistema – Transformadores de três enrolamentos	112
4.4.6.10. Elementos do Sistema – Barra.....	112
4.4.6.11. Elementos do Sistema – Resistor	112
4.4.6.12. Elementos do Sistema – Capacitor	113
4.4.6.13. Elementos do Sistema – Cabo	113
4.4.6.14. Elementos do Sistema – Linhas de Distribuição	114
4.4.6.15. Elementos do Sistema – Carga	115
4.4.6.16. Conexões	115
4.4.6.17. Texto.....	116
4.4.7. Menu Gráficos.....	116
4.4.8. Menu Estudos	118
4.4.9. Menu Estudos – Alertas.....	118
4.4.9.1. Fusível (Protegido) – Fusível (Protetor).....	119
4.4.9.2. Religador (Protegido) – Fusível (Protetor).....	120
4.4.9.3. Fusível (Protegido) – Religador (Protetor).....	121
4.4.9.4. Religador (Protegido) – Religador (Protetor).....	122
4.4.9.5. Relé (Protegido) – Fusível (Protetor)	123

4.4.9.6. Relé (Protegido) – Religador (Protetor)	124
4.4.9.7. Relé (Protegido) – Relé (Protetor).....	125
4.4.10. Menu Estudos – Matriz de tempo.....	126
4.4.11. Menu Estudos – Gerar Relatório	129
4.5. Considerações Finais	129
5. Caso Exemplo.....	130
5.1. Considerações Iniciais	130
5.2. Descrição do Sistema Elétrico	130
5.2.1. Dados da Subestação de Distribuição.....	130
5.2.2. Dados do Alimentador.....	131
5.2.3. Dados do Sistema de Proteção	132
5.2.3.1. Dispositivo de proteção P1 – Relé eletromecânico IAC 53	132
5.2.3.2. Dispositivo de proteção P2 – Relé eletromecânico IAC 53	132
5.2.3.3. Dispositivo de proteção P3 – Relé eletromecânico IAC 53	132
5.2.3.4. Dispositivo de proteção P4 – Religador	133
5.2.3.5. Dispositivo de proteção P5 – Religador de Poste.....	133
5.2.3.6. Elos-fusíveis Instalados no Alimentador	134
5.2.4. Filosofia de Proteção	134
5.2.5. Correntes de Carga e de Curto-circuito	135
5.2.5.1. Barra de 69 kV.....	135
5.2.5.2. Barra de 13,8 kV e pontos ao longo do alimentador	135
5.2.6. Diagrama Unifilar.....	136
5.3. Desenvolvimento de Estudos via PROSEDI.....	136
5.3.1. Caso Base – Sistema Atual.....	137
5.3.1.1. Diagrama unifilar	137
5.3.1.2. Coordenograma	139
5.3.1.3. Tempos de atuação das proteções instaladas de P1 a P5	141
5.3.1.4. Tempos de atuação de todas as proteções	142
5.3.1.5. Avanço e recuo do relé IAC 53 instalado na posição P3.....	143

5.3.1.6. Análise crítica	145
5.3.1.7. Estudos de coordenação e seletividade.....	145
5.3.1.8. Análises e comentários	148
5.3.2. Caso Alternativo – Sistema Proposto	148
5.3.2.1. Dispositivo de proteção P1 – Relés SEL 351	149
5.3.2.2. Dispositivo de proteção P2 – Relé SEL 351	149
5.3.2.3. Dispositivo de proteção P3 – Relé SEL 351	150
5.3.2.4. Dispositivo de proteção P4 – Relé SEL 351	150
5.3.2.5. Religador de Poste e Elos-fusíveis	151
5.3.2.6. Diagrama unifilar.....	151
5.3.2.7. Coordenograma	153
5.3.2.8. Tempo de atuação das proteções	154
5.3.2.9. Análise do avanço e recuo	155
5.3.2.10. Análise crítica	156
5.3.2.11. Análise dos critérios de coordenação e seletividade	156
5.3.2.12. Relatórios.....	159
5.4. Considerações Finais	163
6. Conclusões	165
6.1. Considerações Gerais	165
6.2. Conclusões Finais	167
6.3. Propostas para Futuros Trabalhos.....	168
7. Referências Bibliográficas	169
Anexo A – Equações Padronizadas para Relés de Sobrecorrente	174
Anexo B – Cabos Alimentadores.....	178
Anexo C – Proteção de Transformadores	183
Anexo D – Curvas dos Dispositivos de Proteção Utilizados nos Casos Exemplos	193
Anexo E – Unifilar do Sistema Elétrico em Estudo.....	196

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Chave-fusível tipo expulsão [Cortesia: DELMAR].....	11
Figura 2-2 – Chave-fusível tripolar religadora [Cortesia: DELMAR].	12
Figura 2-3 – Disjuntor com interrupção a gás SF6 para tensão de 24 a 36 kV [Cortesia: TRAF0].....	17
Figura 2-4 – Disjuntor tripolar e câmara de extinção a vácuo [Cortesia: SIEMENS] ...	18
Figura 2-5 – Mercado mundial dos meios de extinção em Média Tensão [STADE, 1997].....	19
Figura 2-6 – Curvas características de atuação de um relé de sobrecorrente	21
Figura 2-7 – Relé eletromagnético de disco de indução [Cortesia: GE].	23
Figura 2-8 – Relés estáticos analógicos [Cortesia: GE]	24
Figura 2-9 – Relé estático digital [Cortesia: Power Management].	25
Figura 2-10 – Blocos lógicos de um relé numérico – microprocessado [SCHWEITZER, 1992].....	26
Figura 2-11 – Desenvolvimento de uma <i>Flex-Curve</i> [Cortesia: GE].....	26
Figura 2-12 – Relés microprocessados - <i>open systems relaying</i> [Cortesia: GE].....	27
Figura 2-13 – Ciclo de operação de um relé de religamento para falta transitória [Cortesia: Woodward]	29
Figura 2-14 – Religador com controle eletrônico externo ao tanque [Cortesia: Cooper Power].....	33
Figura 2-15 – Religador trifásico com interrupção a óleo [Cortesia: Cooper Power]....	34
Figura 2-16 – Religador trifásico com interrupção a vácuo [Cortesia: Cooper Power].	34
Figura 2-17 – Seqüência de operação de um religador [TOTH, 1994].	36
Figura 2-18 – Ciclo de operação dos religadores [IEEE C37.60, 1981]	38
Figura 2-19 – Zonas de proteção das seccionalizadores.....	39

Figura 2-20 – Seccionalizadores monofásico e trifásico com controle hidráulico [Cortesia: Cooper Power].....	40
Figura 2-21 – Seccionalizador trifásico com controle eletrônico [Cortesia: Cooper Power].....	41
Figura 2-22 – Conexão residual	46
Figura 2-23 – Conexão <i>ground sensor</i>	46
Figura 3-1 – Dispositivos protetor e protegido.....	50
Figura 3-2 – Zonas de proteção [ROSSI, 2005].	51
Figura 3-3 – Sistema ilustrativo para definição de seletividade e coordenação.....	52
Figura 3-4 – Alcance das unidades temporizadas e instantâneas segundo o modelo coordenado	57
Figura 3-5 – Alcance das unidades temporizadas e instantâneas segundo o modelo seletivo.....	62
Figura 3-6 – Seletividade fusível-fusível.	68
Figura 3-7 – Coordenação religador-fusível para fator K conhecido.....	70
Figura 3-8 – Coordenação religador-fusível para fator K desconhecido.....	72
Figura 3-9 – Seletividade fusível – religador para fator K' conhecido.	74
Figura 3-10 - Seletividade fusível-religador para fator K' desconhecido.	75
Figura 3-11 – Seletividade religador – religador.....	77
Figura 3-12 – Coordenação relé – fusível.	79
Figura 3-13 - Zonas de proteção do relé e do religador [CEMIG, 1994].	79
Figura 3-14 – Seletividade relé – religador.	80
Figura 3-15 – Seletividade relé – relé.....	83
Figura 3-16 – Corrente de curto-circuito assimétrica.....	87
Figura 4-1 – Fluxograma do software desenvolvido.....	92
Figura 4-2 – Tela principal do PROSEDI	95

Figura 4-3 – Janela de cadastramento de elos-fusíveis e sistema de visualização das curvas.....	97
Figura 4-4 – Cadastramento de relés via equações.....	98
Figura 4-5 – Cadastramento personalizado de relés.....	98
Figura 4-6 – Janela de cadastro de <i>pick-up</i> temporizado e instantâneo, e tempo do instantâneo.....	99
Figura 4-7 – Tela de cadastramento de relé de religamento.....	100
Figura 4-8 – Tela de cadastramento de religadores sem TC na bucha.....	101
Figura 4-9 – Janela de cadastramento de intervalos de religamento.....	102
Figura 4-10 – Janela do unifilar, menu arquivo.....	103
Figura 4-11 – Janela do unifilar, <i>submenu</i> dispositivos de proteção.....	103
Figura 4-12 – Janela do unifilar, <i>submenu</i> elementos do sistema.....	104
Figura 4-13 – Janela para especificação dos elos-fusíveis.....	105
Figura 4-14 – Janelas para ajustes do relé de fase e neutro.....	105
Figura 4-15 – Janela para ajustes do relé <i>ground sensor</i>	107
Figura 4-16 – Janela de ajustes de religadores com TC de bucha.....	108
Figura 4-17 - Janela para definição das opções do relé de religamento.....	109
Figura 4-18 - Janela de ajustes de religadores sem TC de bucha.....	109
Figura 4-19 – Janela de informações do sistema.....	110
Figura 4-20 – Janela de especificação das características de transformadores de dois enrolamentos.....	111
Figura 4-21 – Janela de especificação das correntes de curto-circuito nos transformadores.....	111
Figura 4-22 – Janela de informações de barra.....	112
Figura 4-23 – Janela de informações de resistor.....	113
Figura 4-24 – Janela de informações de capacitor.....	113
Figura 4-25 – Janela de informações de cabos.....	114

Figura 4-26 – Janela de informações da carga	115
Figura 4-27 – Janela do unifilar, submenu conexões.	115
Figura 4-28 – Janela do unifilar, menu gráfico.	116
Figura 4-29 – Janela do coordenograma.....	117
Figura 4-30 – Funcionalidades previstas no <i>menu estudos</i>	118
Figura 4-31 – Janela de crescimento de carga.....	119
Figura 4-32 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação fusível – fusível	120
Figura 4-33 – Janela para definição da faixa de coordenação e seletividade na combinação religador – fusível.....	121
Figura 4-34 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação fusível – religador.....	122
Figura 4-35 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação religador – religador	123
Figura 4-36 - Janela para definição do intervalo de coordenação e seletividade na combinação relé - fusível.....	124
Figura 4-37 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação relé – religador.....	125
Figura 4-38 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação relé – relé	126
Figura 4-39 – Janela do unifilar, submenu matriz de tempo.	127
Figura 4-40 – Matriz com os tempos de atuação.....	129
Figura 5-1 – Diagrama unifilar – Subestação de Forquilha.....	131
Figura 5-2 – Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico – Caso base sistema atual.	138
Figura 5-3 – Coordenograma dos dispositivos instalados dentro da SE - Forquilha. Base de 13,8 kV	139

Figura 5-4 – Coordenograma dos dispositivos instalados ao longo do alimentador e na saída da SE.	140
Figura 5-5 – Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico – Caso alternativo...	152
Figura 5-6 – Coordenograma dos novos dispositivos instalados na SE – Forquilha. ...	153
Figura 5-7 – Coordenograma dos dispositivos que foram mantidos.	154
Figura 5-8 – Relatório com informações gerais do sistema em estudo e com as ordens de graduação.	163

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 – Valores de corrente nominal padronizados pela NBR 5359	14
Tabela 3-1 – Valores de K associados ao número de operações rápidas do religador... ..	71
Tabela 3-2 - Valores de K' para a combinação fusível-religador.....	75
Tabela 3-3 – Informações para se obter a soma relativa do contato móvel do relé.....	81
Tabela 3-4 – Valores típicos de erros dos relés	84
Tabela 5-1 – Dados do alimentador.....	131
Tabela 5-2 – Ajustes para o dispositivo de proteção P1.....	132
Tabela 5-3 – Ajustes para o dispositivo de proteção P2.....	132
Tabela 5-4 – Ajustes para o dispositivo de proteção P3.....	133
Tabela 5-5 – Ajustes para o dispositivo de proteção P4.....	133
Tabela 5-6 – Ajustes para o dispositivo de proteção P5.....	133
Tabela 5-7 – Elos-fusíveis instalados no alimentador.....	134
Tabela 5-8 – Potência e corrente de curto-circuito na barra de 69 kV.....	135
Tabela 5-9 – Correntes de carga e de curto-circuito na barra de 13,8 kV e ao longo do alimentador.....	136
Tabela 5-10 – Tempos de atuação para o relé IAC 53 instalado na posição P1.....	141
Tabela 5-11 – Tempos de atuação para o relé IAC 53 instalado na posição P2.....	141
Tabela 5-12 – Tempos de atuação para o relé IAC 53 instalado na posição P3.....	141
Tabela 5-13 – Tempos de atuação religador instalado na posição P4.....	141
Tabela 5-14 – Tempos de atuação para o religador de poste instalado na posição P5.....	142
Tabela 5-15 – Tempos de atuação das proteções de fase	143
Tabela 5-16 — Tempos de atuação das proteções de neutro.....	143
Tabela 5-17 – Avanço e recuo do disco de indução do relé instalado no ponto P3.....	144
Tabela 5-18 – Novos ajustes para o dispositivo de proteção P1.....	149
Tabela 5-19 – Novos ajustes para o dispositivo de proteção P2.....	150

Tabela 5-20 – Novos ajustes para o dispositivo de proteção P3.	150
Tabela 5-21 – Ajustes para o dispositivo de proteção P4.	150
Tabela 5-22 – Novos tempos de atuação das proteções de fase	154
Tabela 5-23 — Novos tempos de atuação das proteções de neutro.	155
Tabela 5-24 – Soma relativa do SEL 351 emulando um relé eletromecânico.	156

Abreviaturas e Símbolos

A(%)	Avanço máximo permissível
AC	Componente alternada da corrente de curto-circuito
A_i	Avanço do relé
AT	Alta tensão
AWG	Calibre americano de fios (<i>American Wire Gauge</i>)
BT	Baixa tensão
CA	Cabo de alumínio
CAA	Cabo de alumínio com alma de aço
CAL	Cabo de alumínio liga
CU	Cabo de cobre
DC	Componente contínua da corrente de curto-circuito
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
DT	Dial de tempo
EI	Extremamente inversa
EPR	Borracha etileno propileno
EPs	Entradas Primárias
ETDs	Estações Transformadoras de Distribuição
ETs	Estações Transformadoras
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FI	Fator de início da curva
FIC	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora
FS	Fator de segurança
FS_{cor}	Fator de sobrecorrente dos TCs
FT	Fator térmico dos TCs
GPS	Global Positioning System
GVO	Grande volume de óleo
HSQLDB	Hypersonic Structured Query Language Database
I_{carga}	Corrente de carga no ponto de instalação
IEDs	Relés microprocessados (<i>Intelligent Electronic Devices</i>)
In	Corrente nominal
<i>inrush</i>	Corrente de magnetização dos transformadores
IRIG-B	Inter-Range Instrumentation Group
K e K'	Fator de sobreaquecimento do elo-fusível
KF	Fator de crescimento da carga

L	Indutâncias
LAN	Local Área Network
MCM	Mil circular mil
MI	Muito inversa
MT	Média tensão
NBI	Nível básico de isolamento (<i>Impulse whithstand voltage</i>)
NI	Normalmente inversa
OFAF	Ventilação a óleo forçado e a ar forçado
ONAF	Ventilação a óleo natural e a ar forçado
<i>pick-up</i> ou $I_{pick-up}$	Corrente de partida dos relés
PVC	Cloreto de polivinila
PVO	Pequeno volume de óleo
R	Resistências
R_i	Recuo do relé
RSI	Relé de sobrecorrente instantâneo
RSTD	Relé de sobrecorrente de tempo definido
RSTI	Relé de sobrecorrente de tempo inverso
RTC	Relação de transformação de corrente dos TCs
S_i	Soma relativa dos avanços e recuos do disco de indução
SE	Subestação
SQL	Structured Query Language
T	Tempo de operação
TCs	Transformadores de corrente
TPs	Transformadores de potencial
T_{reset}	Tempo de restabelecimento do disco de indução
TTR	Tensão transitória de restabelecimento
XLPE	Polietileno reticulado

Resumo

Esta dissertação apresenta o desenvolvimento e aplicação de um sistema de *software* destinado à execução de estudos de coordenação e seletividade da proteção em sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica. Vale destacar que este *software* foi desenvolvido no âmbito de um projeto de P&D financiado pela Companhia Energética do Maranhão – CEMAR.

A proposta de desenvolvimento de um *software* para tal finalidade vem de encontro à necessidade premente de algumas empresas suprir certas lacunas identificadas nos *softwares* estudados, destacando-se:

- a consideração do sobreaquecimento dos elos-fusíveis quando da operação de religadores;
- a consideração do avanço e do recuo dos relés de proteção eletromecânicos quando da operação de religadores;
- a verificação se os critérios de coordenação e seletividade pré-estabelecidos foram atendidos;
- a verificação se os critérios de especificação e ajuste dos dispositivos de proteção foram atendidos;
- a geração de uma matriz contendo os tempos de atuação dos dispositivos de proteção sensibilizados.

O sistema de *software* desenvolvido permite que estudos de proteção sejam realizados tanto em sistemas elétricos em operação como em sistemas que ainda se encontram em fase de projeto. Dessa forma, permite automatismo e padronização no estabelecimento de ajustes do sistema de proteção, reduzindo drasticamente as horas de engenharia dedicadas à elaboração dos estudos e propiciando, para os sistemas em operação, uma melhoria nos indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica.

Finalmente, estudos de casos foram realizados com o objetivo de avaliar e validar o sistema de *software* desenvolvido e também demonstrar sua aplicabilidade em concessionárias de energia elétrica.

Abstract

This work presents the development and application of a software system for coordination and selectivity protection studies in overhead distribution power systems. It is emphasized that this software was developed as part of a R&D project under the financial support of a utility company, CEMAR – Companhia Energética do Maranhão.

The motivation for this work comes from utility companies needs and lacking of facilities in other current software such as, for example:

- considering overheating in line-fuses due to recloser operations;
- considering the speeding up and breaking of electromechanical protection relays due to recloser operations;
- checking for the attendance of the preset protection coordination and selectivity criteria;
- checking for the attendance of the protective devices specifications and settings criteria;
- the creation of a matrix with the operation time of the sensitized protective device.

The software system developed allows the realization of protection studies in actual power systems as well as in new power systems still in the project phase. Therefore, it permits the automation and standardization in power protection adjustments, thus reducing engineering studies time and also improving the power system reliability indices in the energy supply.

Finally, case studies were carried through to evaluate and validate this software and also to show its applicability for utility companies.

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA

Nos últimos anos a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – vem trabalhando na normatização e padronização das atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Esta normatização e padronização das atividades técnicas estão sendo estabelecidas nos *Procedimentos de Distribuição – Prodist* – e buscam, dentre outras funcionalidades, garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.

No tocante a confiabilidade, a resolução 024/00 [ANEEL, 2000] vem cobrando melhorias gradativas dos índices de continuidade (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC). Neste contexto, a proteção torna-se um assunto relevante para as concessionárias de energia elétrica, dado que um sistema de proteção bem coordenado minimiza as interrupções permanentes de consumidores, com conseqüente melhoria dos índices de continuidade, além de reduzir o custo operacional das empresas.

Neste cenário, vários *softwares* têm sido desenvolvidos para auxiliar no estabelecimento de ajustes dos dispositivos de proteção e nos estudos dos critérios de coordenação e seletividade da proteção.

1.2. ESTADO DA ARTE

Os sistemas de proteção apresentam considerável relevância, em especial nos sistemas de distribuição e transmissão das concessionárias.

Assim, atualmente, existe no mercado uma variedade de *softwares* destinados a realização dos estudos de coordenação e seletividade da proteção. Neste contexto, realizou-se neste trabalho uma pesquisa referente a alguns desses *softwares*, objetivando a avaliação de suas funcionalidades e destacando as principais características, modos de

operação, interface gráfica e outras informações. Dentre estes *softwares* destacam-se: *Cyme, Aspen, Advantica, Skm, Esa, Digsilent, Electrocon, Etap, Nix, Elplek* e *SCPD*.

Ressalta-se que estes *softwares* além da realização de estudos de coordenação e seletividade apresentam geralmente o módulo de cálculo de curto-circuito, um banco de dados iterativo e a possibilidade de importação de dados da operação. Além disso, alguns disponibilizam diferentes módulos cujas funcionalidades permitem realizar diversos estudos nos sistemas elétricos.

O *software* CYME [CYME, 2006] desenvolvido pela *CYME INTERNATIONAL* destina-se à proteção por sobrecorrente em sistemas industriais, de distribuição e transmissão de energia. Considerando o foco dessa dissertação constatou-se que o principal módulo é o *CYMTCC*, responsável pela verificação da coordenação entre os dispositivos de proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição. Este módulo possui um banco de dados iterativo, com sub-rotinas para geração de curvas no plano Tempo \times Corrente e emissão de relatórios com os ajustes dos dispositivos de proteção, além de uma funcionalidade conhecida por coordenação “inteligente”. Esta funcionalidade permite, uma vez verificado que os critérios estabelecidos de coordenação não foram atendidos, a sugestão automática de ajustes para os dispositivos de proteção. Um outro aspecto a ser destacado neste módulo é a possibilidade da entrada de equações numéricas para modelagem de relés eletrônicos, numéricos e digitais. [CYME, 2006; PEREIRA, 2006].

O *software* desenvolvido pela *ASPEN* [ASPEN, 2006] possui um conjunto de módulos que permitem a realização de diferentes estudos, sendo que estes módulos podem trabalhar de forma conjunta ou não. Para os estudos de coordenação e seletividade utilizam-se os módulos *ASPEN OneLiner* e *ASPEN Distriview*. O *ASPEN OneLiner* apresenta a possibilidade de alterar tanto os ajustes do relé como a configuração da rede, visualizando de maneira imediata os resultados associados. Dentre as funcionalidades mais relevantes deste módulo destacam-se: a verificação da coordenação dos relés de distância e de sobrecorrente; a interface gráfica; a realização de uma análise pós-falta e do tempo de operação do relé; a compatibilidade com diferentes programas, os quais realizam cálculo de curto-circuito, tais como ANAFAS, CYME, ELECTROCON, GE, PECO, PTI; a geração de um arquivo de testes no formato *Doble, Contrade* e *Omicron*. O módulo *ASPEN Distriview* foi projetado para redes de distribuição que possuem uma combinação de cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas, além de sua base de dados

contemplar relés de sobrecorrente, elos-fusíveis, religadores e seccionalizadores [ASPEN, 2006; PEREIRA, 2006].

O *software SynerGEE® Electric* produzido pela *ADVANTICA* [ADVANTICA, 2006] possui diferentes módulos aplicáveis a sistemas elétricos. Atenção especial deve ser dada ao módulo *SynerGEE® Protection*, pois este oferece um avançado ambiente para modelagem de esquemas de proteção de sobrecorrente de alimentadores radiais de distribuição. Neste módulo encontra-se uma ferramenta conhecida por *Check Coordination Analysis* que permite a verificação completa da coordenação da proteção em um alimentador. Nesta ferramenta os critérios de coordenação estão baseados em regras internas e em um detalhado ajuste das margens aceitáveis que é especificado pelo usuário. Esta ferramenta divide automaticamente um alimentador em pares de dispositivos de proteção fazendo a verificação dos ajustes da coordenação, além de considerar a capacidade térmica dos transformadores e cabos. Ressalta-se que este módulo suporta modelos detalhados para fusíveis, religadores, disjuntores e seccionalizadores, tendo em sua biblioteca mais de dez mil curvas cadastradas, além de possuir ferramentas simples e precisas capazes de exibir o tempo de atuação do dispositivo de proteção dado o valor de corrente [ADVANTICA, 2006; PEREIRA, 2006].

O *software* produzido pela *SKM – Systems Analysis Inc.* [SKM, 2006] disponibiliza diversos módulos destacando-se o *Power*Tools for Windows (v. 5.0)*. Este módulo possui uma interface gráfica simples e um banco de dados orientado a objeto que permite executar, além dos estudos de coordenação, o dimensionamento de transformadores e alimentadores. Possui bibliotecas para cabos, transformadores, cargas, motores e dispositivos de proteção, garantindo consistência e minimizando a entrada de dados. A partir dos dados provenientes das análises e estudos realizados é possível gerar relatórios técnicos salvos no formato *ASCII* [SKM, 2006; PEREIRA, 2006].

O *EasyPower®* é um sistema de *software* desenvolvido pela *ESA, Inc.* [ESA, 2006] e possui diferentes módulos. No contexto dessa dissertação destaca-se o módulo *PowerProtector™* que possui uma biblioteca iterativa incluindo relés microprocessados. Tal biblioteca permite a realização de estudos de coordenação, seletividade e a geração de coordenogramas. Além disso, apresenta uma interface amigável, de fácil compreensão baseada na plataforma *Windows* e que permite a

mudança dos ajustes dos dispositivos de proteção de maneira simples [ESA, 2006; PEREIRA, 2006].

O *CAPE (Computer Aided Protection Engineering)* é um *software* desenvolvido pela *ELECTROCON* [ELECTROCON, 2006] e contempla diversos módulos destacando-se: *Relay Setting*, *Relay Checking* e *Coordination Graphics*. O *Relay Setting* assegura a aplicação consistente dos padrões da empresa e permite a geração de relatórios com os resultados intermediário e final dos cálculos dos parâmetros, além de sugerir os ajustes ótimos para os dispositivos de proteção. O *Relay Checking* permite definir a região de análise, englobando em sua janela de simulação as proteções de distância, sobrecorrente, tensão e diferencial. Possui modelos consistentes para relés, conexões de transformadores, lógicas de proteção e operação de disjuntores. Entre outras funcionalidades pode-se mencionar a geração de relatórios de perdas de coordenação ou violações dos intervalos de coordenação definidos pelo usuário. O *Coordination Graphics* é uma interface gráfica eficiente e de fácil utilização, capaz de mostrar as características operativas dos elementos de sobrecorrente e distância [ELECTROCON, 2006; PEREIRA, 2006].

A *DIGSILENT* [DIGSILENT, 2006] desenvolveu diferentes módulos de *software* para sistemas de potência desde a geração até a distribuição. No âmbito dessa dissertação, o módulo mais relevante é o *PowerFactory Distribution* por contemplar, dentre outras funcionalidades, a proteção por sobrecorrente. Este módulo possui uma extensa biblioteca de modelos funcionais contendo dispositivos de proteção tais como relés de sobrecorrente (temporizados, instantâneos e de seqüência negativa), relés de subtensão (instantâneo e desequilíbrio), fusíveis e outros dispositivos. O *PowerFactory Distribution* possui uma interface gráfica que possibilita a visualização das curvas de atuação dos dispositivos de proteção e, dentre outras funcionalidades, destaca-se o tempo de atuação do dispositivo de proteção segundo o nível de corrente de curto-circuito [DIGSILENT, 2006; PEREIRA, 2006].

O *software ETAP* foi desenvolvido pela *Operation Technology Inc.* [ETAP, 2006] e em uma concepção mais ampla pode-se mencionar que este *software*, em seu conjunto de módulos, permite trabalhar com sistemas de geração, transmissão, distribuição e industriais. Mediante o foco dessa dissertação, maior destaque é dado ao módulo *ETAP Star* que é utilizado nos estudos de coordenação e seletividade de dispositivos de proteção. Ressalta-se que este módulo possui uma extensa biblioteca de dispositivos de

proteção e modos de coordenação de fase e terra, sendo possível a utilização dos modernos relés microprocessados e a visualização da resposta transitória dos relés. Permite também a modelagem das curvas de suportabilidade térmica dos transformadores e cabos, auto-ajuste da escala do coordenograma, cálculo da diferença de tempo entre as curvas dos dispositivos de proteção e auxílio na confecção de relatórios técnicos [ETAP, 2006; PEREIRA, 2006].

O *NIX* (Sistema Inteligente para Estudos de Proteção) é um *software* elaborado pela *Proteasy Informática & Engenharia* [PROTEASY, 2006] para o desenvolvimento de estudos de proteção em sistemas de distribuição. A interface de entrada do *NIX* é um arquivo texto que contém informações como a topologia do alimentador a ser estudado, os dispositivos de proteção envolvidos, as correntes de carga e de curto-circuito. Este *software* permite a visualização das curvas dos dispositivos de proteção, dos cabos e dos transformadores no plano Tempo \times Corrente. Sua principal característica está relacionada à possibilidade de definir os critérios e a filosofia de proteção, calculando automaticamente os ajustes dos dispositivos. Dentre outras funcionalidades destaca-se a emissão de recomendações quando as condições operacionais não permitem atender aos critérios de coordenação e seletividade previamente definidos e a inclusão de novos modelos de dispositivos de proteção e geração de relatórios de curto-circuito [PROTEASY, 2006; PEREIRA, 2006].

O *ELPLEK* foi desenvolvido pelo finlandês *Ilkka Leikkonen* [LEIKKONEN, 2006] e é um *software* capaz de realizar o cálculo do curto-circuito e verificar a coordenação da proteção. Este *software* é capaz de calcular as correntes e tensões na rede para diferentes casos e tipos de faltas. Estes cálculos são realizados de acordo com as definições contidas na *IEC* [IEC 60909-0] ou pelo método da superposição. Este programa possibilita a exportação de seus unifilares para diferentes extensões e apresenta interface com o ATP/EMTP. Quanto à coordenação ressalta-se que os relés de tempo inverso são baseados em equações que permitem a obtenção da curva característica. Essas equações podem ser selecionadas a partir de cinco normas – IEC/ABNT, IEEE, ABB, ANSI e IAC – cada uma contendo quatro ou mais curvas [LEIKKONEN, 2006; PEREIRA, 2006].

O *SCPD – Software de Coordenação da Proteção na Distribuição* – foi desenvolvido pela Conprove Indústria e Comércio Ltda. [CONPROVE, 2006] sendo utilizado na coordenação e seletividade da proteção nos sistemas de distribuição. Este *software*

permite criar e importar diagramas unifilares referentes a rede de distribuição; realizar o projeto de coordenação dos dispositivos de proteção; fazer a edição e cadastro de dispositivos de proteção (fusíveis, relés e religadores) no banco de dados; obter sugestões dos ajustes da proteção; realizar o envio de mensagens de alerta sobre problemas nos ajustes escolhidos; realizar a emissão de relatórios técnicos e informar se os dispositivos estão ou não coordenados [CONPROVE, 2006; PEREIRA, 2006].

Com base no levantamento bibliográfico realizado, envolvendo desde estudos até a utilização de alguns dos *softwares*, foi possível definir algumas funcionalidades relevantes não identificadas nos *softwares* pesquisados, destacando-se:

- consideração do sobreaquecimento de elos-fusíveis durante as operações de religamento de dispositivos de proteção;
- consideração do avanço e do recuo dos relés eletromecânicos (tempo de *reset*) ou relés microprocessados que emulem os relés eletromecânicos, quando da ocorrência de religamentos;
- realização de análise crítica dos ajustes dos dispositivos de proteção, além de emitir mensagens de alertas de risco de saturação de transformadores de corrente;
- geração de uma matriz que forneça os tempos de atuação de todos os dispositivos de proteção sensibilizados pela corrente de curto-circuito.

1.3. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Um dos problemas mais relevantes nas redes de distribuição de energia é a interrupção desnecessária de fornecimento de energia devido à atuação incorreta dos dispositivos de proteção. Para evitar este tipo de problema é necessário a realização de um projeto de proteção onde os dispositivos sejam ajustados de forma a trabalhar de maneira seletiva e coordenada. Entretanto, o elevado número de dispositivos instalados na rede de distribuição faz com que a elaboração deste projeto seja uma tarefa bastante trabalhosa para o engenheiro de proteção, sobretudo quando os estudos de coordenação e seletividade são executados pelo processo manual de sobreposição das curvas.

Neste contexto surge a proposta de desenvolvimento de um sistema de *software* para execução de estudos de coordenação e seletividade, tendo como objetivo principal sistematizar e agilizar a rotineira tarefa de elaboração dos estudos de proteção

contemplando funcionalidades relevantes que não haviam sido identificadas nos *softwares* estudados, conforme enfatizado no item anterior.

A implementação deste *software* associado às diferentes funcionalidades representa a principal contribuição desta dissertação, que está inserida no contexto de desenvolvimento de um projeto de P&D junto a CEMAR.

1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Visando atingir os objetivos estabelecidos, este trabalho está estruturado em sete capítulos e anexos.

O capítulo 1 apresenta a introdução ao tema da dissertação, abordando a sua relevância, o estado da arte acerca dos principais *softwares* disponíveis no mercado, os objetivos, as contribuições e a estrutura da dissertação.

O capítulo 2 apresenta aspectos gerais relacionados aos dispositivos de proteção (chaves e elos-fusíveis, disjuntores, relés de religamento e de sobrecorrente, religadores e seccionalizadores) mostrando as principais funcionalidades e aplicações nos sistemas elétricos de distribuição. Adicionalmente, apresenta as formas usuais de conexão de transformadores de corrente destinados à proteção fase-neutro.

O capítulo 3 apresenta as definições básicas que permitem a compreensão de dispositivos protetores e protegidos, zonas de proteção e dos parâmetros que influenciam na escolha de uma proteção coordenada e seletiva. Este capítulo também apresenta o roteiro para elaboração de estudos e estabelecimento dos ajustes dos dispositivos de proteção, cálculo do avanço e recuo do disco de relés eletromecânicos e, finalmente, os critérios de coordenação e seletividade relacionados às combinações fusível-fusível; religador-fusível; fusível-religador; religador-religador; relé-fusível; relé-religador e relé-relé.

Ressalta-se que os três capítulos iniciais representam uma contribuição didática ao tema, pois descrevem, de maneira sucinta, os principais conceitos e *softwares* relacionados a proteção de sistemas aéreos de distribuição.

No capítulo 4 encontra-se a principal contribuição desta dissertação, a qual consiste na proposta de implementação de um sistema de *software* para execução de estudos de coordenação e seletividade. Este capítulo descreve o *software* desenvolvido

contemplando as funcionalidades básicas e também aquelas que contribuem de maneira significativa para o melhoramento dos estudos de coordenação e seletividade.

O capítulo 5 apresenta casos exemplos reais da CEMAR, no qual é possível verificar algumas das funcionalidades implementadas observando o desempenho do *software* desenvolvido.

No capítulo 6 encontram-se as principais conclusões extraídas no decorrer do desenvolvimento deste trabalho. Também são apresentadas algumas sugestões para desenvolvimentos futuros, dando continuidade às implementações de melhorias no *software* desenvolvido.

No capítulo 7 são apresentadas as principais referências bibliográficas utilizadas durante o desenvolvimento da dissertação.

No Anexo A são apresentadas as equações das normas IEEE, IEC/ABNT, IAC e US, que representam a característica de atuação Tempo \times Corrente dos relés microprocessados.

No anexo B são apresentadas as equações que definem a curva de suportabilidade térmica para os condutores NU (CA, CAA e CAL) e isolados (XLPE, PVC e EPR).

No anexo C encontram-se os critérios para proteção de transformadores de distribuição e potência, assim como a curva *ANSI* que representa a suportabilidade térmica e mecânica destes equipamentos.

No Anexo D encontram-se as equações e curvas de atuação Tempo \times Corrente correspondentes aos dispositivos de proteção utilizados nos casos exemplos.

No Anexo E é apresentado o diagrama unifilar do sistema elétrico em estudo.

Capítulo 2

Dispositivos de Proteção Aplicados em Sistemas de Distribuição

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo tem como objetivo apresentar aspectos gerais relacionados aos dispositivos de proteção (chaves-fusíveis, elos-fusíveis, disjuntores, relés, religadores e seccionadores) e suas principais funcionalidades aplicáveis a sistemas elétricos de distribuição.

Sabe-se que a proteção dos sistemas elétricos é feita objetivando minimizar ou evitar risco de vida e danos materiais quando da ocorrência de situações anormais de operação relacionadas com as sobrecorrentes (curtos-circuitos) e sobretensões internas (devido a chaveamentos) e externas (devido às descargas atmosféricas).

Ressalta-se, entretanto, que o foco deste trabalho é a proteção contra sobrecorrente em sistemas aéreos de distribuição buscando:

- salvaguardar a integridade física de operadores, usuários do sistema e animais;
- evitar ou minimizar danos materiais;
- retirar de serviço um equipamento ou parte do sistema que se apresente defeituoso;
- melhorar a continuidade do serviço;
- melhorar os indicadores de continuidade DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC;
- reduzir os custos operacionais.

Nos tópicos subseqüentes apresenta-se um descritivo básico sobre dispositivos de proteção, englobando suas características técnicas, o princípio de funcionamento e as suas aplicações.

2.2. CHAVES-FUSÍVEIS

Os sistemas de distribuição primários e aéreos, compostos por condutores nus, têm os sistemas de proteção de sobrecorrentes constituídos em sua grande maioria por chaves-fusíveis.

2.2.1. Funções Básicas das Chaves-fusíveis

As chaves-fusíveis são projetadas para a conexão de um cartucho contendo um elo-fusível entre seus terminais. O conjunto chave e elo-fusível formam um dispositivo eletromecânico de proteção instalado por fase. Este dispositivo tem como função básica interromper o circuito elétrico quando o valor de corrente que flui pelo alimentador excede um determinado nível de corrente, em um determinado intervalo de tempo e a interrupção ocorre pela fusão do elo [CEMIG, 1994].

As chaves-fusíveis são dispositivos monofásicos que interrompem somente a(s) fase(s) defeituosa(s). Esta característica pode se constituir em uma desvantagem ao causar fornecimento em duas fases para consumidores trifásicos ou pode ser uma vantagem quando garante a continuidade de serviço de consumidores monofásicos ligados a(s) fase(s) não defeituosa(s), principalmente, no meio rural [CEMIG, 1994].

2.2.2. Chaves-fusíveis de Distribuição

Estas chaves proporcionam proteção para sistemas aéreos de distribuição na faixa de 4,16 kV a 25 kV, independentemente de serem aplicados a transformadores, capacitores, cabos ou linhas. Sua aplicação também pode estender-se a sistemas solidamente aterrados na faixa de 25 kV a 36 kV, para proteção de linhas, transformadores fase-neutro e bancos de capacitores ligados em estrela aterrada. Este tipo de chave proporciona proteção contra todos os tipos de falta, interrompendo desde a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo pela fusão do elo até o máximo valor de interrupção de corrente especificado sob as condições reais de tensão transitória de restabelecimento (TTR) [S&C ELECTRIC, 2006].

Entende-se por TTR a tensão que surge nos terminais da chave-fusível após a extinção de arco. Este transitório resulta das oscilações de tensão que ocorrem nos terminais da chave após a fusão do elo [BARBOSA, 2005].

2.2.3. Tipos Construtivos e Operacionais das Chaves-fusíveis

As chaves-fusíveis podem ser classificadas quanto ao tipo de construção em fechadas (o cartucho e as garras estão montados dentro de uma caixa protetora de material isolante) e abertas (o cartucho e as garras não possuem caixa protetora); e quanto ao modo de operação em expulsão e limitadora de corrente.

No Brasil são comumente utilizadas as chaves-fusíveis de expulsão, monofásicas, com cartucho em fibra isolante, abertas, não repetitivas e indicadoras, conforme Figura 2-1 [DELMAR, 2006]. Estas chaves são também conhecidas como chaves Matheus.



Figura 2-1 – Chave-fusível tipo expulsão [Cortesia: DELMAR]

2.2.4. Chaves-fusíveis Tripolar Religadora

A maioria dos defeitos que ocorre nos sistemas aéreos de distribuição é de origem transitória, ou seja, defeitos passageiros que podem durar alguns segundos, normalmente provocados por descargas atmosféricas, pequenos animais, galhos de árvores, etc. Estas falhas provocam a queima de elos-fusíveis e conseqüente abertura das chaves-fusíveis, ocasionando interrupções que podem durar horas para serem resolvidas, principalmente quando ocorrem em linhas rurais onde em geral o acesso é difícil.

Este cenário motivou o desenvolvimento da chave-fusível religadora que é composta por fase de três chaves-fusíveis com porta fusível. Nas condições iniciais e normais a corrente do sistema flui somente pela primeira chave. No caso de algum defeito o elo-fusível do primeiro estágio se funde causando a queda do cartucho que aciona o mecanismo de transferência da corrente para o segundo estágio. Se o defeito permanecer o processo se repete transferindo a corrente para o terceiro estágio. Caso o

defeito seja passageiro (transitório) ocorre apenas a operação da primeira chave para a segunda realizando o religamento automático do circuito.

Além da qualidade e da continuidade do fornecimento de energia, outros benefícios de grande importância são obtidos com a aplicação deste dispositivo, tais como grande redução no deslocamento de pessoal, custos operacionais e interrupções prolongadas e, principalmente, obtenção da satisfação do cliente.

Estas chaves são fabricadas nas classes de tensão de 15, 27 e 38 kV com porta fusível de 100 A, conforme mostra a Figura 2-2 [DELMAR, 2006].



Figura 2-2 – Chave-fusível tripolar religadora [Cortesia: DELMAR].

2.2.5. Critérios para Especificação das Chaves-fusíveis

Para a especificação das chaves-fusíveis devem-se garantir os seguintes requisitos técnicos:

- **corrente nominal** – deve ser igual ou superior a 150% do valor nominal do elo-fusível a ser instalado. Em casos onde não exista possibilidade de crescimento de carga não há necessidade de permitir a sobrecarga [BANDEIRANTE, 1987];
- **tensão nominal** – a tensão nominal da chave deve ser no mínimo igual ou superior à classe de tensão do sistema;
- **nível básico de isolamento para impulso (NBI)** – deve ser compatível com o do sistema. O NBI determina a suportabilidade do dispositivo em relação às sobretensões de origem externa, por exemplo, descargas atmosféricas. Os equipamentos elétricos, de acordo com estudos de coordenação de isolamento, caracterizam-se por possuir NBI padronizados, ditados pela sua tensão nominal de operação.

- **capacidade de interrupção** – deve ser superior à máxima corrente assimétrica de curto-circuito no ponto da instalação da chave.

2.3. OS ELOS-FUSÍVEIS

O elo-fusível é a parte ativa da chave-fusível e trabalha como um sensor na detecção de sobrecorrente, não podendo ocorrer a fusão do elo mediante a circulação da corrente de carga. O tempo de resposta dos elos-fusíveis está associado às curvas características Tempo \times Corrente fornecidas pelos fabricantes, que representam o tempo necessário para a fusão do elo em função da corrente passante. Tais curvas características representam curvas médias obtidas através de ensaios sob condições pré-determinadas. Estas curvas são fornecidas através de uma região de pontos de desligamento delimitada pela curva de fusão tempo mínimo e curva de fusão tempo máximo [BANDEIRANTE, 1987].

Os elos devem ser capazes de perceber uma condição de sobrecorrente nos equipamentos ou alimentadores onde estão instalados.

2.3.1. Tipos de Elos-fusíveis

Os elos-fusíveis de distribuição são classificados segundo os tipos K, T e H. Os elos tipo K e T diferem-se pela relação de rapidez (tempo de resposta após a sensibilização pela corrente de curto-circuito) conforme descrição a seguir [NBR 5359, 1989]:

- tipo K - elos-fusíveis rápidos, tendo relação de rapidez variando entre 6 (para elo-fusível de corrente nominal 6 A) e 8,1 (para elo-fusível de corrente nominal 200 A);
- tipo T - elos-fusíveis lentos, tendo relação de rapidez variando entre 10 (para elo-fusível de corrente nominal 6 A) e 13 (para elo de corrente nominal 200 A);
- tipo H - elos-fusíveis de alto surto, com alta temporização para correntes elevadas;

A NBR 5359 [NBR 5359, 1989] define as correntes nominais para cada um dos três tipos de elos de distribuição conforme Tabela 2-1. É importante destacar que os elos tipo K e T apresentam uma divisão em duas classes, preferencial (grupo A) e não-preferencial (grupo B), o que caracteriza correntes nominais padronizadas diferentes.

Tabela 2-1 – Valores de corrente nominal padronizados pela NBR 5359

Elos K e T Corrente Ampères		Elos H Corrente Ampères
Preferencial	Não-Preferencial	
6	8	1
10	12	2
15	20	3
25	30	5
40	50	
65	80	
100		
140		
200		

Os elos tipos K e T suportam correntes de até 150% do valor da corrente nominal sem se fundir, iniciando a operação com valores de correntes iguais ou superiores a duas vezes o valor da corrente nominal. Já os elos tipo H suportam correntes de surto em períodos de curta duração, iniciando a operação em uma vez e meia o valor da corrente nominal. Ressalta-se que os elos do tipo H não operam para sobrecorrentes de curta duração como, por exemplo, associadas às descargas atmosféricas e correntes transitórias de magnetização dos transformadores, evitando assim interrupções desnecessárias [CEMIG, 1994].

2.3.2. Aplicação de Elos-fusíveis

Os elos associados às chaves-fusíveis são utilizados em redes de distribuição de energia para proteção primária de transformadores, banco de capacitores, cabines primárias e ramais [CPFL, 2003].

Quanto à aplicação ao longo dos alimentadores recomenda-se utilizar somente elos preferenciais (6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140, 200) ou não-preferenciais (8, 12, 20, 30, 50 e 80) de característica de tempo rápido (K) ou lento (T) [ELETROBRAS, 1982; ALBINI, 2003]. Esta recomendação ocorre porque estes elos coordenam com outros dispositivos de proteção em uma faixa ampla de corrente, ressaltando-se que o número máximo a ser instalado em série não deve exceder três, buscando-se evitar problemas de coordenação [CPFL, 2003; ALBINI, 2003]. Já para a proteção primária de

transformadores de distribuição de até 75 kVA e pequenos bancos de capacitores recomenda-se utilizar os tipo H [CEMIG, 1994].

De maneira complementar a chave-fusível religadora é destinada à proteção de redes de energia, principalmente, troncos e ramais que alimentam núcleos rurais, hospitais e cargas que não admitem interrupções prolongadas motivadas por faltas transitórias.

2.3.3. Critérios para Especificação dos Elos-fusíveis

Quando da especificação dos elos-fusíveis deve-se garantir que os requisitos técnicos estabelecidos pela NBR 5359 [NBR 5359, 1989] sejam atendidos, destacando-se:

- **corrente nominal** – valor nominal da corrente eficaz para o qual o elo-fusível é projetado e é capaz de conduzir indefinidamente sem que as elevações de temperatura excedam os valores especificados;
- **intercambiabilidade elétrica** – possibilidade dos elos-fusíveis de distribuição de vários fabricantes serem usados indiscriminadamente;
- **intercambiabilidade mecânica** – possibilidade dos elos-fusíveis de distribuição de um fabricante serem montados corretamente em chaves-fusíveis correspondentes de outros fabricantes;

2.4. DISJUNTORES DE MÉDIA TENSÃO

Os disjuntores são equipamentos de manobra utilizados para energização e interrupção de circuitos e podem ser usados nas saídas dos alimentadores das subestações de distribuição. Em condições de faltas o disjuntor é comandado por relés de sobrecorrente associados ou não a relés de religamento para abrir o circuito funcionando como dispositivos de proteção [CEMIG, 1994].

Estes dispositivos devem permitir, quando estão fechados, que a corrente nominal percorra o circuito sem que ocorra operação indevida, oferecendo baixa impedância à passagem de corrente. Por outro lado, deve ser capaz de interromper as correntes de curto-circuito e suportar as sobretensões de manobra que podem surgir em situações de defeito.

A interrupção de correntes alternadas de curto-circuito torna-se simples, porque a corrente se anula naturalmente duas vezes por ciclo. Esta interrupção propicia a

formação de um arco elétrico, que por vez comporta-se como uma resistência variável. Observa-se que a concepção de um disjuntor consiste em controlar o arco elétrico de tal modo que a ação do dielétrico seja capaz de interromper o circuito de uma maneira satisfatória.

Do exposto, conclui-se que nos disjuntores utilizados atualmente o arco elétrico desempenha uma função primordial, já que o controle do arco possibilita a interrupção da corrente sem o aparecimento de sobretensões de manobra perigosas. Dessa forma, as características destes disjuntores, a capacidade disruptiva de correntes de curto-circuito e o comportamento para suportar as sobretensões de manobra variam de acordo com o princípio utilizado para a extinção do arco.

2.4.1. Meios de Extinção dos Disjuntores

2.4.1.1. Disjuntores a óleo

Os disjuntores a óleo são divididos em disjuntores de grande volume de óleo (GVO) e pequeno volume de óleo (PVO).

Os disjuntores GVO são atualmente menos utilizados porque apresentam alto risco de incêndio ou explosão devido à grande quantidade de óleo de que necessitam [BARBOSA, 2005]. Estes disjuntores em baixas potências ficam com as três fases imersas em um único recipiente, já nas altas potências, o encapsulamento é monofásico.

Os disjuntores PVO são hoje muito utilizados e possuem várias câmaras de interrupção em série para aumentar a capacidade de interrupção, além de possuir a vantagem de serem praticamente insensíveis a taxa de crescimento da TTR. Dessa forma, um defeito distante do ponto de instalação do disjuntor não causa qualquer problema de interrupção. No entanto, devem-se ressaltar as dificuldades na interrupção de correntes de curto-circuito baixa ou correntes puramente indutivas ou capacitivas, as quais estão associadas à TTR mais severas, onde a pressão do óleo e, conseqüentemente, a capacidade disruptiva torna-se baixa [BARBOSA, 2005].

Usualmente, os disjuntores PVO cobrem a média tensão (MT) em praticamente toda a gama de capacidades disruptivas até 63 kA. Em níveis de 138 kV a sua capacidade disruptiva por câmara está limitada normalmente em 31,5 kA. Desta forma, fica claro que para correntes de curto-circuito superiores a este padrão devem ser empregadas

várias câmaras em série com o uso obrigatório de capacitores de equalização e acionamentos mais potentes [BARBOSA, 2005].

2.4.1.2. Disjuntores de hexafluoreto de enxofre – Gás SF₆.

Os disjuntores de hexafluoreto de enxofre têm vantagem como meio isolante e de interrupção quando comparado com o ar, daí o grande interesse por esta tecnologia. Este tipo de gás é eletronegativo, portanto, dificilmente ionizável, apresentando uma rigidez dielétrica elevada e uma baixa constante de tempo térmica, de onde resulta uma diminuição muito rápida da condutibilidade do canal ionizado após a passagem da corrente por zero, o que é uma característica extremamente favorável do ponto de vista de interrupção do arco elétrico. Utilizando as propriedades do hexafluoreto de enxofre estes disjuntores apresentam boas capacidades disruptivas não sendo em geral necessário utilizar resistências em paralelo para a redução da TTR.

Estes disjuntores são utilizados na distribuição de energia para o controle e proteção de linhas, subestações transformadoras, transformadores, bancos de capacitores, etc. A Figura 2-3 mostra um disjuntor com isolação SF₆.

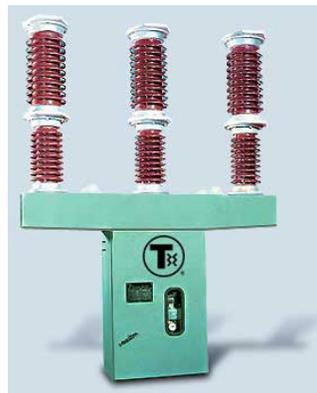


Figura 2-3 – Disjuntor com interrupção a gás SF₆ para tensão de 24 a 36 kV [Cortesia: TRAFÓ].

2.4.1.3. Disjuntores a vácuo.

Os disjuntores a vácuo podem suportar elevadas taxas de crescimento da TTR e, por isso, não é necessária a utilização de resistências em paralelo para a redução desta TTR. Estes disjuntores têm a vantagem de não apresentar qualquer dificuldade de manobra para a abertura de circuitos e nenhuma dificuldade para interromper defeitos consecutivos. Quanto à interrupção de defeitos consecutivos ressalta-se que os disjuntores a óleo não apresentam a capacidade de executar religamentos automáticos.

O vácuo é reconhecidamente o melhor meio de extinção da corrente elétrica na MT, pois proporciona isenção de manutenção na parte primária do equipamento de manobra, não oferece risco de explosão exceto na condição de perda de vácuo, está apto ao chaveamento de qualquer tipo de carga, não gera subprodutos e, além disso, apresenta elevadíssima confiabilidade e durabilidade [SIEMENS, 2006]. A Figura 2-4 ilustra um disjuntor tripolar e uma câmara de extinção a vácuo.

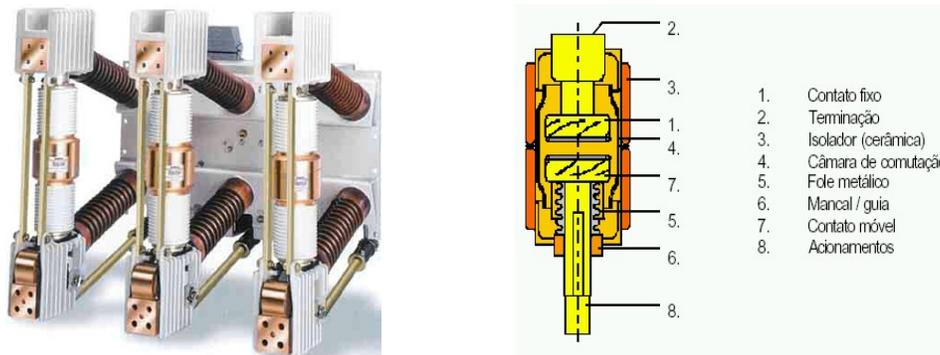


Figura 2-4 – Disjuntor tripolar e câmara de extinção a vácuo [Cortesia: SIEMENS]

2.4.2. Critérios para Especificação dos Disjuntores

Para a especificação dos disjuntores deve-se observar a NBR 7118 [NBR 7118, 1994] que regulamenta as características elétricas e mecânicas destes dispositivos, destacando-se:

- **corrente nominal** – valor RMS de corrente permanente (em Ampères) que o disjuntor é capaz de conduzir. Esta corrente deve ser superior à máxima corrente do circuito medida na situação de maior carga e prevendo-se crescimento futuro;
- **tensão nominal** – valor de tensão (em kV) que o disjuntor foi projetado para operar continuamente e deve ser compatível com a tensão do sistema onde será instalado;
- **nível básico de isolamento (NBI)** – nível de isolamento (em kV) do dispositivo, devendo este ser compatível com o NBI do sistema.
- **capacidade dinâmica ou instantânea** – capacidade do disjuntor de suportar o valor de crista inicial da corrente de curto-circuito assimétrica;
- **corrente simétrica de interrupção ou de ruptura** – valor da corrente máxima (em kA) que o disjuntor é capaz de interromper. Esta corrente deve ser maior

que a máxima corrente de curto-circuito trifásica ou fase-terra no ponto de sua instalação;

- **corrente de fechamento** – corrente máxima admitida pelo equipamento quando da energização do sistema em condição de curto-circuito. Normalmente é cerca de 2,5 vezes a corrente de ruptura;

2.4.3. Aplicação dos Disjuntores

No que concerne a sistemas de MT a tecnologia atual permite optar entre disjuntores a PVO a vácuo e a SF₆ (hexafluoreto de enxofre). Em MT, atualmente, mais de 65% dos disjuntores usados no mundo são a vácuo. Na Europa, por outro lado, ocorre grande participação dos disjuntores a SF₆, resultado da estreita cooperação dos fabricantes de disjuntores e algumas concessionárias de energia [STADE, 1997]. Ressalta-se, no entanto, que as propriedades do gás SF₆ como isolante inerte, não-tóxico e refrigerante não-inflamável permitiram o desenvolvimento de equipamentos elétricos de alta capacidade e desempenho, além de mais compactos e seguros. Porém, este gás é um dos integrantes da lista dos causadores do efeito estufa, possuindo potencial de aquecimento global cerca de vinte e cinco mil vezes maior que o CO₂ (dióxido de carbono) [AES TIETE, 2007].

A atual tendência mundial é de que na MT a técnica de chaveamento a vácuo seja preponderante [STADE, 1997], conforme pode ser observado na Figura 2-5.

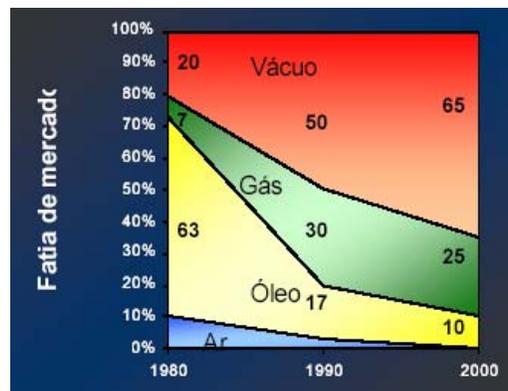


Figura 2-5 – Mercado mundial dos meios de extinção em Média Tensão [STADE, 1997].

Os disjuntores são aplicáveis em circuitos de proteção de redes primárias de MT, cabines primárias de entrada de consumidores e subestações de transformação de MT em indústrias.

Existe também uma série de aplicações especiais associadas às manobras em banco de capacitores, motores, fornos elétricos e reatores.

2.5. RELÉS DE SOBRECORRENTE

De uma maneira simples relés de sobrecorrente são definidos como [ELETROBRAS, 1982]:

Dispositivos com características de tempo definido ou inverso e que atuam quando a corrente em um circuito de corrente alternada excede um valor pré-fixado.

Nos sistemas de distribuição, os relés de sobrecorrente são utilizados para supervisionar e proteger os alimentadores e suas cargas.

Durante a supervisão o relé de sobrecorrente avalia as variações de corrente tendo por base um valor pré-fixado denominado corrente de *pick-up*. Estas variações podem estar relacionadas a situações de falta onde é comum observar correntes de patamares elevados várias vezes a corrente nominal caracterizando a sobrecorrente. Estando o valor da corrente medida superior ao valor pré-ajustado, o relé envia um sinal comandando a abertura de um ou mais disjuntores. Estes disjuntores abrem os seus contatos desenergizando o alimentador e isolando o equipamento, evitando, desse modo, que a perturbação danifique os equipamentos ou propague-se para outros componentes não defeituosos [ELETROBRAS, 1982].

Os relés de sobrecorrente podem ser classificados em função do tempo de atuação nos seguintes tipos [ELETROBRAS, 1982]:

- *Relé de Sobrecorrente Instantâneo (RSI)* – Este relé atua após a ocorrência de sobrecorrentes em um intervalo de tempo muito curto e não há retardo de tempo incluído propositalmente;
- *Relé de Sobrecorrente de Tempo Definido (RSTD)* – Este relé tem o tempo de atuação igual para todos os valores de corrente. Uma vez ajustado o tempo de atuação e a corrente mínima de atuação, o relé atua neste tempo para qualquer valor de corrente igual ou superior ao valor mínimo ajustado;
- *Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso (RSTI)* – O tempo de atuação do relé é inversamente proporcional ao valor da corrente. Isto é, o relé atua em tempos

decrecentes à medida que os valores de corrente aumentam e vice-versa. A curva inversa pode ser alterada e diversas formas de atuação podem ser obtidas destacando-se normalmente inversa (NI), muito inversa (MI) e extremamente inversa (EI).

Todas as características de atuação citadas podem ser observadas na Figura 2-6 [MELLO, 1979].

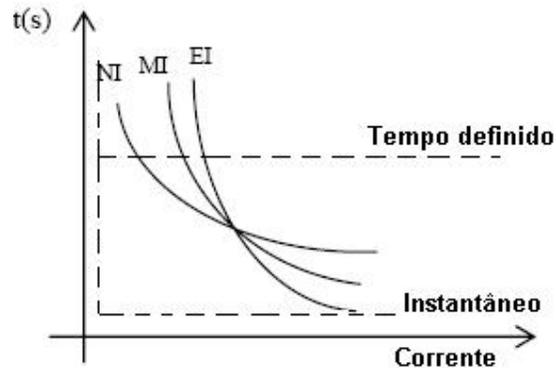


Figura 2-6 – Curvas características de atuação de um relé de sobrecorrente

Ressalta-se, no entanto, que ao longo dos últimos anos os relés de proteção sofreram uma evolução substancial em seus aspectos construtivos, dimensionais e de operação, tendo em vista a necessidade de dispositivos que possibilitassem uma maior análise tanto qualitativa quanto quantitativa, bem como unidades que possibilitassem um maior leque de aplicações em uma mesma plataforma. Dentre os fatores que contribuíram para esta substancial evolução destacam-se os avanços tecnológicos relacionados à microeletrônica, informática e comunicação de dados [SILVEIRA, 2005].

2.5.1. Relés Eletromagnéticos

Fundamentalmente existem dois princípios de operação de relés eletromagnéticos - operação por atração eletromagnética e indução eletromagnética [ELETROBRAS, 1982].

2.5.1.1. Operação por atração eletromagnética

A operação destes relés deve-se a atração de uma haste para o interior de uma bobina ou pela atração de uma armadura pelos pólos de um eletroímã. Esta atração permite o fechamento do contato para energização da bobina de abertura do disjuntor [ELETROBRAS, 1982].

Estes relés são sensíveis tanto à corrente alternada, quanto à corrente contínua e, como tais, respondem tanto a componente fundamental da corrente alternada de curto-circuito, quanto à componente contínua transitória (devido à assimetria da corrente de falta).

Os relés de atração eletromagnética são do tipo instantâneo e tem muitas aplicações na proteção de sistemas elétricos quando se deseja alta velocidade na eliminação da falta.

2.5.1.2. Operação por indução

O princípio de funcionamento destes tipos de relés é o mesmo de motores de indução, no qual o torque é desenvolvido por indução no rotor [MELLO, 1979] e funcionam somente com corrente alternada, não sendo sensibilizados pela componente contínua das correntes de curto-circuito.

Existem dois tipos básicos de relés de indução, disco e cilindro (copo), e estes podem ser temporizado e instantâneo. Os diferentes intervalos de tempo de atuação são obtidos pelo posicionamento inicial do disco, de tal maneira que se pode variar o comprimento do caminho a ser percorrido pelo contato móvel e esta posição inicial é ajustada por intermédio do dial de tempo. Os valores relativos à corrente de atuação podem ser alterados sem variar a força da mola através da bobina de excitação e esta variação é controlada por tapes do relé [CEMIG, 1994]. O tempo gasto para o contato móvel retornar a posição inicial após a sensibilização do relé é denominado tempo de restabelecimento (tempo de *reset*).

A Figura 2-7 ilustra à esquerda as diversas partes componentes de um relé de indução e à direita o relé com disco de indução.

- redução de espaço físico, pois era possível incorporar três dispositivos em uma única unidade trifásica;
- maior sensibilidade em operações com níveis de tensão e correntes muito reduzidos;
- maior faixa de ajustes, com menores incrementos, facilitando a seletividade;
- maior velocidade de atuação;
- maior integração permitindo ao sistema múltiplas funções.

Entretanto, estes dispositivos apresentam alta sensibilidade a campos eletromagnéticos externos causando atuações indevidas, perdas financeiras associadas, exigindo em sua fabricação o uso de blindagens apropriadas. Na Figura 2-8 pode-se observar alguns modelos de relés estáticos analógicos [SILVEIRA, 2001].



Figura 2-8 – Relés estáticos analógicos [Cortesia: GE]

2.5.3. Relés Estáticos Digitais

Os relés estáticos digitais melhoraram de maneira significativa os sistemas de proteção, possibilitando a aquisição de informações e que ajustes fossem feitos remotamente através de canais de comunicação.

Estes relés têm sua lógica de operação baseada inteiramente no funcionamento de portas lógicas digitais (AND, OR, etc.) e os arranjos destas portas constituem os circuitos seqüências e combinacionais que associados a outros elementos de sincronização e memória executam determinadas funções de proteção. A Figura 2-9 ilustra um relé estático digital.



Figura 2-9 – Relé estático digital [Cortesia: Power Management].

Estudos realizados mostram que os relés digitais:

- fornecem relatórios de eventos completos para cada perturbação detectada;
- possuem funções de auto-teste automático;
- possuem algoritmos para localização de faltas [SCHWEITZER, 1992];
- podem ser facilmente coordenados com outros dispositivos de proteção, pois as características Tempo \times Corrente são definidas por equações normalizadas.

Entretanto, não são adaptáveis às mudanças de topologia da rede [SCHWEITZER, 1992].

2.5.4. Relés Microprocessados – Numéricos

Desde meados dos anos 60 e 70 a tecnologia referente aos relés microprocessados vem sendo estudada, sendo que a primeira publicação foi realizada por G. D. Rockefeller em 1969 [FUPAI, 2004].

Estes relés oferecem muitas vantagens sobre as outras tecnologias, tais como menor espaço utilizado no painel, redução no número de componentes, registro de eventos pós-falta, sistema de oscilografia, captura e armazenagem de dados, localização de faltas, alarme de mau funcionamento, adaptabilidade, coordenação e seletividade lógica, localização de defeitos, protocolos de comunicação, ferramenta de automação, funções relacionadas à Qualidade da Energia Elétrica [MOONEY, 2006].

Estes dispositivos são construídos em torno de um processador digital que executa continuamente um programa que verifica os sinais de entrada implementando uma ou mais funções da proteção, conforme pode ser observado na Figura 2-10 [SCHWEITZER, 1992].

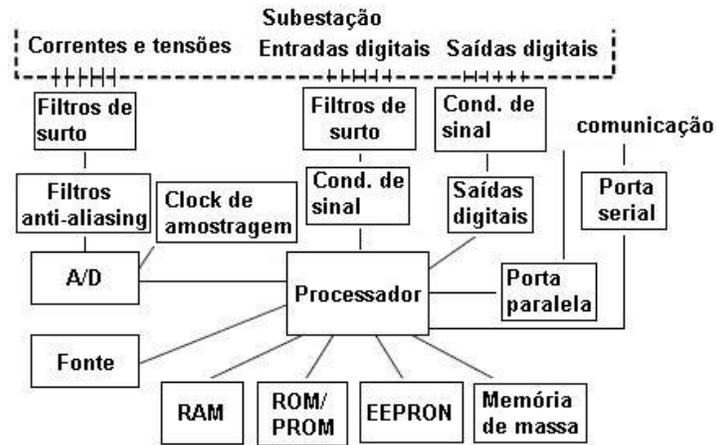


Figura 2-10 – Blocos lógicos de um relé numérico – microprocessado [SCHWEITZER, 1992].

Atualmente, é possível determinar com precisão as condições operacionais quando das ocorrências de faltas no sistema elétrico, e com o uso de portas de comunicação RS232 e RS485 é viável transmitir tais informações à distância, concentrando estes dados em um ponto central [SILVEIRA, 2001]. Estes relés permitem uma maior flexibilidade nos esquemas de proteção e uma característica relevante refere-se à *flex-curve*, que possibilita criar a própria curva do usuário eliminando com isso qualquer possibilidade de não seletividade entre sistemas [GE MULTILIN, 2006], conforme pode ser observado na Figura 2-11.

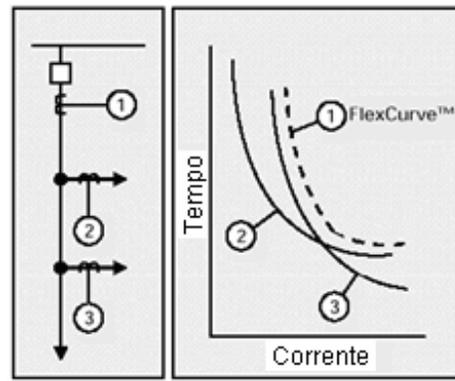


Figura 2-11 – Desenvolvimento de uma *Flex-Curve* [Cortesia: GE].

Os denominados relés numéricos (microprocessados), juntamente com uma série de outros dispositivos de medição e controle também numéricos, têm recebido nos dias atuais a denominação de *IEDs – Intelligent Electronic Devices*.

Apesar dos inúmeros benefícios encontrados nestes relés, atualmente, tem se especulado sobre a viabilidade dos *open systems relaying* [MCLAREN, 1994], ou seja, relés que

podem ser acrescentados, alterados, ajustados pelo usuário ou outro especialista e que se comunicam com qualquer outro *IED* de diferentes fabricantes. Atualmente já é possível encontrar esta funcionalidade nos relés microprocessados mais modernos, sendo uma ferramenta de propósito geral, realizando numerosas tarefas com diferentes aplicativos de *software*, diferentes programas de proteção para as diferentes partes do sistema elétrico – de um simples relé de sobrecorrente a um relé de distância de alta velocidade. Este tipo de relé pode ser observado na Figura 2-12 e veio para universalizar as aplicações dos relés microprocessados, possibilitando à engenharia de aplicação criar lógicas de intertravamentos cada vez mais complexas e sistemas de gerenciamento de redes elétricas [UNIVERSAL RELAY, 2006].

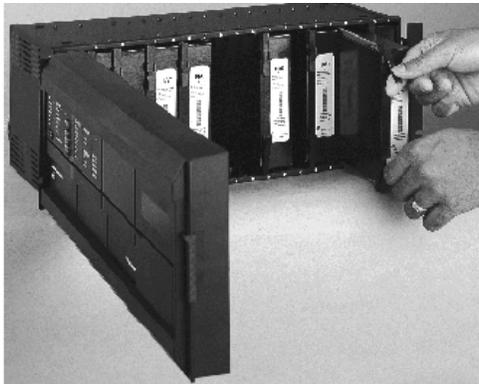


Figura 2-12 – Relés microprocessados - *open systems relaying* [Cortesia: GE].

Inicialmente idealizados para concessionárias, hoje amplamente utilizados em indústrias, estes relés permitem *upgrade de hardware* sem a necessidade de substituir o equipamento ou retirá-lo do painel. Permite também, em função de sua modularidade, a transformação de uma unidade de proteção de alimentadores em unidade de proteção de transformadores, simplesmente trocando o módulo de CPU [FUPAI, 2004].

Lógicas complexas de intertravamento são possíveis pelo uso da tecnologia *FlexLogic*, que permite o uso de informações oriundas de diferentes relés para a tomada de decisões de um outro relé, somente com o uso da comunicação entre eles via fibra ótica redundante, sem o uso de fiação complexa e desnecessária [UNIVERSAL RELAY, 2006]. O uso destes intertravamentos via *LAN* de alta velocidade permite aplicações de seletividade lógica a grandes distâncias, relés para aplicação diferencial em linhas de transmissão e relés de comparação direcional. Além disso, a universalização das

ocorrências na mesma base de tempo entre relés é possível via o uso de sinais IRIG-B provenientes de um GPS (*Global Positioning System*) [FUPAI, 2004].

2.5.5. Normalização das Curvas dos Relés

As curvas de atuação Tempo \times Corrente dos relés podem ser modeladas de acordo com as normas IEEE, IEC/ABNT, IAC e US, conforme apresentado no Anexo A. No entanto, se nenhuma destas normas possibilitar o desenvolvimento de uma curva com o tempo de atuação desejado, pode-se utilizar as equações referentes à I^2t ou mesmo a *FlexCurves*TM. Desta forma, é possível desenvolver uma curva com qualquer relação entre o tempo de atuação e o valor de corrente. Porém, somente dispositivos mais modernos como relés numéricos e analógicos apresentam suas curvas baseadas nestas normas ou possibilitam o desenvolvimento de curvas com diferentes características de operação.

2.5.6. Aplicação dos Relés

Os relés de sobrecorrente temporizado e instantâneo são utilizados na saída das subestações garantindo a proteção contra possíveis defeitos que venham a ocorrer na rede de distribuição [CEMIG, 1994].

Estes dispositivos são utilizados também na proteção das saídas dos alimentadores e neste caso estão associados a um disjuntor com religamento automático feito através de relé de religamento [CPFL, 2003].

2.6. RELÉS DE RELIGAMENTO

Os relés de religamento têm a função de comandar de maneira automática o religamento do disjuntor após este ter sido operado pelo relé de sobrecorrente. Pode ser instantâneo ou temporizado, com o número de operações variando de um até quatro. Quando o relé de sobrecorrente aciona a abertura do disjuntor o relé de religamento é energizado, iniciando-se então o processo de religamento do disjuntor [CEMIG, 1994].

Se o defeito for extinto antes da última operação de religamento programada o relé não fica bloqueado e o disjuntor fecha conforme o ciclo de operação apresentado na Figura 2-13 [WOODWARD, 2007]. Os relés geralmente estão ajustados para um número

máximo de dois religamentos devido às restrições operativas dos disjuntores [CEMIG, 1994].

Para proteção de tronco de alimentadores utilizando relés eletromecânicos geralmente utiliza-se o esquema com 2 (dois) ou 3 (três) relés de fase e 1 (um) relé de neutro em conjunto com um relé de religamento (79) que é um relé auxiliar usado para comandar o religamento do disjuntor correspondente [BANDEIRANTE, 1987]. Ressalta-se que nos relés microprocessados as funções de proteção, inclusive a de religamento, são incorporadas em um mesmo relé.

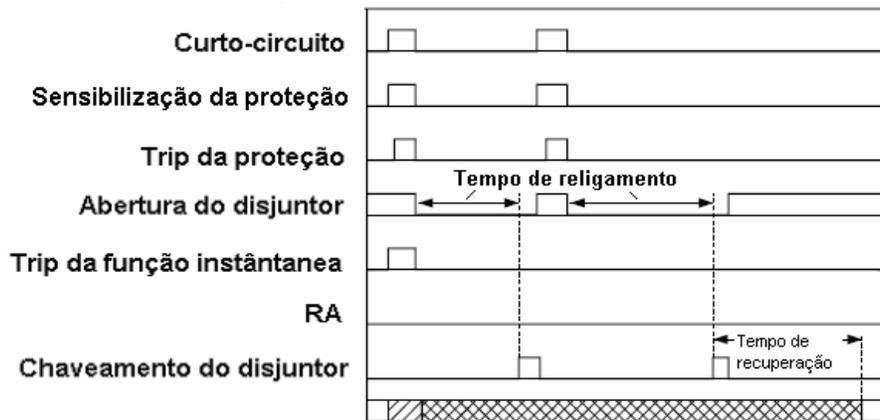


Figura 2-13 – Ciclo de operação de um relé de religamento para falta transitória [Cortesia: Woodward]

2.7. RELIGADORES

Os religadores são definidos segundo a norma IEEE C37-60 [IEEE C37.60, 1981] como:

Dispositivo autocontrolado automático que interrompe e religa um circuito de corrente alternada com uma seqüência pré-determinada de abertura e fechamento seguido por uma reinicialização, permanecendo fechado ou bloqueado de acordo com as suas instruções operativas.

Estes dispositivos de proteção são capazes de realizar automaticamente operações de energização e interrupção de circuitos podendo efetuá-las por um número pré-determinado de vezes quando em condições de sobrecorrentes [CEMIG, 1994].

Na ocorrência de faltas os religadores são sensibilizados por sobrecorrentes iniciando o ciclo de operação. Caso a sobrecorrente persista a seqüência de abertura e fechamento dos contatos é repetida até três vezes consecutivas e, após a quarta abertura, os contatos

ficam abertos e bloqueados isolando a parte defeituosa do sistema. Caso o defeito desapareça após o primeiro, segundo ou terceiro intervalo de religamento e decorrido o tempo de reinicialização, o mecanismo rearma-se automaticamente tornando o religador apto a realizar novamente a seqüência completa de operações ajustadas no religador [ELETROBRAS, 1982].

A evolução tecnológica propiciou aumentar a capacidade de interrupção e a capacidade de condução permitindo o uso de religadores como dispositivos seccionalizadores. Tal evolução também propiciou o desenvolvimento de diferentes tipos construtivos de religadores e, atualmente, podem ser classificados segundo o número de fases (monofásicos ou trifásicos), o tipo de controle (hidráulico ou eletrônico) e o meio onde ocorre a interrupção (óleo ou vácuo).

Os religadores são amplamente utilizados pelas concessionárias de distribuição de energia. Seu uso aumentou em função das desvantagens geradas pela atuação indesejada dos elos-fusíveis em alguns casos, pois estes dispositivos não são capazes de diferenciar uma falta permanente de uma falta transitória, sendo que estas últimas representam de 80 a 95% dos casos de faltas ocorridos [GIGUER, 1988; CEMIG, 1994]. A ampla aplicação de religadores pelas concessionárias resultou em alguns benefícios como um menor número de queima de elos-fusíveis, menor deslocamento de equipes para manutenção, facilidade de manobras, melhor seletividade de defeitos, minimização dos efeitos maléficos às redes pelos curto-circuitos e menores danos aos condutores e transformadores [GIGUER, 1988]. Adicionalmente, pode-se também citar a melhoria dos indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica.

Entre outras vantagens apresentadas pelos religadores pode-se mencionar que os tempos de operação, o número de interrupções, os ajustes da corrente de disparo e outros parâmetros podem ser modificados pelo usuário, resultando em grande flexibilidade e possibilitando a coordenação e seletividade com outros dispositivos de proteção.

Os religadores mais modernos permitem que seu controle e monitoramento sejam feitos remotamente através de diversos meios de comunicação, além de possuir registradores de perturbação cujos dados também podem ser acessados remotamente.

2.7.1. Classificação dos Religadores Quanto ao Número de Fases

2.7.1.1. Religadores monofásicos

Tais religadores podem ser utilizados em circuitos monofásicos e também em circuitos trifásicos se as cargas forem predominantemente monofásicas. Desta forma, na ocorrência de uma falta permanente para a terra somente a fase com defeito é bloqueada enquanto o serviço é mantido para as cargas monofásicas alimentadas pelas fases não defeituosas [CEMIG, 1994].

2.7.1.2. Religadores trifásicos

Os religadores trifásicos são utilizados onde é necessário o bloqueio das três fases simultaneamente, para qualquer tipo de falta permanente, a fim de evitar que cargas trifásicas sejam alimentadas com apenas uma ou duas fases. Estes religadores são divididos em dois grupos:

Religadores Trifásicos com Operação Monofásica e Bloqueio Trifásico – estes dispositivos geralmente são de menor dimensão, constituídos de três unidades religadoras monofásicas montadas num mesmo tanque e interligadas entre si de modo a realizar o bloqueio trifásicamente. No entanto, cada fase opera de maneira independente. Se em qualquer uma das fases ocorrer a seqüência de operações programada, implicando no bloqueio da mesma, as outras duas fases serão disparadas e bloqueadas pelo mecanismo que as interliga [CEMIG, 1994].

Religadores Trifásicos com Operação Trifásica e Bloqueio Trifásico – estes dispositivos geralmente são de maior dimensão e todas as três fases recebem o comando de disparo simultaneamente, assim como em disjuntores. São utilizados onde se faz necessário o bloqueio das três fases simultaneamente, para qualquer tipo de falta permanente, evitando-se que cargas trifásicas sejam alimentadas com apenas uma ou duas fases [CEMIG, 1994].

2.7.2. Classificação dos Religadores Quanto ao Tipo de Controle

2.7.2.1. Religadores hidráulicos

Nos religadores hidráulicos as sobrecorrentes são detectadas por bobinas ligadas em série com o circuito no qual o religador está inserido. A bobina série aciona o mecanismo de abertura do religador quando é sensibilizada por níveis de corrente que

atingem 200% de sua corrente nominal ou 140% para os religadores da *McGraw Edison* em que a capacidade nominal está sucedida pela letra X.

A bobina série atua para a abertura do religador obedecendo as curvas características Tempo x Corrente rápidas (instantâneas) ou lentas (temporizadas). O número de operações rápidas é um parâmetro ajustável, enquanto o número de operações lentas é estabelecido automaticamente pela diferença entre o número de operações máximas do religador e o número de operações rápidas [CEMIG, 1994].

2.7.2.2. Religadores eletrônicos

Nos religadores eletrônicos as sobrecorrentes são detectadas por transformadores de corrente (TCs) instalados no próprio dispositivo e conectados em cada fase do sistema de distribuição. Estes TCs alimentam, via corrente residual, um sensor eletrônico que tem a função de controlar os mecanismos de abertura e fechamento do religador. O princípio de funcionamento do sensor eletrônico para proteção de terra é semelhante ao sensor eletrônico para proteção de fase [CEMIG, 1994].

A seqüência de operação do sensor terra não depende da seqüência de operação da bobina série e nos religadores eletrônicos o sensor terra é um circuito que funciona em paralelo ao circuito da proteção de fase. O número de operações rápidas de terra é definido em mecanismo distinto da bobina série e o número de operações lentas é estabelecido automaticamente como na bobina série de religadores hidráulicos. Quando a corrente de falta para a terra for suficiente para sensibilizar a bobina série a abertura do religador fica a cargo da proteção que vier a atuar mais rápido. Dessa forma, o número máximo de operações rápidas deste religador é determinado pela proteção que possuir maior número de operações rápidas [CEMIG, 1994].

Estes religadores atuam segundo as características Tempo x Corrente e apresentam maior flexibilidade e precisão nos ajustes quando comparados aos religadores hidráulicos. As correntes de disparo e a seqüência de operação são ajustadas no circuito do sensor eletrônico sem a necessidade de desenergizar o religador, pois o sensor está montado em uma placa separada do tanque do religador [CEMIG, 1994], conforme pode ser observado na Figura 2-14.

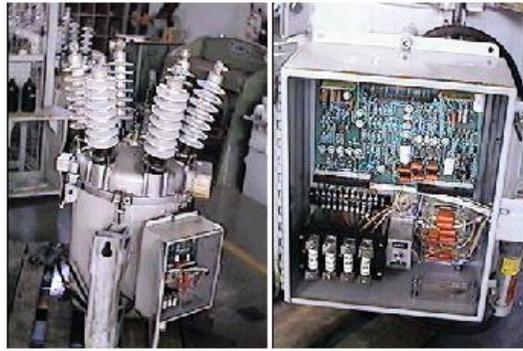


Figura 2-14 – Religador com controle eletrônico externo ao tanque [Cortesia: Cooper Power].

O nível de corrente de atuação é determinado por resistores que podem ser colocados ou retirados do circuito através de encaixes, ressaltando-se que os resistores para as três fases devem ter valores iguais. O número total de operações e o número de operações rápidas são definidos em mecanismos no próprio religador de maneira análoga aos religadores hidráulicos [CEMIG, 1994].

2.7.2.3. Religadores microprocessados

Os religadores microprocessados não oferecem apenas proteção contra sobrecorrente, mas também contra sub ou sobrefreqüência, sub ou sobretensão e apresentam até mesmo elemento de proteção direcional [SEL, 2006].

Alguns controladores ainda oferecem a opção de realizar medição de potência e energia ativa e reativa, além do fator de potência. Além disso, podem oferecer um histórico de uma ocorrência de falta informando a data e a hora da falta, freqüência da tensão no início da falta, magnitude das correntes das fases e neutro, entre outras informações [SEL, 2006].

Estes religadores oferecem uma vasta opção de curvas Tempo x Corrente para se realizar o ajuste do elemento de sobrecorrente. Tem-se, por exemplo, todas as curvas características dos religadores hidráulicos e eletrônicos mais as curvas características da norma ANSI e IEC. Esta característica permite uma maior flexibilidade na coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção envolvidos.

É possível com esta tecnologia realizar um monitoramento à distância do estado operacional do religador, das manobras realizadas e dos ajustes de alguns parâmetros da central remota [SEL, 2006].

2.7.3. Classificação dos Religadores Quanto ao Tipo de Interrupção

2.7.3.1. Religadores com interrupção a óleo

Neste tipo de religadores o óleo é utilizado para isolamento e como meio dielétrico para a interrupção do arco. No caso específico de religadores hidráulicos o óleo é utilizado, além das finalidades acima descritas, para temporização e contagem de operações. A Figura 2-15 mostra um religador trifásico a óleo.



Figura 2-15 – Religador trifásico com interrupção a óleo [Cortesia: Cooper Power]

2.7.3.2. Religadores com interrupção a vácuo

Nestes religadores, o vácuo é utilizado como meio dielétrico, apresentando como vantagem principal a necessidade mínima de manutenção em comparação com a interrupção a óleo. Na Figura 2-16 pode-se observar um religador trifásico hidráulico e com isolamento a vácuo.



Figura 2-16 – Religador trifásico com interrupção a vácuo [Cortesia: Cooper Power].

2.7.4. Retrofit em Religadores

O *retrofit* de religadores é uma atualização tecnológica de religadores antigos visando acrescentar novas funções no dispositivo. Basicamente esta atualização é executada através da instalação de um novo painel de controle no religador equipado com relé digital numérico que disponibiliza as modernas tecnologias na área de proteção, controle e monitoramento.

Este procedimento possibilita um ganho considerável nas características do religador, pois melhora a performance do dispositivo no aspecto proteção, passando a ser muito mais versátil e amplo, possibilitando ganhos de qualidade na seletividade e coordenação com outros dispositivos de proteção.

Apesar dos custos associados o retorno financeiro vem com a redução dos procedimentos operacionais e de manutenção. Em níveis operacionais o religador passa a ser telecomandado dispensando a presença de eletricitas no campo para efetuar ajustes ou operação do equipamento.

A aplicação de *retrofit* destina-se principalmente a religadores trifásicos a vácuo sendo que algumas concessionárias de energia têm adotado este procedimento com sucesso.

2.7.5. Operações dos Religadores

2.7.5.1. Operações na bobina série

Quando os religadores são sensibilizados por uma sobrecorrente e a contagem de tempo é iniciada ocorre a energização de disparo proveniente do circuito primário. Esta energização é realizada pela bobina-série e as funções temporizadas são em seguida controladas por um sistema hidráulico. A força de abertura dos contatos é fornecida por molas carregadas por uma operação prévia de fechamento ou durante uma operação de religamento. A força de fechamento dos contatos é fornecida pelo carregamento das molas após o comando de disparo ou por energia fornecida pelo circuito primário (ou circuito auxiliar) através de uma bobina de fechamento.

2.7.5.2. Operações na bobina shunt

As bobinas de derivação *shunt* identificam as sobrecorrentes por meio de TCs conectados internamente às buchas do dispositivo. A energia para o comando de disparo não é fornecida pelo circuito primário e sim por fontes externas, podendo, no entanto, as

baterias serem recarregadas através do circuito primário utilizando TCs ou TPs. Todas as funções de temporização são controladas por sistemas eletrônicos ou por relés de proteção instalados na parte externa do religador e a força de abertura e fechamento dos contatos é similar ao da bobina série.

2.7.5.3. Operações para bloqueio

Os religadores possuem a função de bloqueio. Após uma seqüência típica de quatro disparos e três religamentos os contatos se abrem e permanecem bloqueados como ilustra a Figura 2-17. Ressalta-se que caso algum dos religamentos obtenha sucesso (eliminação da falta transitória) o mecanismo de operação do religador volta à posição inicial, estando o religador apto a atuar novamente pelo primeiro intervalo de religamento. Caso a falta não seja eliminada antes do último comando de disparo temporizado o religador interrompe o circuito, permanecendo bloqueado até que seja manualmente religado [TOTH, 1994].

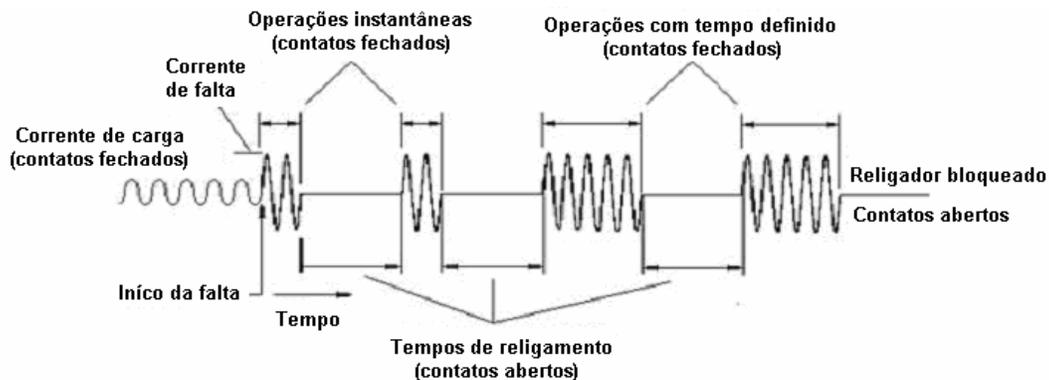


Figura 2-17 – Seqüência de operação de um religador [TOTH, 1994].

2.7.6. Aplicação dos Religadores

Os religadores são utilizados nas seguintes situações [ALBINI, 2003]:

- nos circuitos de saída de alimentadores de subestações de distribuição onde se deseja coordenação ou seletividade com os demais dispositivos de proteção instalados a jusante na rede;
- em redes de distribuição onde se deseja suprir áreas sujeitas a faltas transitórias, cuja probabilidade elevada de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos;

- em redes de distribuição, após carga cuja continuidade de serviço seja um requisito importante;
- em circuitos longos onde se deseja criar zonas de proteção através de ajustes apropriados devido às diferenças de níveis de curto-circuito.

2.7.7. Critérios para Especificação dos Religadores

Os critérios para especificação destes dispositivos estão baseados nas definições contidas na norma IEEE C37.60 [IEEE C37.60, 1981] e a ABNT NBR 8177 [NBR 8177, 1983] destacando-se:

- **corrente nominal** – valor de corrente permanente (em Ampères) que o religador é capaz de conduzir. No caso de religadores hidráulicos esta associada à capacidade da bobina série;
- **tensão nominal** – valor de tensão em kV que o religador foi projetado para operar continuamente. Deve ser compatível com a classe de tensão do sistema onde será instalado;
- **nível básico de isolamento (NBI)** – nível de isolamento do dispositivo em kV, devendo ser compatível com o NBI do sistema;
- **capacidade dinâmica ou instantânea** – capacidade do religador de suportar o valor de crista inicial da corrente de curto-circuito assimétrica;
- **corrente simétrica de interrupção ou de ruptura** – corrente máxima (em kA) que o religador é capaz de interromper. Esta corrente deve ser maior que a máxima corrente de curto-circuito trifásica ou fase-terra no ponto de sua instalação;
- **corrente mínima de disparo** – está associada exclusivamente a religadores com bobina série. Para esses religadores a corrente mínima de disparo deve ser duas vezes o valor da corrente nominal do dispositivo;
- **tempo de religamento** – é o tempo compreendido entre a operação de abertura e subsequente fechamento dos contatos do religador;
- **tempo de rearme ou reinicialização** – é o tempo necessário para que o religador anule as suas operações executadas tornando-se apto para iniciar novamente a seqüência de operações pré-estabelecidas;

- **número máximo de aberturas** – formado pelo número de operações na curvas rápidas e lentas dos religadores, podendo-se ter as seguintes combinações: uma rápida e três lentas; duas rápidas e duas lentas; três rápidas e uma lenta; todas rápidas ou todas lentas;
- **ciclo de operação** – número de operações a serem realizadas podendo-se ter de uma a quatro aberturas. Para ilustrar o ciclo de operação considera-se uma interrupção seguida de um religamento, conforme pode ser observado na Figura 2-18.

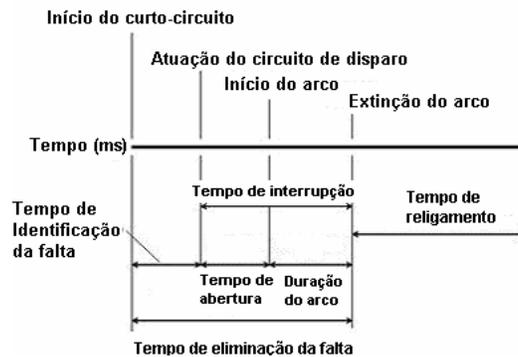


Figura 2-18 – Ciclo de operação dos religadores [IEEE C37.60, 1981]

2.8. SECCIONALIZADORES

A norma americana IEEE C37-63 [IEEE C37.63, 2005] define um seccionizador automático como sendo:

Um dispositivo de abertura que interrompe automaticamente o circuito elétrico principal após sentir e responder a um número de impulsos de corrente com magnitude igual ou superior a um valor predeterminado, mantendo o circuito isolado enquanto os contatos permanecerem abertos.

Diante desta definição os seccionizadores são dispositivos automáticos projetados para operar em conjunto com o religadores ou com disjuntores associados a relés de religamento, sendo sempre instalados dentro da zona de proteção destes últimos, conforme pode ser observado na Figura 2-19 [CPFL, 2003].

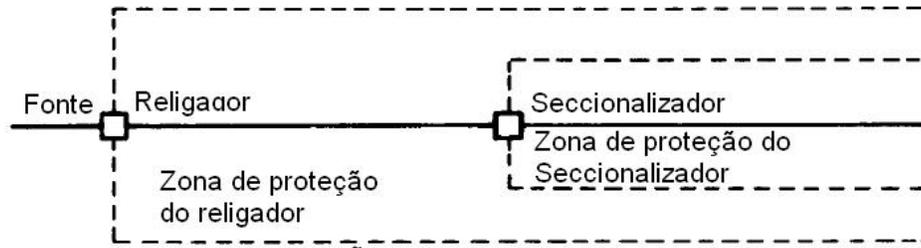


Figura 2-19 – Zonas de proteção das seccionalizadores.

Em uma concepção mais simples os seccionalizadores são basicamente uma chave com capacidade de fechamento e abertura em carga nominal possuindo, portanto, as características de um equipamento de manobra. Além disso, o custo deste dispositivo de proteção é aproximadamente 60% do valor de um religador [CPFL, 2003].

A grande diferença entre os seccionalizadores e os demais dispositivos de proteção é o fato de não possuírem curva característica Tempo x Corrente. Isto permite maior flexibilidade no projeto de coordenação, principalmente, entre dispositivos de proteção com curvas de atuação muito próximas, onde seria impossível acrescentar mais um passo de coordenação com outro tipo de dispositivo de proteção.

Quanto aos ajustes menciona-se que a bobina série do seccionalizador hidráulico deve coordenar com a bobina série do religador hidráulico. Por exemplo, um religador com bobina série com capacidade de condução contínua de corrente de 50 A coordena com um seccionalizador com capacidade de condução contínua de corrente de 50 A. Assim o seccionalizador pode conduzir a mesma corrente do religador, mas para que haja coordenação sua corrente mínima de atuação deve ser 80% da corrente de atuação do religador. No caso exemplo acima, como a corrente de atuação mínima do religador é 100 A (200% do valor nominal da sua bobina) a corrente de atuação do seccionalizador deve ser de 80 A (160% do valor nominal da bobina série) [CEMIG, 1994].

Os seccionalizadores podem ser classificados quanto ao número de fases (monofásico e trifásico), tipo de controle (hidráulico, eletrônico e microprocessado) e meio de interrupção (óleo, vácuo e SF6).

2.8.1. Classificação dos Seccionalizadores Quanto ao Número de Fases

2.8.1.1. Seccionalizadores monofásicos

Os seccionalizadores monofásicos são utilizados exclusivamente para o seccionamento automático de sistemas monofásicos primários de distribuição [ELETROBRAS, 1982].

2.8.1.2. Seccionalizadores trifásicos

Os seccionalizadores trifásicos são utilizados exclusivamente para o seccionamento automático de sistemas trifásicos primários de distribuição [ELETROBRAS, 1982].

2.8.2. Classificação dos Seccionalizadores Quanto ao Tipo de Controle

2.8.2.1. Seccionalizadores hidráulicos

Os seccionalizadores hidráulicos foram projetados originalmente para serem utilizados como religadores hidráulicos e entre os principais elementos deste dispositivo controlado hidráulicamente estão: a bobina série, o pistão de disparo, as molas e válvulas de retenção. Estes seccionalizadores operam com base no fluxo de corrente através da bobina série e o tempo de memória é função da viscosidade do óleo no mecanismo hidráulico, que depende da temperatura do mesmo [CEMIG, 1994]. A Figura 2-20 ilustra um seccionizador monofásico e um trifásico ambos com controle hidráulico.

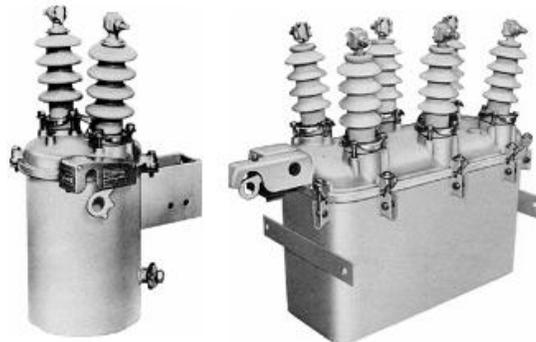


Figura 2-20 – Seccionalizadores monofásico e trifásico com controle hidráulico [Cortesia: Cooper Power]

2.8.2.2. Seccionalizadores eletrônicos

De maneira similar ao que ocorre com os seccionalizadores com controle hidráulico, as unidades controladas eletronicamente preparam-se para contar quando ocorre uma sobrecorrente e completam a contagem quando o circuito for desenergizado. A diferença está no fato de que os seccionalizadores com controle eletrônico têm as operações supervisionadas por circuitos de estado sólido e as funções estão definidas por componentes eletrônicos.

Estes seccionalizadores são mais flexíveis e precisos do que os controlados hidráulicamente. O número de contagens, o nível da corrente de atuação e o tempo de

memória são facilmente ajustados no circuito do sensor eletrônico. A Figura 2-21 ilustra um seccionalizador trifásico com controle eletrônico.

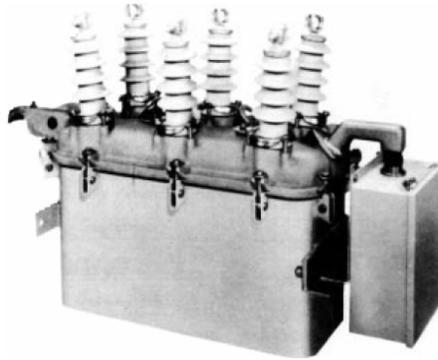


Figura 2-21 – Seccionalizador trifásico com controle eletrônico [Cortesia: Cooper Power].

2.8.3. Classificação dos Seccionalizadores Quanto ao Meio de Interrupção

2.8.3.1. Seccionalizadores a óleo

Os seccionalizadores a óleo podem ser monofásicos ou trifásicos e a interrupção da corrente de carga é realizada através do óleo. O mecanismo de controle pode ser atuado através de uma bobina série ou por derivação (*shunt*) através de TCs. A temporização, reinicialização, contagem e outras operações de controle podem ser realizadas através de dispositivos eletromecânicos ou eletrônicos.

2.8.3.2. Seccionalizadores a vácuo

Os seccionalizadores a vácuo podem ser monofásicos ou trifásicos. O interruptor de corrente é composto de dois contatos separados que trabalham no vácuo dentro de uma cápsula hermética, o que permite a interrupção da corrente de carga. Geralmente, estes seccionalizadores utilizam óleo mineral de alta qualidade que lubrifica e isola os interruptores a vácuo, não requerendo manutenção periódica. Estes seccionalizadores atuam pela perda do sinal de tensão e utilizam temporizadores para controlar as operações de disparo, fechamento e bloqueio.

2.8.4. Acessórios para os Seccionalizadores

A aplicação adequada de seccionalizadores frequentemente necessita da utilização de restritores (disponíveis somente em unidades trifásicas), o que habilita o seccionalizador a discriminar entre operação de dispositivos de proteção no lado da fonte ou no lado da carga [CEMIG, 1994].

Os acessórios são destinados a aumentar a flexibilidade e são basicamente circuitos eletrônicos que adicionados aos seccionalizadores hidráulicos ou eletrônicos evitam operações indesejadas e permitem coordenação adequada com outros dispositivos de proteção.

2.8.4.1. Acessório restritor de tensão

Este acessório é projetado para ser inserido em seccionalizadores hidráulicos, exceto nos monofásicos, e faz com que sejam contadas somente as operações do dispositivo situado a montante (lado da fonte), ou seja, deve impedir a contagem se ainda houver tensão no ponto de instalação do seccionizador, após ter cessado a corrente de defeito. É indicado para permitir que a seqüência de operações do religador de retaguarda possa ter duas operações rápidas e duas temporizadas [CPFL, 2003; CPFL, 2006]. Por exemplo, no caso de um elo-fusível situado à jusante do seccionizador interromper uma corrente de falta, a tensão continua presente no seccionizador e este, então, poderia realizar uma contagem mesmo que o religador não efetue nenhuma abertura. Porém, caso seja aplicado o restritor de tensão este acessório impede que o seccionizador conte uma interrupção [CEMIG, 1994].

2.8.4.2. Acessório restritor de corrente

O acessório restritor de corrente, disponível para seccionalizadores eletrônicos, desempenha a mesma função que o acessório restritor de tensão efetua nos seccionalizadores hidráulicos, embora sua atuação se faça por comparação de correntes, ao invés de tensões. Este acessório já vem incorporado ao sistema básico de controle do seccionizador eletrônico [ELETROBRAS, 1982] e deve impedir a contagem se ainda houver corrente de carga circulando pelo seccionizador ou se esta for maior que 3,5 A, após ter cessado a corrente de defeito [CPFL, 2003; CPFL, 2006].

2.8.4.3. Acessório restritor de corrente de inrush

Em sistemas onde a coordenação é prejudicada por altas correntes de *inrush* e quando este problema não é solucionado pelo aumento da corrente de atuação do seccionizador, pode-se utilizar o restritor de corrente de *inrush* em seccionalizadores eletrônicos.

Quando o religador abre o circuito, deixando, portanto, de haver tensão no lado da fonte do seccionizador, o controle deste equipamento verifica se a corrente através do

mesmo estava acima ou abaixo da sua mínima corrente de atuação. Se a corrente estiver abaixo, a corrente mínima de atuação é aumentada automaticamente segundo um multiplicador pré-determinado (2, 4, 6 ou 8 vezes), permanecendo com este nível elevado de corrente por um período de 5, 10, 15 ou 20 ciclos depois do retorno da tensão. Evidentemente, quando o religador fecha o circuito e a corrente de *inrush* circula pelo seccionizador, o nível de corrente mínima de atuação é, então, suficientemente alto para impedir a contagem [ELETROBRAS, 1982]. Este acessório não permite a contagem quando a corrente for transitória de magnetização de transformadores e de cargas indutivas [CPFL, 2003] e está projetado somente para os seccionizadores com controle eletrônico [CEMIG, 1994].

2.8.5. Proteção de Terra

A proteção de terra é feita por um sensor eletrônico utilizado em seccionizadores eletrônicos para detectar correntes de desequilíbrio e de falta para terra, cujos níveis são inferiores aos níveis de atuação da proteção de fase, e atua de forma independente. O restritor de corrente e restritor de corrente de *inrush* acompanham o sensor de terra para evitar operações indevidas do seccionizador [CEMIG, 1994].

2.8.6. Aplicação dos Seccionizadores

Estes dispositivos geralmente são instalados em substituição às chaves-fusíveis devido às seguintes vantagens [CPFL, 2003]:

- coordenação efetiva em toda a zona de proteção do religador de retaguarda;
- eliminação dos gastos provenientes da troca de elos-fusíveis;
- eliminação da possibilidade de erro humano na troca de elos-fusíveis, que ocasiona a perda parcial de coordenação ou seletividade, prejudicando o desempenho do sistema;
- interrupção das três fases simultaneamente;
- possibilidade de ser usado como chave de manobra sob carga;
- existência de ajustes independentes para operação de fase e de terra.

Porém, esta substituição só é viável economicamente para os sistemas com densidade de carga elevada, carga industrial e cargas especiais [BANDEIRANTE, 1987].

Além das aplicações mencionadas os seccionalizadores são empregados como chave para seccionamento manual sob carga. E, por isso, são instalados para estabelecer economicamente pontos adicionais de seccionamento automático em circuitos de distribuição.

Estes dispositivos de proteção também podem ser instalados nas seguintes situações:

- em pontos da rede onde a corrente é muito alta para a utilização de elos-fusíveis;
- em pontos onde a coordenação com elos-fusíveis não é suficiente para o objetivo pretendido;
- em ramais longos e com elevado número de faltas;
- em circuitos redes de distribuição onde se deseja suprir áreas sujeitas a falhas transitórias, cuja probabilidade elevada de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos;
- após consumidores que podem suportar as operações dos religadores, mas não suportam longas interrupções, no caso do bloqueio do religador, ou seja, onde a continuidade do serviço seja desejada.

2.8.7. Critérios para Especificação dos Seccionalizadores

Para a especificação dos seccionalizadores é necessário considerar os critérios estabelecidos pela norma ANSI/IEEE C37.63 [IEEE C37.63, 2005] destacando-se:

- **corrente nominal (permanente)** – valor RMS de corrente permanente (em Ampères) que o seccionizador é capaz de conduzir. No caso de seccionizadores hidráulicos está associada à capacidade que a bobina série pode suportar sem exceder seu limite térmico. Deve ser superior à máxima corrente de carga do ponto de instalação;
- **tensão nominal** – tensão de serviço em kV do seccionizador e deve ser igual ou superior à tensão do sistema onde será instalado;
- **nível básico de impulso (NBI)** – nível de isolamento do dispositivo em kV, devendo ser compatível com o NBI do sistema;
- **capacidade simétrica de interrupção** – corrente RMS máxima de carga que o seccionizador pode interromper;

- **corrente mínima de atuação** – mínimo valor RMS da corrente requerida para iniciar a operação de contagem;
- **corrente máxima de falta** – corrente assimétrica máxima que o seccionizador pode suportar durante um curto período de tempo antes que a proteção de retaguarda interrompa a falta;
- **tempo de reinicialização** – tempo requerido depois de uma ou mais contagens para que o mecanismo de contagem retorne à posição inicial de operação;
- **tempo de memória** – período de tempo que o seccionizador deve reter a contagem;
- **contagem de disparo** – número de vezes que o seccionizador deve contar antes de abrir o contato e isolar o circuito.

2.9. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Basicamente, os transformadores de correntes (TCs) são constituídos de um núcleo de ferro, de um enrolamento primário que tem geralmente poucas espiras, às vezes, uma única e um enrolamento secundário, que ao contrário do primário, tem um grande número de espiras, sendo que a esse enrolamento são conectados os dispositivos de proteção. Desta forma, os relés são conectados ao sistema de potência através de TCs, que reduzem as correntes de linha a valores compatíveis com aqueles para os quais esses dispositivos foram fabricados.

2.9.1. Tipos de Conexões para Proteção Fase-Terra

Para a detecção de curtos-circuitos a terra os relés de proteção são conectados ao sistema através de dois tipos de conexão de TCs: residual e *ground sensor*.

2.9.1.1. Conexão residual

Uma das conexões amplamente utilizadas para a detecção de faltas a terra é comumente conhecida por “conexão residual” e sua topologia pode ser observada na Figura 2-22. Nesta ilustração observa-se a presença de um relé por fase e um no neutro, sendo que o somatório das correntes de fase é sempre igual a zero nas condições normais de operação e diferente de zero nas demais situações. Dessa forma, o relé de neutro

somente é sensibilizado nas condições de desequilíbrio ou de falta à terra, ou seja, nas situações em que a corrente de neutro do sistema for diferente de zero.

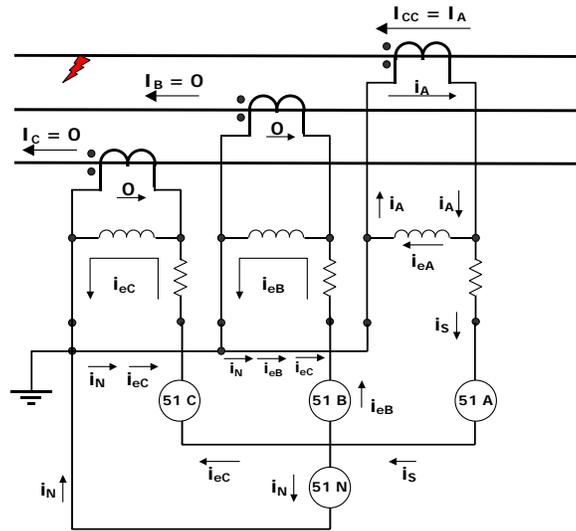


Figura 2-22 – Conexão residual

2.9.1.2. Conexão ground sensor (GS)

A conexão *ground sensor*, representada na Figura 2-23, deve ser utilizada para as situações em que uma maior sensibilidade for requerida para proteção fase-terra.

O princípio de funcionamento da conexão *ground sensor* está relacionada ao desbalanço do campo eletromagnético entre as três fases do sistema. Para as situações em que houver este desbalanço o somatório dos campos torna-se diferente de zero induzindo um sinal tensão nos terminais do torróide.

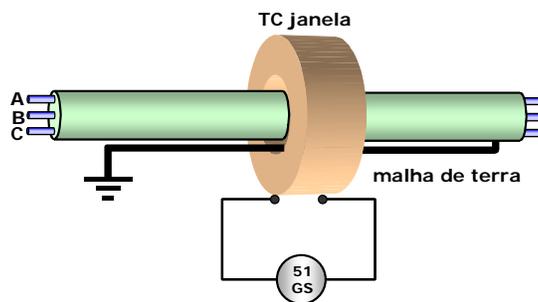


Figura 2-23 – Conexão *ground sensor*

Ressalta-se que a escolha de uma ou outra conexão é função da sensibilidade exigida, do tipo de equipamento protegido, do custo envolvido, dos níveis de corrente circulantes e da viabilidade física de se implementar a conexão *ground sensor* dado que os cabos ou barramentos das três fases devem passar dentro do TC janela.

2.9.2. Critérios para Especificação dos Transformadores de Corrente

Para a especificação de TCs deve-se observar a norma NBR 6856 [NBR 6856, 1992] que regulamentada:

- **corrente nominal** – o valor padrão da corrente do secundário é de 5 ampères, sendo que a corrente do primário pode variar de 5 a 8000 ampères, conforme valores normalizados;
- **relação nominal** – os valores padrões para as relações nominais dos TCs variam de 1:1 a 1600:1;
- **classe de tensão de isolamento nominal** – é definida pela tensão do circuito ao qual o TC é conectado (em geral, é a tensão máxima de serviço);
- **classe de exatidão nominal** – corresponde ao erro máximo de transformação esperado se respeitada a carga permitida e os valores padrões são 0,3; 0,6; 1,2; 3. É importante que os TCs retratem com fidelidade as correntes de falta sem sofrer os efeitos da saturação;
- **carga nominal** – as cargas nominais são designadas por um símbolo, formado pela letra C seguida do número de volt-ampères correspondente a corrente secundária nominal;
- **tensão secundária nominal** – é a tensão que aparece nos terminais de uma carga nominal imposta ao TC a 20 vezes a corrente secundária nominal, sem que o erro exceda o valor especificado;
- **fator de sobrecorrente (FScor)** – relação entre a máxima corrente de curto que os TCs suportam, por curtos períodos, e a sua corrente nominal, sem que este venha a saturar. O valor padrão para FS_{cor} é 20;
- **fator térmico nominal (FT)** – é a relação entre a máxima corrente primária admissível e a corrente primária nominal. Os valores padrões para o FT são: 1,0; 1,2; 1,3; 1,5 e 2,0;
- **limites de corrente de curta-duração para efeito térmico** – é o valor eficaz da corrente primária simétrica (corrente térmica nominal) que o TC pode suportar em 1 segundo;

- **limites de corrente de curta-duração para efeito mecânico** – é o maior valor eficaz de corrente primária simétrica (corrente dinâmica nominal) que o TC pode suportar em 0,1 segundo, com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem causar danos mecânicos, devido às forças eletromagnéticas resultantes.

2.10. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os conceitos referentes aos dispositivos de proteção mais utilizados em sistemas aéreos de distribuição destacando-se: chaves-fusíveis, elos-fusíveis, relés, relé de religamento, religadores e seccionalizadores.

Durante a abordagem de cada dispositivo foi explorado o princípio de funcionamento, as normas que os especificam e as suas aplicações nos sistemas de distribuição.

Realizou-se também uma abordagem sucinta sobre as conexões de TCs visando a proteção fase-terra.

No próximo capítulo serão apresentados os critérios de ajustes e de coordenação para os dispositivos de proteção mencionados neste capítulo.

Capítulo 3

CRITÉRIOS DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Um dos principais objetivos dos estudos de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição é melhorar a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica prestado ao consumidor, minimizando o número de interrupções permanentes.

Estes estudos consistem em selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos de proteção a um sistema elétrico, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida sem que outras partes do mesmo sejam afetadas.

Para garantir a qualidade do fornecimento de energia a proteção do sistema elétrico deve isolar a linha ou o equipamento em falta o mais rápido possível e com o mínimo impacto para o resto do sistema.

As estatísticas indicam que de 70 – 90% [CEMIG, 1994; GIGUER, 1988] das faltas que ocorrem em sistemas de distribuição são transitórias e decorrem da queda de galhos de árvores, descargas atmosféricas, ventos fortes, etc. Dessa forma, os estudos de coordenação e seletividade visam considerar procedimentos específicos para minimizar os efeitos destas faltas nos sistemas elétricos.

Nos estudos de coordenação e seletividade da proteção em sistemas aéreos de distribuição deve-se considerar que a proteção de equipamentos é somente um dos objetivos, não sendo a única finalidade. Considera-se que a proteção de equipamentos, em princípio, já ocorreu no âmbito dos esquemas de proteção da subestação e, portanto, a proteção de distribuição pode dar ênfase ao aspecto da continuidade do suprimento, evitando que uma falta afete muitos consumidores, além de procurar reduzir os tempos de localização desta falta e de reposição do sistema em serviço [FELTRIN, 2000].

Um sistema de proteção bem ajustado possibilita dentre outras vantagens um aumento no faturamento, facilidade de manobras, maior segurança, melhoria na vida útil dos equipamentos protegidos, melhoria da imagem da concessionária junto aos consumidores, menores custos de manutenção e uma redução do número de desligamentos e interrupções.

Neste contexto este capítulo é dedicado à abordagem dos conceitos fundamentais relacionados à proteção dos sistemas elétricos, dos critérios utilizados para a escolha da melhor filosofia para proteção e dos critérios a serem observados quando do estabelecimento dos ajustes dos dispositivos de proteção.

3.2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS

3.2.1. Dispositivos Protetor e Protegido

O dispositivo protetor fica instalado no lado da carga fazendo a proteção primária e é especificado para extinguir uma falta temporária ou permanente antes que o dispositivo de retaguarda interrompa o circuito no caso de elos-fusíveis ou seja bloqueado no caso de religadores e disjuntores associados a relés de religamento.

O dispositivo protegido fica instalado no lado da fonte fazendo a proteção de retaguarda e deve atuar sempre que o dispositivo protetor vier a falhar.

A Figura 3-1 ilustra o posicionamento dos dispositivos protetor e protegido em um circuito elétrico, ressaltando-se que para este caso utilizou-se dois elos-fusíveis. No entanto, pode-se utilizar qualquer outro dispositivo de proteção em uma combinação protetor-protegido.

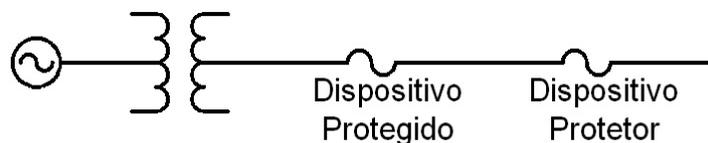


Figura 3-1 – Dispositivos protetor e protegido.

3.2.2. Zonas de Proteção

Os dispositivos de proteção são combinados dois a dois formando zonas de proteção primária (dispositivo protetor) e de retaguarda (dispositivo protegido).

A definição das zonas de proteção de cada dispositivo deve assegurar que interrupções causadas por faltas permanentes sejam restringidas à menor seção do sistema num período de tempo mínimo [ROSSI, 2005].

A Figura 3-2 exemplifica as zonas de atuação da proteção de um sistema elétrico. Percebe-se que suas partes integrantes são geradores, transformadores, barramentos, linhas de transmissão (subtransmissão e distribuição), equipamentos (banco de capacitores, reatores e motores) e dispositivos de proteção (relés, religadores, elos-fusíveis, etc) [ROSSI, 2005].

Quando da implantação da proteção (especificação e definição de ajustes) o sistema elétrico não pode ter zonas cegas que correspondem às regiões desprovidas de proteção.

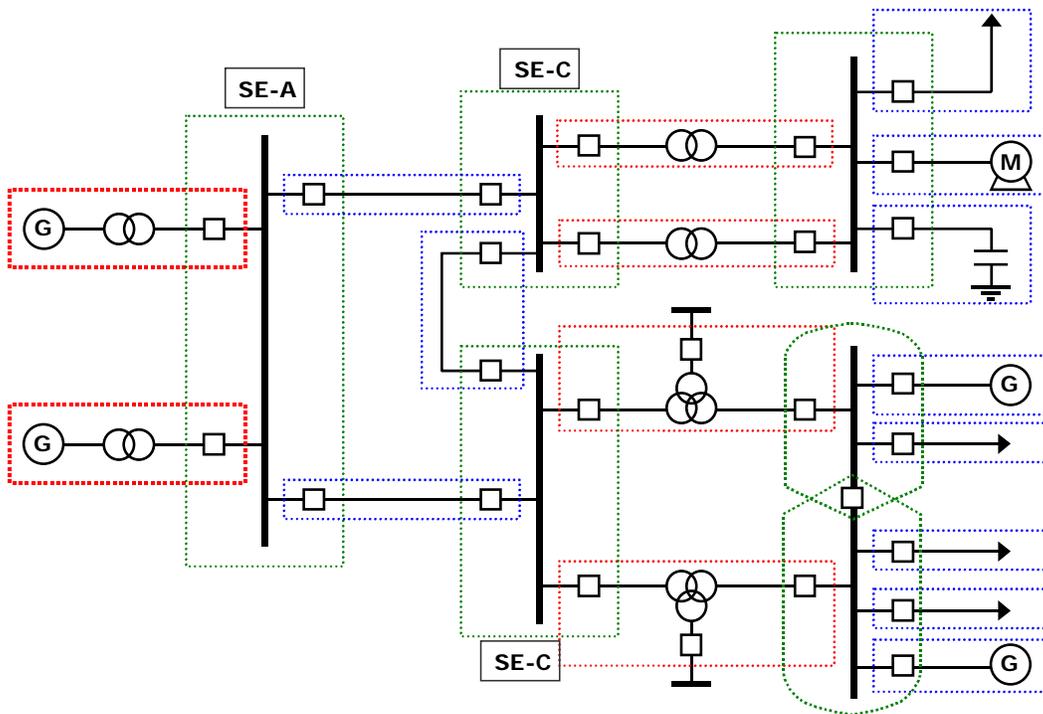


Figura 3-2 – Zonas de proteção [ROSSI, 2005].

3.2.3. Proteção Seletiva

Proteção seletiva é 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 (dispositivo protetor), isolando o trecho defeituoso [CEMIG, 1994].

Neste tipo de proteção são interrompidos apenas os consumidores atendidos pelo trecho que é afetado diretamente pela falta, conforme pode ser observado na Figura 3-3. Por

exemplo, havendo uma falta no ponto 1 o dispositivo C1 opera sem que haja operação do dispositivo de proteção de retaguarda, interrompendo apenas o consumidor A.

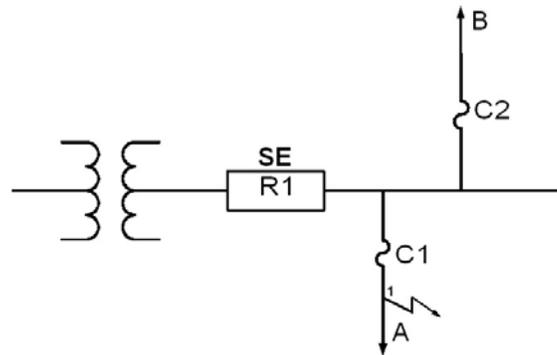


Figura 3-3 – Sistema ilustrativo para definição de seletividade e coordenação.

3.2.4. Proteção Coordenada

A proteção coordenada é aquela projetada e ajustada de tal forma a eliminar as faltas transitórias através do religamento automático do dispositivo de proteção de retaguarda e as faltas permanentes através da operação do dispositivo mais próximo ao ponto de falta.

Tomando como referência a Figura 3-3 e supondo novamente uma falta no ponto 1 ocorre operação em curvas rápidas do dispositivo de proteção instalado na subestação (R1) na tentativa de eliminar a falta, caso esta seja transitória. Se a falta persistir o elo da chave C1 se rompe evitando o bloqueio de R1. Dessa maneira, os consumidores atendidos nos ramais A e B são interrompidos momentaneamente se a falta for transitória, e caso seja permanente somente os consumidores do ramal A são interrompidos até o reparo do defeito no ponto 1 [CEMIG, 1994].

3.2.5. Proteção Mista

Esta filosofia consiste em combinar a proteção coordenada e seletiva no mesmo circuito. Para que sua implementação seja possível é necessário a instalação de religador(es), de poste, ao longo do sistema elétrico [ALBINI, 2003].

Como características deste tipo de filosofia têm-se que em parte do circuito as interrupções são de longa duração, enquanto em outras são de curta duração [ALBINI, 2003].

Mister salientar que a proteção mista deve ser utilizada quando é desejável a promoção de maior continuidade e qualidade de fornecimento para os consumidores especiais, por exemplo, em hospitais.

3.3. CRITÉRIOS PARA ESCOLHA DA FILOSOFIA DE PROTEÇÃO

A filosofia adotada em projetos de proteção relaciona-se diretamente com a característica da carga a ser atendida. É importante ressaltar que em locais com maior densidade populacional é maior o risco de acidentes envolvendo a rede elétrica, exigindo do sistema elétrico alternativas de operação que propiciem eliminação de defeitos de maneira que pessoas e animais não sejam atingidos, bem como sejam minimizados os prejuízos materiais decorrentes de acidentes.

A seguir são apresentados alguns critérios tendo por objetivo dar uma orientação na escolha do esquema de proteção a ser adotado.

3.3.1. Níveis de continuidade de fornecimento

O grau de fornecimento de energia deve ser em função do tipo, importância e característica da carga atendida. De modo geral, os processos de produção ou atividades dos consumidores possuem dependência maior ou menor com a continuidade do fornecimento.

A avaliação da continuidade do fornecimento é feita através dos índices globais de duração (DEC, DIC e DMIC) e frequência (FEC e FIC) de interrupções para os consumidores.

A adoção da proteção seletiva implica na elevação dos índices DEC, DIC e DMIC e redução dos índices FEC e FIC (quando comparados com a proteção coordenada). Tratando-se de proteção coordenada ocorre a redução dos índices DEC, DIC e DMIC e elevação dos índices FEC e FIC. Quando a proteção for mista ocorrerá, em determinadas regiões, redução dos índices DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC e em outras, elevação.

Portanto, em função dos requisitos de continuidade necessários ao atendimento de consumidores com processos ou atividades especiais tais como hospitais, bancos, indústrias, centros comerciais, etc, pode-se definir o tipo de proteção a ser adotada, seletiva, coordenada ou mista [CEMIG, 1994].

3.3.2. Características do alimentador e da carga atendida

A densidade de carga ou a potência total instalada são bons critérios para estabelecer o limite entre a proteção seletiva (nos maiores centros urbanos com grande concentração de carga) e coordenada (nos menores centros urbanos e áreas residências). Por exemplo, em alimentadores extensos, com grande área de exposição, é importante a utilização da filosofia coordenada, evitando-se o deslocamento de equipes para restabelecimento de energia quando da ocorrência de faltas de caráter transitório. Por outro lado, em alimentadores com menor extensão, atendendo a cargas mais concentradas, adota-se a proteção seletiva, o que pode significar uma melhor qualidade de fornecimento, evitando-se interrupções momentâneas de energia e preservando os processos de consumidores com cargas mais sensíveis, sem causar transtornos aos demais.

Dessa maneira, em subestações com cargas predominantemente industriais, comerciais e hospitalares é recomendável a adoção de proteção seletiva. Nas demais situações a melhor opção é a coordenada [CEMIG, 1994].

3.3.3. Concentração populacional

Embora o fator concentração populacional isoladamente não seja indicativo da filosofia de proteção a ser adotada, o fato de haver grande concentração populacional proporciona a existência e disponibilidade de maiores recursos de comunicação e exige melhores recursos operativos, propiciando intervenções rápidas na rede. É recomendável também que sejam reduzidos os números de interrupções para os consumidores que não são atingidos diretamente pela falta. Dessa maneira, em conjuntos de consumidores onde haja uma alta concentração populacional pode ser recomendável a adoção da filosofia de proteção do tipo seletiva. Em localidades de pequena concentração populacional ou situada a longas distâncias das redes de controle do sistema pode ser recomendada a filosofia de proteção coordenada diminuindo, assim, deslocamentos onerosos e o tempo de restabelecimento [CEMIG, 1994].

3.4. CRITÉRIOS PARA DIMENSIONAMENTO DA CHAVE E DO ELO-FUSÍVEL

Para evitar queimas desnecessárias ocasionadas pela passagem de correntes de surto provocadas por descargas atmosféricas, além da necessidade de coordenação com elos

fusíveis de transformadores de distribuição, é usual padronizar o menor elo-fusível usado na rede de distribuição em 10K na zona rural e 15K na zona urbana [CPFL, 2003].

O dimensionamento da chave e do elo-fusível deve levar em consideração a expansão do sistema e garantir que [CPFL, 2003; GIGUER, 1988; ALBINI, 2003]:

- a capacidade de interrupção do porta-fusível seja maior que a corrente de curto-circuito trifásico do ponto de instalação;
- a corrente nominal do elo-fusível seja maior que a corrente de carga prevista para o horizonte do estudo (em geral de 3 a 5 anos).

Para prever o crescimento no horizonte de estudo deve-se considerar a equação (3.1) [CPFL, 2003; GIGUER, 1988; ALBINI, 2003]:

$$KF = \left(1 + \frac{\Delta\%}{100}\right)^n \quad (3.1)$$

onde:

- KF é o fator de crescimento da carga;
- $\Delta\%$ é o fator de crescimento anual;
- n é o numero de anos para o horizonte do estudo.

Adicionalmente a corrente nominal do elo deve estar entre os limites estabelecidos na equação (3.2) que representa uma combinação de definições contidas na CPFL, ALBINI e GIGUER [CPFL, 2003; ALBINI, 2003; GIGUER, 1988].

$$KF \times I_{Carga} < I_{ELO} \leq \frac{1}{4} I_{Fase-terra\ simétrica\ mínima} \quad (3.2)$$

onde:

- I_{ELO} é a corrente nominal do elo-fusível;
- KF é o fator de crescimento da carga;
- I_{Carga} é a corrente de carga máxima atual no ponto de instalação, considerando manobras e o crescimento da carga. De maneira geral I_{Carga} é de 1,5 a 2 vezes a corrente nominal do alimentador;

- $I_{\text{Fase-terra simétrica mínima}}$ corrente de curto-circuito mínima no trecho a ser protegido.

3.5. CRITÉRIO PARA O DIMENSIONAMENTO DOS TCS

A relação adequada dos transformadores de corrente (TCs) depende da máxima corrente de carga, da máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do dispositivo, do fator térmico e do fator de sobrecorrente [ALBINI, 2003]. Dessa forma, visando evitar o problema de saturação do TC é necessário respeitar os critérios estabelecidos na equação (3.3).

$$\frac{I_{\text{Carga}}}{FT} < I_{\text{Primária TC}} < \frac{I_{\text{Curto-circuito máximo}}}{FS_{\text{cor}}} \quad (3.3)$$

onde:

- $I_{\text{Curto-circuito máximo}}$ é a corrente máxima de curto-circuito no ponto de instalação do TC;
- I_{Carga} é a corrente de carga máxima considerando as condições de manobra e o crescimento da carga;
- FS_{cor} é o fator de sobrecorrente do TC;
- FT é o fator térmico do TC e define a sobrecarga permanente;
- $I_{\text{Primária TC}}$ é a corrente primária do TC.

Em geral os TCs tem fator térmico igual a 1,2 e de sobrecorrente igual a 20 o que significa que podem conduzir continuamente 20% acima da corrente nominal.

Com base na equação (3.3) e nas premissas adotadas para FT e FS_{cor} , tem-se que um TC com relação 600–5 A pode conduzir continuamente sem se danificar 720 A primários, 6 A secundários e 12.000 A sem saturar [CPFL, 2003], desde que esteja instalada carga nominal em seu secundário.

Quando os ajustes do relé forem definidos atenção especial deve ser dispendida para a corrente nominal e a máxima corrente de curto-circuito que pode ser conduzida pelo TC sem saturação. Isso porque a saturação faz com que a corrente do secundário do TC não seja proporcional à corrente do primário, podendo até mesmo fazer com que a corrente do secundário tenha longos períodos com corrente nula, o que impede a operação do relé [CPFL, 2003].

3.6. CRITÉRIOS PARA AJUSTE DE RELÉS

A definição dos ajustes das unidades temporizadas e instantâneas de fase e neutro ocorrem segundo dois modelos [ELETROBRAS, 1982; GIGUER, 1988].

3.6.1. Modelo Coordenado

Para este modelo as unidades temporizada e instantânea do relé cobrem toda a zona para a qual o disjuntor é dispositivo de proteção de retaguarda, ou seja, até o ponto C, conforme pode ser observado na Figura 3-4 [ELETROBRAS, 1982; GIGUER, 1988].

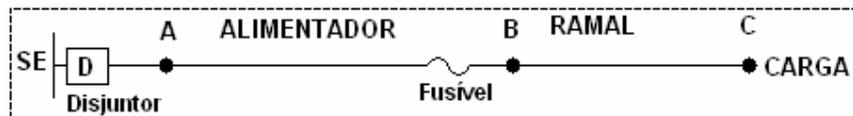


Figura 3-4 – Alcance das unidades temporizadas e instantâneas segundo o modelo coordenado

3.6.1.1. Tape da unidade temporizada de fase

O relé de fase deve ser ajustado para que o alimentador conduza a sua corrente de carga mais as correntes de manobra que se fizerem necessárias. Além disso, o relé deve operar (ser sensível) para a menor corrente de curto-circuito bifásico do trecho sob proteção do disjuntor, ou seja, o ponto C da Figura 3-4.

Para atender a condição de sobrecarga, o tape do relé deve ser calculado segundo a equação (3.4) que representa uma combinação das propostas da CPFL e ALBINI [CPFL, 2003; ALBINI, 2003]:

$$Tape_{Temporizado\ Fase} \geq \frac{I_{Carga} \times KF}{RTC} \quad (3.4)$$

onde:

- I_{Carga} é a corrente de carga máxima considerando as condições de manobra e o crescimento da carga;
- KF é o fator de crescimento da carga para o horizonte de estudo;
- RTC é a relação de transformação do TC.

Para que o relé tenha sensibilidade em relação ao curto-circuito bifásico mínimo no final do trecho protegido pelo relé é necessário que o ajuste da unidade temporizada de fase respeite o critério definido na equação (3.5) [CPFL, 2003]:

$$Tape_{Temporizado Fase} < \frac{I_{Bifásica\ simétrica\ mínima}}{FS \times FI \times RTC} \quad (3.5)$$

onde:

- $I_{Bifásica\ simétrica\ mínima}$ é a corrente bifásica mínima no final do trecho protegido pelo relé;
- FS é um fator de segurança;
- FI é o fator de início da curva do relé definida pelo fabricante. Geralmente as curvas dos relés iniciam a partir de 1,5 a 2 vezes o tape;
- RTC é a relação de transformação do TC.

Ressalta-se que o fator de segurança (FS) tem por finalidade levar em consideração certos erros que o sistema de proteção tem associado ao seu funcionamento. Dentre estes erros pode-se considerar [CPFL, 2003]:

- dos TCs em geral de $\pm 10\%$;
- de *pick-up* dos relés de $\pm 10\%$;
- no cálculo da impedância da rede de $\pm 10\%$;
- na medição do comprimento da rede da ordem de 5%.

Dessa forma o fator de segurança é dado pelo produto destes erros e para os valores sugeridos anteriormente tem-se então um FS de aproximadamente 1,4.

Para acrescentar ainda as impedâncias impostas pelo arco elétrico ou mau contato entre os cabos em curto-circuito, a sugestão é a utilização de fatores de segurança entre 1,5 a 2,0, sendo que o último valor oferece maior segurança que o primeiro [CPFL, 2003].

3.6.1.2. Tape da unidade temporizada de terra

Para estabelecer o ajuste da unidade de terra deve ser considerada a corrente de desequilíbrio presumida no alimentador conforme equação (3.6) [ALBINI, 2003].

$$Tape_{Temporizado Terra} > \frac{(0,1 a 0,3) \times I_{Carga}}{RTC} \quad (3.6)$$

onde:

- I_{Carga} é a corrente de carga máxima considerando as condições de manobra e o crescimento da carga;
- (0,1 a 0,3) representa a faixa admissível para a corrente de desequilíbrio, ou seja, de 10 a 30 % da corrente de carga máxima;
- RTC é a relação de transformação do TC.

Adicionalmente, o critério estabelecido pela equação (3.7), que representa uma combinação das propostas da CPFL e ALBINI [CPFL, 2003; ALBINI, 2003], também deve ser atendido.

$$Tape_{Temporizado\ Fase} < \frac{I_{Fase-terra\ simétrica\ mínima}}{FS \times FI \times RTC} \quad (3.7)$$

onde:

- $I_{Fase-terra\ simétrica\ mínima}$ é o curto-circuito fase-terra mínimo calculado com uma impedância de contato de 40 Ω , no final do trecho protegido pelo relé;
- FS é um fator de segurança;
- FI é o fator de início da curva do relé;
- RTC é a relação de transformação do TC.

3.6.1.3. Dial de Tempo

A fim de minimizar os efeitos nocivos das altas correntes de curto-circuito a curva da unidade temporizada de fase deve ser a mais baixa possível, desde que permita a seletividade do relé com outros dispositivos de proteção instalados na rede de distribuição [CPFL, 2003]. Esta escolha deve ser efetuada com base nos critérios gerais de rapidez e seletividade, de modo que a característica Tempo x Corrente escolhida do relé forneça tempos de atuação inferiores aos de dano dos equipamentos, porém, superiores aos tempos de atuação dos fusíveis e religadores instalados à jusante. Em síntese, na verificação gráfica as curvas de atuação dos dispositivos de proteção não devem se cruzar, havendo um intervalo de seletividade adequado para cada combinação protetor – protegido existente entre os dispositivos [BANDEIRANTE, 1987].

3.6.1.4. Tape da unidade instantânea de fase

A unidade instantânea de fase não deve atuar para a corrente de energização do alimentador. Assim, o ajuste desta unidade deve respeitar o critério estabelecido na equação (3.8) [ALBINI, 2003].

$$Tape_{Instantâneo\ Fase} > \frac{(3\ a\ 8) \times I_{Carga}}{RTC} \quad (3.8)$$

onde:

- (3 a 8) é o valor de uma constante a ser considerada para representar a corrente de energização do circuito;
- I_{Carga} é a corrente de carga máxima considerando as condições de manobra e o crescimento da carga;
- RTC é a relação de transformação do TC;

Além disso, a unidade instantânea deve ser ajustada de modo a também atender o critério representado pela equação (3.9) [GIGUER, 1988]:

$$Tape_{Instantâneo\ Fase} < \frac{I_{Bifásica\ simétrica\ mínima}}{RTC} \quad (3.9)$$

onde:

- $I_{Bifásica\ simétrica\ mínima}$ é a corrente de curto-circuito bifásica simétrica mínima no trecho em que o relé é proteção de retaguarda;
- RTC é a relação de transformação do TC;

Este último critério garante que a unidade instantânea será sensibilizada pela corrente assimétrica para faltas até o ponto C da Figura 3-4.

3.6.1.5. Tape da unidade instantânea de terra

O ajuste da unidade instantânea de terra deve ser maior que a corrente de desequilíbrio e deve obedecer a equação (3.10) [ELETROBRAS, 1982; GIGUER, 1988].

$$Tape_{Instantâneo\ Terra} > \frac{(0,1\ a\ 0,3) \times I_{Carga}}{RTC} \quad (3.10)$$

onde:

- I_{Carga} é a corrente de carga máxima considerando as condições de manobra e o crescimento da carga;
- (0,1 a 0,3) representa a faixa admissível para a corrente de desequilíbrio, ou seja, de 10 a 30 % da corrente de carga máxima;
- RTC é a relação de transformação do TC.

Além deste critério é necessário que o tape do relé esteja ajustado em um valor menor que a corrente de curto fase-terra mínimo simétrico do trecho onde o relé é proteção de retaguarda, conforme pode ser observado na equação (3.11) [GIGUER, 1988]:

$$Tape_{Instantâneo\ Fase} < \frac{I_{Fase-terra\ simétrica\ mínima}}{RTC} \quad (3.11)$$

onde:

- $I_{Fase-terra\ simétrica\ mínima}$ é o curto-circuito fase-terra mínimo simétrico calculado com uma impedância de contato de $40\ \Omega$, no final do trecho protegido pelo relé;
- RTC é a relação de transformação do TC.

3.6.2. Modelo Seletivo

Para este modelo a unidade temporizada cobre toda a zona para a qual o disjuntor é proteção de retaguarda (até o ponto C da Figura 3-5) e a unidade instantânea cobre somente a zona na qual o disjuntor é proteção primária, ou seja, até o ponto B da mesma figura [GIGUER, 1988].

No modelo seletivo a filosofia de operação é tal que, para uma falta no trecho BC da Figura 3-5, o elo deve se fundir antes da abertura do disjuntor [ELETROBRAS, 1982; GIGUER, 1988]. Já para curtos no trecho AB a unidade instantânea deve operar atuando no disjuntor.

Neste modelo os ajustes das unidades temporizadas de fase e de terra são análogos aos realizados para o modelo coordenado e os ajustes das unidades instantâneas de fase e de terra devem atender a critérios específicos que serão apresentados nos tópicos subsequentes.



Figura 3-5 – Alcance das unidades temporizadas e instantâneas segundo o modelo seletivo.

3.6.2.1. Tape da unidade instantânea de fase

A unidade instantânea não deve atuar para a corrente de energização do alimentador sob pena do disjuntor bloquear desnecessariamente. Portanto, o ajuste da unidade instantânea de fase deve respeitar o critério estabelecido na equação (3.8).

Adicionalmente a unidade instantânea de fase não deve operar para defeitos fora de sua zona de proteção e não deve ser sensível aos curtos-circuitos localizados após o primeiro dispositivo de proteção instalado à jusante, ou seja, o dispositivo instalado no ponto B da Figura 3-5. Dessa forma, a unidade instantânea deve obedecer ao critério proposto na equação (3.12), que foi obtido segundo uma combinação das propostas da CPFL e GIGUER [CPFL, 2003; GIGUER, 1988].

$$Tape_{Instantâneo\ Fase} > \frac{I_{Bifásica\ assimétrica\ mínima}}{RTC} \quad (3.12)$$

onde:

- $I_{Bifásica\ assimétrica\ mínima}$ é a corrente de curto-circuito bifásica assimétrica no limite da zona de proteção da unidade instantânea (ponto B da Figura 3-5) [CPFL, 2003; GIGUER, 1988];
- RTC é a relação de transformação do TC.

Alternativamente algumas empresas utilizam o curto-circuito trifásico assimétrico em substituição ao curto bifásico assimétrico, ressaltando-se que ambos os casos os curtos são no ponto B da Figura 3-5 [GIGUER, 1988].

3.6.2.2. Tape da unidade instantânea de terra

A zona de atuação da unidade instantânea do relé de terra deve ser a mesma que a da unidade instantânea do relé de fase, sendo assim o limite da zona de atuação já está definido, conforme pode ser observado na Figura 3-5. Para o ajuste do tape da unidade instantânea de terra é necessário que o critério estabelecido pela equação (3.13) seja respeitado [CPFL, 2003; GIGUER, 1988]:

$$Tape_{Ins\ tan\ t\ a\ n\ e\ o\ Fase} > \frac{I_{Fase-terra\ assim\ e\ t\ r\ i\ c\ a\ m\ a\ x\ i\ m\ o}}{RTC} \quad (3.13)$$

onde:

- $I_{Fase-terra\ assim\ e\ t\ r\ i\ c\ a\ m\ a\ x\ i\ m\ o}$ é a corrente de curto-circuito fase-terra assimétrica calculada com uma impedância de contato igual a zero no limite da zona de proteção da unidade instantânea (ponto B da Figura 3-5);
- RTC é a relação de transformação do TC.

3.7. CRITÉRIOS PARA AJUSTES DE RELIGADORES

A definição dos ajustes das unidades temporizadas e instantâneas, de fase e neutro, dos religadores também ocorre segundo os modelos coordenado e seletivo.

3.7.1. Modelo Coordenado

No modelo coordenado as curvas rápidas e lentas, de fase e de neutro, do religador cobrem toda a zona para o qual este dispositivo é proteção de retaguarda. A seqüência de operações deve ser tal que o dispositivo instalado à jusante atue após a curva rápida do religador.

3.7.1.1. Ajuste do Pick-up de fase

O ajuste dessa unidade deve possibilitar sensibilidade suficiente para o religador operar quando vier a ocorrer uma falta que envolva uma ou mais fases. Ressaltando-se que para uma falta fase-terra a bobina de proteção para terra (*ground trip*) deve atuar antes da bobina de proteção de fase (bobina série). O disparo de fase depende da corrente máxima de carga e da corrente de curto-circuito bifásico no final do trecho considerado zona de proteção [ALBINI, 2003]. Além disso, para o ajuste do *pick-up* de fase é necessário considerar o tipo construtivo do religador.

Religadores Hidráulicos com bobina série.

Nesses religadores o disparo de fase é feito através da operação de uma bobina série conectada diretamente no circuito de força do religador e a corrente de disparo é duas vezes a corrente nominal. Dessa forma, o ajuste da bobina série deve obedecer aos critérios estabelecidos na equação (3.14) [CPFL, 2003; BANDEIRANTE, 1987; ALBINI, 2003]:

$$I_{Nominal} > KF \times I_{Carga} \quad (3.14)$$

$$Pick-up_{Temporizado\ fase} > 2 \times KF \times I_{Carga}$$

onde:

- $I_{Nominal}$ é a corrente nominal da bobina série;
- KF é o fator de crescimento da carga no horizonte de estudo;
- I_{Carga} é a corrente de carga máxima no ponto de instalação levando em consideração as manobras;
- $Pick-up_{Temporizado\ fase}$ é a corrente de *pick-up* do religador;
- O número 2 que aparece na fórmula de $Pick-up_{Temporizado\ fase}$ está relacionado ao fato que o disparo da bobina série é duas vezes a corrente nominal do religador.

Religadores eletrônicos ou microprocessados.

Para estes religadores o ajuste do *pick-up* de fase deve obedecer a equação (3.15) [CPFL, 2003; BANDEIRANTE, 1987; ALBINI, 2003].

$$Pick-up_{Temporizado\ fase} > KF \times I_{Carga} \quad (3.15)$$

onde:

- KF é o fator de crescimento da carga no horizonte do estudo;
- I_{Carga} é a corrente de carga máxima no ponto de instalação considerando as manobras.

Além dos critérios estabelecidos nas equações (3.14) e (3.15), deve ser garantido para ambos os tipos (hidráulico e eletrônico), que o ajuste do *pick-up* de fase seja menor que a corrente de curto-circuito bifásica, conforme equação (3.16) [CPFL, 2003; ALBINI, 2003]:

$$Pick-up_{Temporizado\ Fase} < \frac{I_{Bifásica\ simétrica\ mínima}}{FS} \quad (3.16)$$

onde:

- $I_{Bifásica\ simétrica\ mínima}$ é a corrente bifásica mínima no final do trecho protegido pelo relé;

- FS é o fator de segurança.

Tanto para os religadores hidráulicos, como para aqueles com controle eletrônico e microprocessado, o disparo de fase deve ser ajustado no menor valor possível que atenda às condições estabelecidas anteriormente. Dessa forma a proteção se torna mais sensível, reduzindo a probabilidade de danos aos componentes do sistema de distribuição [ALBINI, 2003].

3.7.1.2. Ajuste do Pick-up de terra

Este ajuste deve oferecer segurança e sensibilidade para desligar o sistema quando vier a ocorrer uma falta entre qualquer fase e a terra. Sendo que o disparo para terra depende do desequilíbrio da corrente máxima de carga e da corrente de curto-circuito no final do trecho contemplado na zona de proteção.

Nos religadores com controle hidráulico, com unidade de sobrecorrente bobina série, o disparo para a terra é feito (quando possível) eletronicamente sendo similar aos de controle eletrônico. Nos religadores com controle eletrônico ou microprocessado a corrente de *pick-up* para a terra deve respeitar as equações (3.17) e (3.18) [BANDEIRANTE, 1987; ALBINI, 2003]:

$$Pick - up_{Temporizado Terra} > (0,1 a 0,3) \times I_{Carga} \quad (3.17)$$

$$Pick - up_{Temporizado Fase} < \frac{I_{Fase-terra\ simétrica\ mínima}}{FS} \quad (3.18)$$

onde:

- (0,1 a 0,3) representa a faixa admissível para a corrente de desequilíbrio de (10% a 30% da corrente de carga máxima);
- $I_{Fase-terra\ simétrica\ mínima}$ é o curto-circuito fase-terra mínimo simétrico calculado com uma impedância de contato de 40 Ω , no final do trecho protegido pelo relé;
- FS é o fator de segurança.

3.7.1.3. Escolha da curva rápida de fase e de terra

Normalmente existe uma única curva rápida de fase ou de terra, portanto não há nenhuma escolha a ser feita. Entretanto, alguns religadores apresentam várias curvas rápidas e, neste caso, sempre que possível deve ser escolhida a curva mais rápida entre elas permitindo, dessa forma, maior coordenação com elos-fusíveis [CPFL, 2003].

3.7.1.4. Escolha da curva lenta de fase e de terra

Alguns religadores possuem poucas curvas lentas, enquanto outros possuem uma gama muito variada. Entretanto, qualquer que seja o caso deve ser dada preferência à curva lenta mais próxima da curva rápida, desde que isso não prejudique a seletividade com outros dispositivos [CPFL, 2003].

3.7.1.5. Ajustes do religador em relação a corrente de Inrush

As curvas lentas dos religadores são geralmente insensíveis às correntes de *inrush*, devido, principalmente, ao fato de possuírem tempos superiores a 0,1 s para as correntes de *inrush* esperadas em seu ponto de instalação.

As curvas rápidas possuem tempos inferiores a 0,1 s e, portanto, podem ser sensíveis às correntes de *inrush* se o *pick-up* de fase do religador for menor que a corrente de *inrush* esperada. A simples retirada da curva rápida evita a operação do religador devido a corrente de *inrush*, mas isso também impossibilita o religador de realizar a sua função principal. Uma maneira de diminuir o número de operações, devido às correntes de *inrush*, quando o problema se apresentar, é usar uma única operação rápida para o religador.

3.7.2. Modelo Seletivo

No modelo seletivo as curvas lentas de fase e de terra do religador cobrem toda a zona para a qual este dispositivo é proteção de retaguarda e as curvas rápidas de fase e terra cobrem somente a zona referente a proteção primária. A seqüência de operações deve ser tal que o elo-fusível sofra fusão antes que o religador venha a operar pela curva lenta.

Neste modelo os ajustes das curvas lentas de fase e de terra são análogos aos realizados no modelo coordenado e os ajustes das curvas rápidas de fase e de terra são apresentados nos tópicos subseqüentes.

3.7.2.1. Ajuste do Pick-up da curva rápida de fase

A curva rápida de fase não deve atuar para a corrente de energização do alimentador, sob pena de ocorrer bloqueio do religador desnecessariamente. Portanto, o ajuste da curva rápida de fase deve respeitar o critério estabelecido na equação (3.8).

Além disso, a curva rápida de fase não deve operar para defeitos fora de sua zona de proteção e não deve ser sensível aos curtos-circuitos localizados após o primeiro dispositivo de proteção instalado a jusante. Dessa forma, a curva rápida deve obedecer ao critério proposto na equação (3.19).

$$Pick - up_{Rápida Fase} > I_{Bifásica\ assimétrica\ mínima} \quad (3.19)$$

onde:

- $I_{Bifásica\ assimétrica\ mínima}$ é a corrente de curto-circuito bifásica assimétrica no limite da zona de proteção da unidade.

Alternativamente algumas empresas propõem utilizar o curto-circuito trifásico assimétrico em substituição ao curto bifásico assimétrico [GIGUER, 1988].

3.7.2.2. Ajuste do Pick-up da curva rápida de terra

A zona de atuação da curva rápida de terra deve ser a mesma da curva rápida de fase e o ajuste do *pick-up* da curva rápida de terra deve respeitar o critério estabelecido pela equação (3.20).

$$Pick - up_{RápidaTerra} > I_{Fase-terra\ assimétrica\ mínima} \quad (3.20)$$

onde:

- $I_{Fase-terra\ assimétrica\ máxima}$ é a corrente de curto-circuito fase-terra assimétrica calculada com uma impedância de contato igual a zero no limite da zona de proteção.

3.8. CRITÉRIOS DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE ENTRE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Os estudos referentes a coordenação e seletividade entre dispositivos de proteção são realizados utilizando combinação entre pares de dispositivos protetor – protegido. Dentre as possíveis combinações a serem formadas citam-se: fusível-fusível, religador-fusível, fusível-religador, religador-religador, relé-fusível, relé-religador e relé-relé.

3.8.1. Seletividade Fusível – Fusível.

O critério de seletividade para a combinação fusível-fusível define que o elo protetor deve atuar para toda faixa de corrente de curto em sua zona de proteção em um intervalo

de tempo suficiente para evitar a fusão ou mesmo danificação do elo-fusível protegido [CEMIG, 1994].

Este critério está baseado nas curvas Tempo \times Corrente, sendo que a seletividade está garantida para um determinado valor de curto-circuito, quando o tempo total de máxima interrupção do elo protetor (F1) não ultrapassar 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (F2), conforme pode ser observado na Figura 3-6 [CEMIG, 1994].

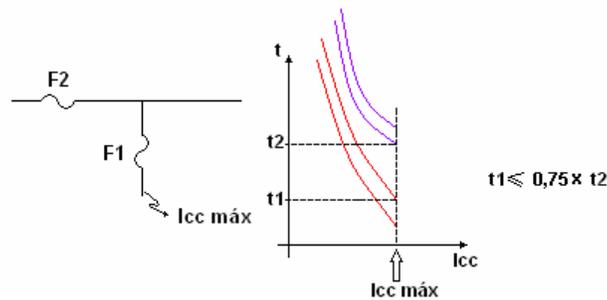


Figura 3-6 – Seletividade fusível-fusível.

Para que seja utilizado este critério multiplica-se a curva de tempo mínimo de fusão do elo protegido por 0,75 comparando-a com a curva de máxima interrupção do elo protetor. Assim, faz-se necessário verificar em toda a faixa de seletividade se os tempos de atuação da curva deslocada referente ao elo protegido é maior ou igual ao tempo de atuação do elo protetor na curva de tempo de máxima interrupção [CEPEL, 2006]. Este fator de redução de 75% tem por finalidade garantir as eventuais alterações da curva Tempo \times Corrente do elo protegido devido às elevadas temperaturas ambiente ou aquecimento devido às faltas de curta duração [CEMIG, 1994; ELETROBRAS, 1982].

Caso não seja possível garantir a seletividade para toda a faixa deve-se ao menos garanti-la para o valor da corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no ponto de instalação do elo protetor. Caso o elo protetor seja o do transformador de distribuição a seletividade com o elo protegido pode ser desprezada, caso esta venha a acarretar um valor muito elevado para o elo protegido, prejudicando a seletividade da proteção do circuito primário de distribuição a montante [BANDEIRANTE, 1987].

O engenheiro de proteção deve ficar atento aos seguintes aspectos:

- evitar a utilização de elos 6K e 6T para a proteção de ramais em virtude da sua sensibilidade as descargas atmosféricas. Recomenda-se a utilização de elos 10K,

ou até mesmo, elos de 15K, pois são menos sensíveis às variações transitórias de correntes [CPFL, 2003];

- para ampliar a faixa de seletividade e reduzir os tipos de elos utilizados deve-se optar sempre que possível por elos preferenciais tipo K (6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200) ou por elos não-preferenciais tipo K (8, 12, 20, 30, 50 e 80) [ELETROBRAS, 1982];
- não utilizar elos tipo H para a proteção de ramais ou circuitos primários, reservando-o somente para proteção de transformadores de distribuição;
- instalar no máximo três elos-fusíveis por ramal (incluindo os de retaguarda) de modo a evitar prováveis problemas de seletividade [CEPEL, 2006].

3.8.2. Coordenação e Seletividade Religador – Fusível

3.8.2.1. Coordenação religador – fusível

Para os sistemas de proteção que envolva a combinação religador-fusível estando o religador conectado no lado da fonte e o fusível no lado da carga, o elo deve suportar sem danificação todas as operações rápidas do religador. Quando da ocorrência de faltas permanentes o religador deve atuar em um tempo tal que seja suficiente para que o elo possa se fundir completamente evitando possíveis problemas de descoordenação. Experiências indicam que a melhor coordenação para esta combinação ocorre com o ajuste do religador para duas operações na curva rápida e duas na curva lenta. Nesse caso a(s) abertura(s) na curva rápida tentam sanar o defeito e caso isso não ocorra o elo deve se fundir na primeira operação da curva lenta evitando que o religador fique bloqueado [CEMIG, 1994; CPFL, 2003; BANDEIRANTE, 1987].

Na coordenação religador-fusível tem-se que as curvas rápidas de fase e neutro do religador devem atuar antes da fusão do elo e as curvas lentas do religador funcionam como proteção de retaguarda, conforme pode ser observado na Figura 3-7.

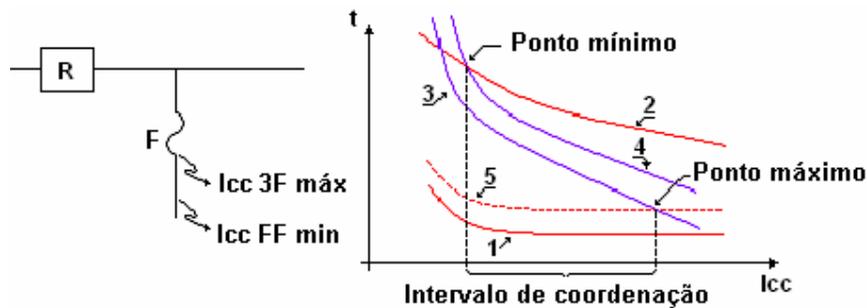


Figura 3-7 – Coordenação religador-fusível para fator K conhecido.

- | | |
|--|--|
| 1) Curva de operação rápida do religador | 4) Curva de tempo total de interrupção do elo |
| 2) Curva de operação lenta do religador | 5) Curva de operação rápida do religador multiplicada pelo fator K |
| 3) Curva de tempo mínimo de fusão do elo | |

Para que estas condições apresentadas e ilustradas na Figura 3-7 sejam satisfeitas é necessário definir o intervalo de coordenação através de dois pontos:

- ponto mínimo – obtido pela interseção do tempo máximo de fusão do elo com a curva temporizada do religador. Este procedimento tem por finalidade garantir que para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo-fusível, o tempo total de fusão seja menor que o tempo de abertura do religador na curva lenta [CEMIG, 1994; CPFL, 2003; ELETROBRAS, 1982];
- ponto máximo – obtido pela interseção do tempo mínimo de fusão do elo com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator K apropriado. Este procedimento tem por finalidade garantir que para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo, o tempo mínimo de fusão seja maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida [CEMIG, 1994; CPFL, 2003; ELETROBRAS, 1982].

O fator K multiplicado na curva rápida do religador é essencial para prevenir contra possíveis alterações das características térmicas relacionadas aos aquecimentos e resfriamentos dos elos-fusíveis devido aos constantes religamentos que ocorrem num ciclo de operações do religador. Desta forma, o fator K depende do intervalo de religamento e do número de operações na curva rápida [CEMIG, 1994; CPFL, 2003; OLIVEIRA, 1992]. Os valores normalmente utilizados para o fator K são definidos na Tabela 3-1 [CEPEL, 2006], ressaltando-se que geralmente são utilizados os valores médios.

Tabela 3-1 – Valores de K associados ao número de operações rápidas do religador.

Tempo de Religamento (Ciclos)	Uma Operação Rápida		Duas Operações Rápidas	
	Máximo	Média	Máximo	Média
25-30	1,3	1,2	2,0	1,8
60	1,3	1,2	1,5	1,35
90	1,3	1,2	1,5	1,35
120	1,3	1,2	1,5	1,35

O intervalo de tempo observado na Figura 3-7 entre a curva lenta do religador e a curva de tempo total de interrupção do elo deve ser no mínimo 0,2 s, ressaltando-se que nos pontos extremos máximo e mínimo isso não ocorre [GIGUER, 1998]. Portanto, para se obter a coordenação religador-fusível deve ser observada as seguintes condições, considerando-se os valores das correntes de falta no trecho protegido pelo elo-fusível [BANDEIRANTE, 1987]:

- o tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida multiplicado pelo fator K;
- o tempo total de fusão do elo deve ser menor que o tempo mínimo de abertura do religador na curva temporizada estando o religador ajustado para duas ou mais operações temporizadas.

A verificação da coordenação para faltas entre fases deve ser feita considerando-se as curvas de fase do religador e para faltas fase-terra devem ser consideradas conjuntamente as curvas de fase e de terra. Considerando que normalmente é difícil obter coordenação para todos os valores de correntes de falta, as condições de coordenação devem ser satisfeitas pelo menos para a corrente fase-terra mínima [BANDEIRANTE, 1987].

Para as situações que os religadores estejam associados a relés, a curva rápida se refere ao elemento instantâneo (50) devendo esta ser multiplicada pelo fator K, enquanto que a curva lenta se refere ao elemento temporizado (51).

Com o intuito de se obter boa coordenação é recomendada a instalação de no máximo três elos-fusíveis em série com o religador [ALBINI, 2003].

É importante ressaltar que para as situações em que o fator multiplicador K não for conhecido, o ponto máximo e o ponto mínimo para o intervalo de coordenação são determinados da seguinte maneira:

- ponto máximo – interseção entre a curva mínima de fusão do elo multiplicada por 0,75 com a curva rápida do religador multiplicada pelo número de operações rápidas deste dispositivo [CEPEL, 2006; ELETROBRAS, 1992];
- ponto mínimo – interseção da curva lenta do religador com a curva de tempo total de interrupção do elo. Caso esta interseção não ocorra o ponto mínimo corresponderá a corrente de *pick-up* do religador [CEMIG, 1994; CEPEL, 2006; ELETROBRAS, 1992].

A Figura 3-8 mostra o intervalo de coordenação para a combinação religador-fusível nas situações em que o fator K não é conhecido e menciona-se que os valores simétricos de curto-circuito máximo e mínimo no trecho protegido pelo fusível devem estar contidos neste intervalo de coordenação [ELETROBRAS, 1992].

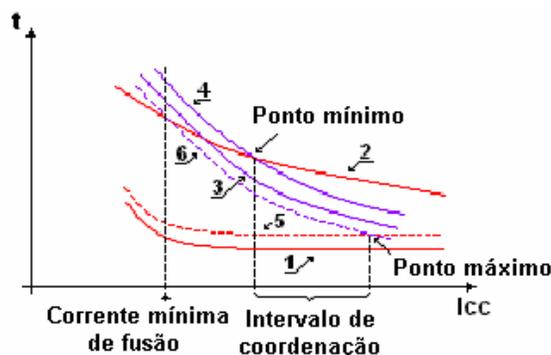


Figura 3-8 – Coordenação religador-fusível para fator K desconhecido.

- | | |
|---|--|
| 1) Curva de operação rápida do religador | 5) Curva de operação rápida do religador multiplicada pelo número de operações rápidas |
| 2) Curva de operação lenta do religador | 6) Curva de tempo mínimo de fusão do elo multiplicada por 0,75 |
| 3) Curva de tempo mínimo de fusão do elo | |
| 4) Curva de tempo total de interrupção do elo | |

3.8.2.2. Seletividade religador – fusível

Nas situações que se desejar obter seletividade entre religador-fusível deve-se deixar o religador operando apenas pela curva lenta e, para este caso, pode-se ter mais de três fusíveis em série com o religador [ALBINI, 2003].

A seletividade é assegurada caso não exista interseção da curva de tempo total de interrupção do elo com a curva lenta do religador e de preferência que esta última curva tenha tempos de atuação maiores que a primeira [CEMIG, 1994].

Contudo, existem valores de corrente de curto-circuito que levam a perda de seletividade ou até mesmo a uma descoordenação entre estes dispositivos de proteção. Por exemplo, para valores de corrente de falta maiores que a corrente máxima de coordenação definida no ponto máximo da Figura 3-7 não há coordenação, porém, tem-se uma proteção seletiva através da fusão do elo antes que ocorra alguma operação na curva rápida do religador [CEMIG, 1994; CEPEL, 2006]. Já para os valores de corrente de falta menores que a mínima corrente definida no ponto mínimo da Figura 3-7 não há coordenação e nem seletividade. Neste caso o religador atua primeiro podendo o elo ser danificado devido à possibilidade de fusão parcial [CEMIG, 1994].

Em síntese para defeitos com correntes maiores que I_{min} (corrente no ponto mínimo) e menores que I_{max} (corrente no ponto máximo) ocorre coordenação e deve ser observado o intervalo de seletividade de 0,2 s entre a curva lenta do religador e a curva de máxima interrupção do elo-fusível. Para correntes menores que I_{min} não existe nem coordenação e nem seletividade uma vez que o religador deve completar a seqüência de operações antes da fusão do elo. Já para as correntes maiores que I_{max} existe somente seletividade, isto é, o elo sofre fusão antes ou durante a primeira operação rápida do religador [CPFL, 2003].

3.8.3. Seletividade Fusível – Religador.

A combinação fusível-religador, estando o fusível do lado da fonte e o religador no lado da carga, geralmente é utilizada em subestações rurais, onde normalmente o fusível encarrega-se da proteção de um transformador abaixador. Dessa forma, nos sistemas de distribuição que o elo-fusível esteja instalado no primário do transformador, torna-se necessário referir a curva de atuação do elo para o secundário antes de analisar os critérios de seletividade. Ressalta-se que não é recomendável a utilização de elos-fusíveis como proteção de retaguarda de religadores num mesmo nível de tensão [ELETROBRAS, 1982; GIGUER, 1988].

O intervalo de seletividade para esta combinação pode ser observado na Figura 3-9 sendo definido pelos seguintes limites [GIGUER, 1988]:

- ponto mínimo – corrente mínima de fusão do elo;
- ponto máximo – corrente definida pela intersecção da curva lenta do religador multiplicada por K' com a curva de tempo mínimo de fusão do elo.

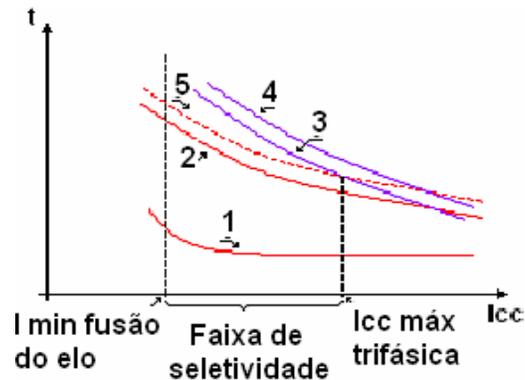


Figura 3-9 – Seletividade fusível – religador para fator K' conhecido.

- | | |
|--|--|
| 1) Curva de operação rápida do religador | 4) Curva de tempo total de interrupção do elo |
| 2) Curva de operação lenta do religador | 5) Curva de operação lenta do religador multiplicada pelo fator K' |
| 3) Curva de tempo mínimo de fusão do elo | |

Para a combinação fusível-religador o elo deve ser capaz de suportar os efeitos acumulativos do calor produzido pelas sucessivas operações de religamento dos dispositivos instalados no lado da carga [GIGUER, 1988] sendo necessário garantir que:

- o tempo mínimo de fusão do elo ($t_{\min F}$) seja maior que o tempo de interrupção da curva lenta do religador ($t_{\text{lenta_religador}}$) multiplicada pelo fator K' , conforme equação (3.21) [GIGUER, 1988].

$$t_{\min F} > k' \times t_{\text{lenta_religador}} \quad (3.21)$$

- o intervalo entre a curva mínima de fusão do elo e a lenta do religador multiplicada por K' seja de pelo menos 0,2 s.

Para as situações que os religadores estejam associados a relés a curva rápida se refere ao elemento instantâneo (50), enquanto que a curva lenta se refere ao elemento temporizado (51) devendo ser multiplicada pelo fator K' .

O fator K' expressa o efeito acumulativo do calor produzido pelas sucessivas operações do religador e é definido em função da seqüência de operação e do intervalo de religamento, conforme valores apresentados na Tabela 3-2 [GIGUER, 1988].

Tabela 3-2 - Valores de K' para a combinação fusível-religador.

Tempo de Religamento (Ciclos)	Seqüência de Operação		
	Duas Rápidas / Duas Lentas	Uma Rápida / Três Lentas	Quatro Lentas
25	2,7	3,2	3,7
30	2,6	3,1	3,5
60	2,1	2,5	2,7
90	1,85	2,1	2,2
120	1,7	1,8	1,9
240	1,4	1,4	1,45
600	1,35	1,35	1,35

Para as situações que o fator K' não for conhecido o ponto máximo é definido pela interseção entre a curva mínima de fusão do elo multiplicada por 0,75 com a curva lenta do religador multiplicada pelo número de operações lentas (n2) e somada ao tempo total de operações rápidas (n1) do religador. Já o ponto mínimo é determinado pelo valor da corrente mínima de fusão do elo [ELETROBRAS, 1982].

O intervalo de seletividade para as situações que o fato K' não é conhecido pode ser observado na Figura 3-10.

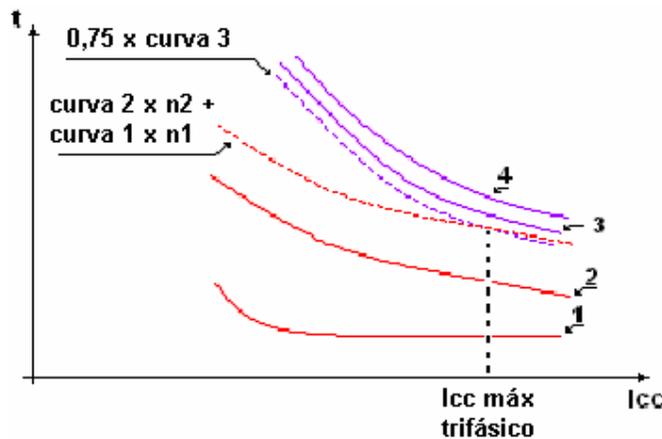


Figura 3-10 - Seletividade fusível-religador para fator K' desconhecido.

- 1) Curva de operação rápida do religador
- 2) Curva de operação lenta do religador
- 3) Curva de tempo mínimo de fusão do elo
- 4) Curva de tempo total de interrupção do elo
- n1) número de operações rápidas do religador
- n2) número de operações lentas do religador

3.8.4. Seletividade Religador – Religador.

A seletividade religador-religador tem como base a análise da corrente mínima de atuação e as curvas Tempo × Corrente, de tal forma que o religador protegido não opere

na curva lenta para qualquer que seja o valor da corrente de curto-circuito na zona de proteção mútua. Para este tipo de combinação é admissível a operação simultânea nas curvas rápidas dos religadores e é obrigatória a seletividade nas curvas lentas [CEMIG, 1994; BANDEIRANTE, 1987]. Somente após a atuação nas curvas rápidas dos religadores protetores e protegidos é que deve ocorrer a atuação na curva lenta do religador protetor [CEMIG, 1994].

Para as situações em que se desejar a seletividade entre as curvas rápidas dos dois religadores deve-se garantir que os tempos de atuação sejam distintos, sendo que o primeiro a operar deve ser o religador protetor e, posteriormente, o religador protegido [CEMIG, 1994].

Salienta-se, no entanto, que os critérios de verificação da seletividade entre as curvas rápidas ou lentas de religadores de bobina série são baseados na suposição que dois religadores em série com curvas Tempo \times Corrente separadas em menos de 0,033 s (2 ciclos) operam sempre simultaneamente; se separados entre 0,033 s (2 ciclos) e 0,2 s (12 ciclos) podem operar simultaneamente; e se separados em mais de 0,2 s (12 ciclos) não operam simultaneamente [GIGUER, 1988; CEMIG, 1994; BANDEIRANTE, 1987].

Portanto, para que ocorra seletividade entre dois religadores instalados em série é necessário que o intervalo de atuação entre as curvas lentas dos religadores protetor e protegido seja, no mínimo, 0,2 s para a faixa de valores entre curto mínimo e máximo comum aos dois religadores [CEMIG, 1994; ELETROBRAS, 1982; ALBINI, 2003], conforme pode ser observado na Figura 3-11.

Uma possível aplicação para esta combinação ocorre quando um dos religadores estiver instalado na saída do alimentador da subestação e o outro instalado em poste ao longo do alimentador.

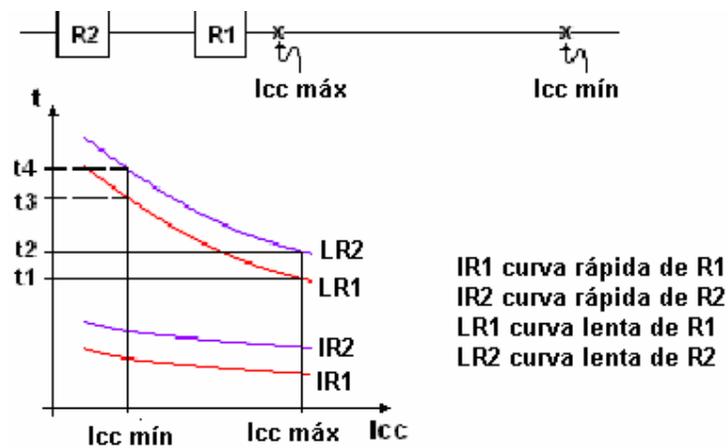


Figura 3-11 – Seletividade religador – religador.

Adicionalmente, os *pick-ups* do religador protetor devem ser iguais ou menores que os *pick-ups* do protegido.

Para as situações que não for possível obter o intervalo de 0,2 s entre as curvas lentas deve ser garantido que o número total de operações do religador protegido seja maior que o número total de operações do religador protetor [BANDEIRANTE, 1987].

Finalmente, uma série de critérios é sugerida, de forma a garantir a seletividade entre estes dispositivos, dentre os quais podem ser citados [ELETROBRAS, 1982]:

- coordenar as unidades pela seleção adequada dos níveis de disparo mínimo e das curvas Tempo x Corrente;
- escolher os intervalos de religamento de modo que o religador de protegido esteja fechado ou programado para fechar no instante de fechamento do religador protetor;
- escolher os intervalos de rearme de modo que cada religador possa cumprir a sua seqüência pré-determinada de operações para todas as condições de falta;
- ajustar a corrente mínima de disparo do religador protegido, preferencialmente, maior que a do religador protetor, de modo que o religador protetor opere antes do religador protegido;
- os intervalos de rearme devem ser coordenados com a seqüência de operação de cada religador, de modo a impedir o rearme durante a seqüência de operações com corrente próxima do valor de disparo mínimo.

3.8.5. Coordenação e Seletividade Relé – Fusível.

3.8.5.1. Coordenação relé – fusível

Caso seja adotado o modelo coordenado torna-se obrigatório o emprego de relé de religamento no disjuntor, com bloqueio da unidade instantânea após o primeiro religamento. A seqüência de operações é tal que para faltas no trecho BC da Figura 3-4 o disjuntor opera comandado pela unidade instantânea antes da fusão do elo. Em seguida o disjuntor religa acionado pelo relé de religamento e ocorre o bloqueio da unidade instantânea do relé de sobrecorrente. Caso a falta seja transitória o sistema se restabelece, porém caso a falta seja permanente ocorre à fusão do elo, pois a curva temporizada do relé deve ter tempos de atuação superiores ao do elo-fusível [ELETROBRAS, 1982; GIGUER, 1988; BANDEIRANTE, 1987].

Para realização de estudos de coordenação entre relés e elos-fusíveis é necessário definir o intervalo de coordenação [BANDEIRANTE, 1987]:

- limite máximo – é o maior valor da corrente de curto-circuito, em que o tempo de operação do elemento instantâneo do relé mais o tempo de desligamento do disjuntor é menor que o tempo mínimo de fusão do elo fusível;
- limite mínimo – é o menor valor da corrente de curto-circuito em que o tempo total de fusão do elo é menor que o tempo de atuação do elemento temporizado do relé.

A coordenação é assegurada quando os ajustes da curva característica Tempo x Corrente do relé estiver no mínimo 0,2 s acima da curva de tempo total de interrupção do elo, em toda a faixa de coordenação, conforme pode ser observado na Figura 3-12 [ELETROBRAS, 1982; GIGUER, 1988; BANDEIRANTE, 1987].

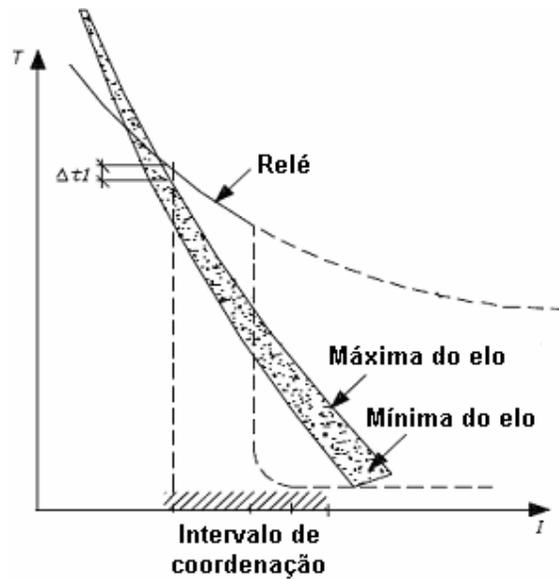


Figura 3-12 – Coordenação relé – fusível.

3.8.5.2. Seletividade relé – fusível

Caso seja adotado o modelo seletivo, os limites mínimo e máximo estabelecidos anteriormente são válidos, porém a seqüência de operações é tal que para uma falta no trecho BC da Figura 3-5 o elo deve se fundir antes do disjuntor abrir [ELETROBRAS, 1982; GIGUER, 1988].

Para este modelo o ajuste da unidade instantânea deve ser maior que o valor de corrente estabelecido no limite mínimo e menor que o limite máximo. Assim para os valores de curto compreendidos entre o limite mínimo e o valor de ajuste do elemento instantâneo é possível obter seletividade entre o elo-fusível e a unidade temporizada do relé de fase [BANDEIRANTE, 1987].

3.8.6. Seletividade Relé – Religador.

Neste tipo de seletividade o religador é instalado na zona de proteção da unidade temporizada do relé conforme pode ser observado na Figura 3-13 [CEMIG, 1994].

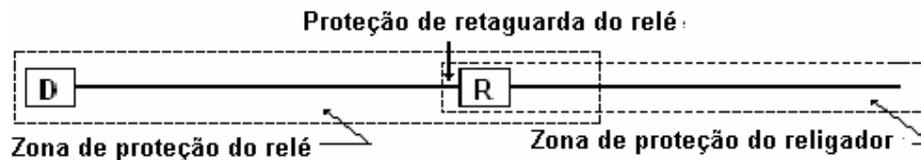


Figura 3-13 - Zonas de proteção do relé e do religador [CEMIG, 1994].

Os relés de fase e de neutro da unidade temporizada são ajustados para permitir que o religador complete seu ciclo de operação antes que o relé possa atuar, e para que isso ocorra é necessário que:

- a corrente de *pick-up* do religador para as curvas rápida e lenta, de fase e de neutro, seja menor ou igual a corrente de *pick-up* do relé de fase e neutro, respectivamente [BANDEIRANTE, 1987; CEMIG, 1994];
- para qualquer corrente de curto-circuito na zona de operação do religador o tempo de operação deste dispositivo, através de suas curvas lentas de fase e de neutro, seja menor que o tempo de atuação dos relés nas unidades temporizadas de fase e de neutro, respectivamente [BANDEIRANTE, 1987];

Pode-se dizer que a seletividade está garantida quando as curvas de atuação de fase e de neutro do relé estiverem afastadas de no mínimo 0,2 s das respectivas curvas do religador, conforme pode ser observado na Figura 3-14 [ELETROBRAS, 1982; GIGUER, 1988].

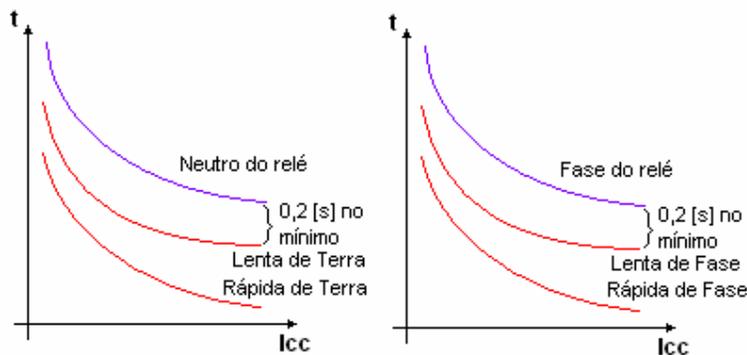


Figura 3-14 – Seletividade relé – religador.

Ressalta-se que para este tipo de combinação, tratando-se de relé eletromecânico, deverá ser considerado o avanço e o recuo do disco de indução do relé durante as operações do religador [CPFL, 2003].

3.8.6.1. Cálculo do avanço e recuo.

O cálculo do avanço e do recuo do disco de indução dos relés eletromecânicos pode ser realizado com base nas equações (3.22) e (3.23) [ALBINI, 2003]:

- avanço do relé:

$$A_i = \frac{T_i \times 100}{T_{OR}} \quad (3.22)$$

- recuo do relé:

$$R_i = \frac{T_{Ri} \times 100}{K \times T_{RT}} \quad (3.23)$$

onde:

- T_i - tempo de operação do religador em segundos;
- T_{OR} - tempo de operação do relé em segundos;
- T_{Ri} - tempo de religamento do religador em segundos;
- T_{RT} - tempo de restabelecimento total do relé em segundos;
- K - constante de retardo obtida experimentalmente. Na falta pode-se utilizar $K = 1,5$.

A Tabela 3-3 resume quais são as informações necessárias para analisar a sucessão de avanços e recuos do disco de indução, devido a seqüência de operações do religador.

Tabela 3-3 – Informações para se obter a soma relativa do contato móvel do relé.

Seqüência de operação	Religador			Relé				Soma Relativa (%)
	Curva	T_i	T_{Ri}	Avanço (%)	Recuo (%)	T_{OR}	T_{RT}	
1º	Curva 1	T_1	T_{R1}	A_1	R_1	T_{OR}	T_{RT}	S_1
2º	Curva 2	T_2	T_{R2}	A_2	R_2	T_{OR}	T_{RT}	S_2
3º	Curva 3	T_3	T_{R3}	A_3	R_3	T_{OR}	T_{RT}	S_3
4º	Curva 4	T_4	---	A_4	---	T_{OR}	---	S_4

Com base nos dados obtidos da Tabela 3-3 tem-se que as somas relativas (S_i) são obtidas utilizando a equação (3.24):

$$\begin{aligned} S_1 &= A_1 - R_1 \\ S_2 &= S_1 + A_2 - R_2 \\ S_3 &= S_2 + A_3 - R_3 \\ S_4 &= S_3 + A_4 - R_4 \end{aligned} \quad (3.24)$$

No caso de S_i ser negativo deve-se considerar o valor de S_i igual a zero na iteração seguinte. O número de iterações (i) é definido com base no número de operações para bloqueio do dispositivo protetor, devendo-se garantir para todas as iterações que

$S_i < A(\%)$. Ressalta-se que $A(\%)$ é o avanço máximo permissível do contato móvel do relé durante as operações do religador e é calculado com base na equação (3.25) [ALBINI, 2003].

$$A(\%) = \left(1 - \frac{0,2}{T_{OR}}\right) 100 \quad (3.25)$$

Os procedimentos referentes a análise do avanço e recuo do disco de indução devem ser realizados para a corrente de curto trifásica e fase-terra no ponto de instalação do dispositivo protetor (religador). Para relés microprocessados emulando os eletromecânicos aplicam-se as mesmas equações citadas anteriormente.

Destaca-se que algumas recomendações de concessionária [CPFL, 2003; BANDEIRANTE, 1987; ELETROBRAS, 1982] não consideram o avanço máximo permissível do relé, conforme procedimento anterior, verificando apenas se a soma relativa em cada uma das iterações (S_i) é menor que 100 (cem).

3.8.7. Seletividade Relé – Relé.

O intervalo de tempo permitido entre a operação de dois relés em cascata, com o intuito de alcançar uma correta seletividade entre eles, é denominado margem de tempo de atuação ou intervalo de seletividade conforme pode ser observado na Figura 3-15. Se a margem de tempo de atuação não for adequada ou insuficiente, mais de um relé poderá operar no caso de uma falta, acarretando dificuldades em determinar a localização da falta e a desnecessária interrupção de alguns consumidores. Esta margem de tempo depende de alguns fatores tais como [GIGUER, 1998]:

- *tempo de interrupção do disjuntor* – o disjuntor deve interromper completamente a falta antes que o relé cesse a energização e este tempo depende do disjuntor utilizado bem como do valor da corrente de falta a ser interrompida;
- *erro do tempo de atuação do relé* – este erro deve ser levado em consideração no cálculo da margem do tempo de atuação;
- *tempo de overshoot do relé* – é o tempo necessário para que o relé seja desenergizado. O tempo de *overshoot* é definido como a diferença entre o tempo de operação do relé para um certo valor de corrente de entrada e a máxima

duração dessa corrente de entrada, a qual ao cair subitamente abaixo do nível de operação do relé, não faz com que o mesmo atue.

- *erro do TC* – os TCs apresentam erros de defasamento e de relação de transformação devido a corrente de excitação necessária para magnetizar o núcleo.

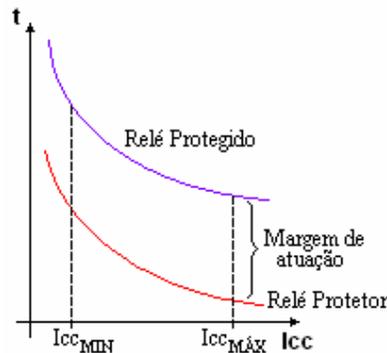


Figura 3-15 – Seletividade relé – relé.

Antigamente devido ao baixo desempenho dos disjuntores e relés a margem de tempo de atuação era normalmente de 0,4 s. Porém, com o avanço da tecnologia empregada nos disjuntores e com o desenvolvimento de relés com menor tempo de *overshoot* hoje é possível estabelecer uma margem de 0,3 s entre as curvas destes dispositivos, podendo até mesmo obter uma menor margem em determinadas condições. Com o advento dos relés microprocessados (numéricos) tem-se trabalhado com margens de 0,3 s ou até mesmo 0,25 s.

Geralmente, utiliza-se a mesma margem de 0,4 s entre as curvas dos relés sem levar em consideração as características construtivas, porém é melhor calcular esta margem de tempo de atuação levando-se em consideração o tipo e a localização do relé. Desta forma, a margem se torna mais precisa porque engloba o tempo de interrupção do disjuntor, o tempo de *overshoot* do relé, a margem de segurança e o erro do TC. A Tabela 3-4 fornece valores típicos de erros de acordo com a tecnologia utilizada nos relés.

Tabela 3-4 – Valores típicos de erros dos relés

	Tecnologia do Relé			
	Eletromecânico	Estático	Digital	Numérico
Erro típico com base no tempo de atuação[%]	7,5	5	5	5
Tempo de overshoot [s]	0,05	0,03	0,02	0,02
Margem de segurança [s]	0,1	0,05	0,03	0,03
Margem de tempo de atuação típica entre relés [s]	0,4	0,35	0,3	0,3

Uma solução prática para determinar a mínima margem de tempo de atuação (TA) é dado pela equação (3.26):

$$TA = \left[\frac{2E_R + E_{Cr}}{100} \right] t + t_{CB} + t_o + t_s \quad (3.26)$$

onde:

- E_R - erro no tempo de atuação do relé, em porcentagem;
- E_{Cr} - erro de transformação permitido para o TC, em porcentagem;
- t - tempo de operação do relé mais próximo a falta, em segundos;
- t_{CB} - tempo de interrupção do disjuntor, em segundos;
- t_o - tempo de overshoot do relé, em segundos;
- t_s - margem de segurança, em segundos.

Ressalta-se que o uso de uma margem fixa de tempo de atuação é apenas apropriada para altos valores de corrente de falta, que implicam em baixo tempo de operação do relé. Para níveis de falta mais baixos o erro permitido especificado na norma IEC 60255 pode exceder o valor fixado de margem de atuação, resultando na possibilidade de perda de seletividade entre relés.

Finalmente, a seletividade é assegurada se houver escalonamento dos *pick-ups* que consiste em ajustar o *pick-up* do relé protetor menor que o do relé protegido.

3.9. ROTERIO PARA ELABORAÇÃO DE ESTUDOS DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Para iniciar qualquer estudo de coordenação e seletividade da proteção é necessário realizar uma coleta de dados objetivando conhecer da melhor maneira possível o sistema de distribuição sob análise.

Tratando-se de sistema existente o alimentador deve ser escolhido com base no número de atuações dos dispositivos de proteção e no número de queimas de elos-fusíveis [BANDEIRANTE, 1987; CPFL, 2003].

3.9.1. Coleta de dados

Dentre as informações a serem coletadas deve-se destacar a tensão nominal da subtransmissão e distribuição, a potência de curto-circuito, as características dos transformadores e dos condutores, o tipo de carga e a previsão de expansão [BANDEIRANTE, 1987; CPFL, 2003]. Devem-se ainda saber quais são os consumidores prioritários, a demanda dos alimentadores e os índices operativos do sistema elétrico.

3.9.2. Cálculo de curto-circuito

A determinação das correntes de curtos-circuitos de sistemas elétricos é fundamental para o projeto de um sistema de proteção [BANDEIRANTE, 1987; CPFL, 2003] permitindo:

- o dimensionamento das capacidades dinâmicas de interrupção dos elos e chaves-fusíveis, disjuntores e religadores;
- o dimensionamento de transformadores de corrente;
- os ajustes dos dispositivos visando a proteção de alimentadores e transformadores;
- o dimensionamento dos elos iniciando por aqueles que estejam mais distantes da subestação e conseqüentemente mais próximos da carga;
- a realização do estudo de coordenação e seletividade da proteção.

Além disso, essas correntes são usadas para determinação dos limites de suportabilidade térmica de cabos, transformadores, chaves de manobra, etc.

Os valores das correntes de curto-circuito são baseados no conhecimento das impedâncias, desde o ponto de defeito até a fonte geradora. A fonte geradora é todo componente elétrico que ligado ao sistema passa a contribuir com a intensidade da corrente de defeito, como é o caso de geradores, condensadores síncronos e motores de indução. Erroneamente, muitas vezes é atribuída a propriedade de fonte geradora aos

transformadores e na verdade este é apenas um equipamento de elevada impedância inserido no sistema [MAMEDE, 2007].

Quando ocorre um curto, surge um transitório equivalente ao fechamento de um circuito RL, em que R e L são os parâmetros do circuito (resistências e indutâncias, respectivamente), conforme pode ser observado na equação (3.27)

$$R \times i(t) + L \frac{di(t)}{dt} = V_{\max} \times \text{sen}(wt + \phi) \quad (3.27)$$

Por esta razão, as correntes de curto-circuito ao longo de todo o período de permanência da falta assumem formas diversas quanto à sua posição em relação ao eixo dos tempos [MAMEDE, 2007]. Nos primeiros instantes após o curto a corrente é assimétrica em relação ao eixo dos tempos, conforme pode ser observado na equação (3.28):

$$I_{\text{Curto-circuito}}(t) = \sqrt{2} \times I_{\text{Curto simétrico}} ([\text{sen}(wt + \phi - \theta)] + [\text{sen}(\theta - \phi)e^{\frac{-t}{\tau}}]) \quad (3.28)$$

onde:

- $I_{\text{Curto-circuito}}(t)$ é o valor instantâneo da corrente de curto-circuito, num determinado instante;
- $\sqrt{2} \times I_{\text{Curto simétrico}} [\text{sen}(wt + \phi - \theta)]$ é a componente simétrica conhecida por componente AC;
- $\sqrt{2} \times I_{\text{curto simétrico}} [\text{sen}(\theta - \phi)e^{\frac{-t}{\tau}}]$ representa a componente exponencial conhecida por componente DC, regime transitório. A componente DC tem valor decrescente e é formada em virtude da propriedade característica do fluxo magnético que não pode variar bruscamente, fazendo com que as correntes de curto-circuito nas três fases se iniciem a partir de zero.

A soma dessas duas parcelas determina a corrente de curto-circuito assimétrica e a forma de onda desta corrente pode ser observada na Figura 3-16.

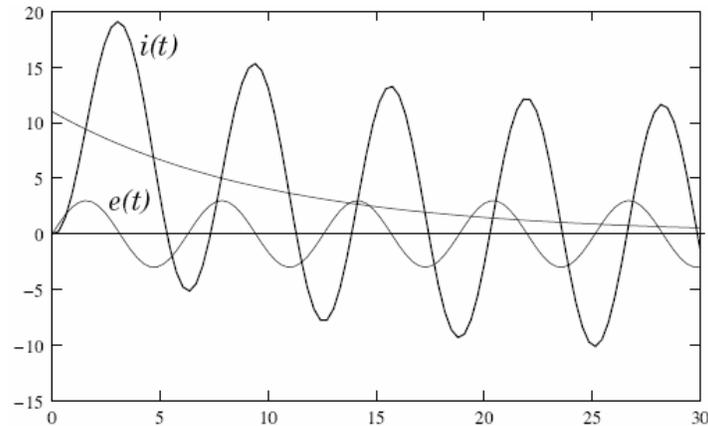


Figura 3-16 – Corrente de curto-circuito assimétrica.

Pela equação (3.28), conclui-se que em termos de amplitude a assimetria da corrente é máxima em um tempo da ordem de 0,5 ciclo de 60 Hz, tornando-se gradualmente simétrica com o passar do tempo.

O valor de pico máximo da corrente de curto-circuito assimétrica define a característica dinâmica dos equipamentos enquanto que o valor eficaz da corrente simétrica define a característica térmica.

A duração da componente exponencial é função da constante de tempo (τ) que é calculada com base na equação (3.29).

$$\tau = \frac{X}{R} \quad (3.29)$$

Com base na equação (3.29) tem-se que:

- se $X \gg R$, então $\tau \rightarrow \infty \Rightarrow$ componente DC constante, portanto sem decaimento. Isso ocorre nos sistemas altamente indutivos. Neste caso a corrente de curto-circuito é constituída de sua componente simétrica AC, e a sua componente contínua DC atinge seu valor máximo quando o defeito ocorrer no instante em que a tensão estiver passando pelo seu valor nulo;
- se $R \gg X$, então $\tau \rightarrow 0 \Rightarrow$ componente DC igual a zero.

Em sistemas elétricos de potência os valores típicos dos tempos de duração da componente DC são de 1/2 a 8 ciclos de 60 Hz (8,3 ms a 133,3 ms).

A componente simétrica ou de regime permanente é determinada pelos métodos convencionais de cálculo de curto-circuito e, portanto, utiliza-se a teoria das componentes simétricas. A corrente assimétrica é calculada utilizando-se fatores de

multiplicação sobre o valor eficaz da componente simétrica. Estes fatores são valores típicos entre 1 e 1,7 e dependem da relação X/R (localização do curto-circuito).

Para os estudos de coordenação e seletividade é necessário calcular as correntes de curto-circuito simétricas e assimétricas trifásica, bifásica, fase-terra mínima e fase-terra máxima nos barramentos das subestações de distribuição, nas derivações dos troncos de alimentadores, na derivação de ramais e sub-ramais, nas conexões de entradas primárias de consumidores.

3.9.3. Atendimento aos critérios de coordenação e seletividade

Os critérios de coordenação e seletividade apresentados anteriormente devem ser atendidos assegurando uma melhoria dos indicadores de continuidade de fornecimento de energia, além de prover proteção aos componentes do sistema de distribuição, conforme documentos contido nos Anexos B e C referente a alimentadores e transformadores, respectivamente.

3.10. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O capítulo apresentado pode ser dividido em dois sub-tópicos: conceitos fundamentais sobre proteção e critérios de coordenação e seletividade.

O tópico conceitos fundamentais sobre proteção de sistemas elétricos teve por finalidade permitir um maior conhecimento sobre os dispositivos protetores e protegidos; as zonas de proteção; as proteções coordenadas, seletivas e mistas; e os critérios que influenciam na escolha da filosofia de proteção a ser adotada.

O tópico critérios de coordenação e seletividade teve por objetivo apresentar as condições de contorno que devem ser respeitadas nas diversas combinações de dispositivos protetor-protegido, destacando fusível – fusível; religador – fusível; fusível – religador; religador – religador; relé – fusível; relé – religador e relé – relé.

Adicionalmente este capítulo apresentou uma proposta de roteiro para elaboração de estudos de coordenação e seletividade.

Capítulo 4

PROPOSIÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE SOFTWARE

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O “Estado da Arte” apresentado no capítulo 1 mostrou que, apesar da disponibilidade atual de diversas ferramentas computacionais destinadas a realização de estudos de coordenação e seletividade da proteção de sistemas de distribuição, ainda persiste algumas lacunas que carecem de desenvolvimentos complementares, visando atender às necessidades específicas de algumas empresas do setor elétrico.

Com o intuito de contemplar algumas destas lacunas surge a proposta do sistema de *software* contida neste documento, que se constitui como a principal contribuição desta dissertação.

Neste contexto, o sistema de *software* ora proposto tem como objetivo disponibilizar as seguintes funcionalidades relevantes:

- consideração do sobreaquecimento dos elos-fusíveis durante as operações de religamento de dispositivos de proteção. Isto ocorre quando no alimentador encontram-se religadores ou relés com função de religamento (função 79) instalados em série com os elos-fusíveis seja a jusante ou a montante;
- consideração do avanço e do recuo (tempo de *reset* ou de restabelecimento) dos relés eletromecânicos. Para este tipo de estudo o *software* deve analisar para cada religamento o avanço e o recuo dos relés, informando em cada estágio o estado operativo do relé;
- avaliação se os ajustes dos dispositivos de proteção estão adequados e caso não estejam, emitir mensagens de alertas para o usuário sugerindo modificações. Dentre estas avaliações pode-se mencionar: se os ajustes da proteção permitem o nível de sobrecarga especificado pelo usuário; se o nível de curto-circuito do

sistema sensibiliza os dispositivos de proteção e se os ajustes permitem a coordenação e seletividade com outros dispositivos;

- determinação do fator de crescimento da carga via *software*, ficando a cargo do usuário determinar apenas a taxa de crescimento anual e o horizonte de estudos a ser considerado;
- geração da curva de suportabilidade térmica e mecânica dos transformadores, curva *ANSI*, para as diferentes categorias contidas na norma *ANSI/IEEE C57.109-1993* [[ANSI/IEEE C57.109, 1993](#)], conforme pode ser observado no Anexo C,;
- geração de uma matriz que contemple os tempos de atuação de todos os dispositivos sensibilizados pela corrente de curto trifásica e fase-terra máxima.

Assim sendo, a proposta deste novo sistema de *software* visa suprir algumas das lacunas apresentadas pelos *softwares* estudados, vindo ao encontro das necessidades atuais de algumas concessionárias.

É importante ressaltar que o desenvolvimento deste sistema de *software* foi objeto de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da CEMAR – Companhia Energética do Maranhão, através de convênio firmado com a FUPAI – Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria, fundação ligada à Universidade Federal de Itajubá.

Neste contexto, este capítulo é dedicado a mostrar o sistema de *software* desenvolvido, destacando a forma de cadastramento, o procedimento para definição de ajustes de dispositivos de proteção, o desenvolvimento de diagramas unifilares, a geração de coordenogramas, relatórios técnicos e as ferramentas de estudos ora disponibilizadas.

4.2. PROPOSTA DO SISTEMA DE SOFTWARE

O sistema de *software* desenvolvido denominado PROSEDI – Proteção de Sistemas Elétricos de Distribuição – destina-se à criação de projetos coordenados e seletivos de proteção de sobrecorrente de sistemas aéreos de distribuição. Os estudos nestes projetos são realizados a partir dos dados de curto-circuito, das correntes de carga e da topologia da rede, além das características dos dispositivos de proteção (elos e chaves-fusíveis,

relés e religadores) e equipamentos (transformadores, cabos, linhas de distribuição e outros) envolvidos.

Em linhas gerais, o *software* visa auxiliar os técnicos e engenheiros na construção dos gráficos de coordenação, no ajuste dos dispositivos de proteção, na análise dos critérios de coordenação e seletividade.

Entre as principais funcionalidades disponibilizadas pelo PROSEDI destacam-se:

- banco de dados iterativo que permite armazenar, cadastrar, editar e excluir;
- exibição dos valores de curto-circuito e corrente de carga em diversos pontos de interesse do sistema de distribuição em estudo. Estas correntes são informadas pelo usuário, uma vez que o *software* não contempla a implementação de um programa específico de cálculo de curto-circuito;
- possibilidade de modificação, de maneira simples, de valores dos parâmetros de ajustes dos dispositivos de proteção;
- geração de mensagens de alerta com críticas e sugestões para os ajustes caso estes não respeitem os critérios de coordenação e seletividade estabelecidos no capítulo 3;
- estudos referentes ao sobreaquecimento dos elos durante as operações que envolvam religamentos;
- estudos referentes ao avanço e recuo dos relés eletromecânicos;
- geração de gráficos de coordenação e seletividade para os diversos dispositivos de proteção e curvas de suportabilidade térmica dos cabos, linhas de distribuição e transformadores (curva *ANSI*);
- exibição dos tempos de atuação dos dispositivos frente a curto-circuitos em diversos pontos do alimentador;
- geração de relatórios contendo faixa de ajustes e as ordens de graduação dos dispositivos e equipamentos de proteção.

O fluxograma da Figura 4-1 apresenta, de maneira sintética, o sistema de *software* ora proposto.

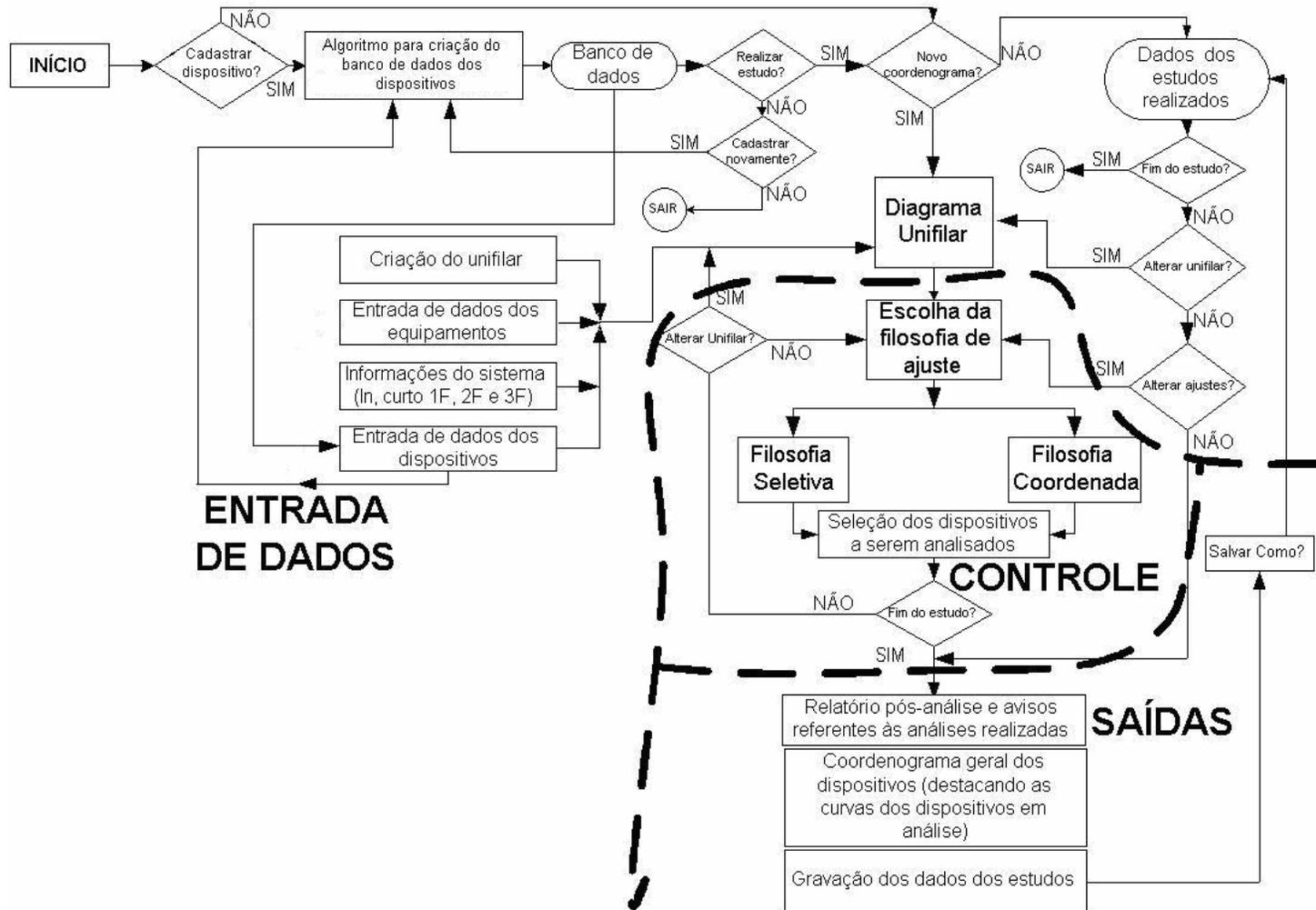


Figura 4-1 – Fluxograma do software desenvolvido

4.3. ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE

4.3.1. Definição do Software

A primeira funcionalidade deste *software* é apresentar, em um coordenograma, as curvas Tempo \times Corrente dos dispositivos de proteção, as curvas de suportabilidade térmica dos cabos e transformadores contidos no diagrama unifilar. A disposição das curvas Tempo \times Corrente pode ser alterada através de modificações nos ajustes dos dispositivos de proteção.

Outra importante funcionalidade do PROSEDI é a verificação dos critérios de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção. Dentre outras verificações realizadas destacam-se os intervalos mínimos entre os tempos de atuação entre dois dispositivos, as operações de avanço e recuo do disco de relés eletromecânicos e a influência das sucessivas operações de religamento sobre as características operativas de elos-fusíveis.

Além disso, o *software* desenvolvido contempla uma funcionalidade que permite a exibição dos tempos de atuação para cada um dos dispositivos de proteção, considerando curtos-circuitos em diversos pontos do sistema elétrico em estudo.

Por fim, o PROSEDI contempla uma ferramenta de geração de relatório onde são apresentadas todas as características dos equipamentos do sistema (transformadores, cabos, linhas de distribuição, barramentos, resistor de aterramento, capacitor e carga) e dos dispositivos de proteção (relés, religadores e fusíveis). Em cada dispositivo de proteção são apresentadas todas as características e parâmetros disponíveis, além dos ajustes definidos pelo usuário.

4.3.2. Especificação da Interface Gráfica

O PROSEDI utiliza o mesmo padrão de *softwares* implementados em ambiente *Windows*, utilizando janelas, barras de ferramentas e *menus*. Dessa forma, usuários familiarizados com esse tipo de ambiente não encontram dificuldades quando da utilização do *software*. Para a sua implementação utilizou-se a plataforma Java versão 1.5.01.

A interface gráfica é composta, basicamente, por duas janelas. Uma delas, a janela principal do sistema, disponibiliza as opções para gerenciamento do arquivo de estudos

(gerar um novo estudo, abrir um estudo existente, etc.), opções para cadastro de novos dispositivos no banco de dados e também algumas funções de ajuda. A segunda janela é específica para cada estudo a ser realizado e contém as ferramentas para criação do diagrama unifilar, manipulação dos ajustes dos dispositivos de proteção, traçado de coordenogramas, análise de coordenação e seletividade, geração de matriz de tempos de atuação e visualização/impressão de relatório com as ordens de graduação de cada dispositivo, além de informações de cabos e transformadores.

Como todo *software* de plataforma *Windows*, a interação do usuário com o PROSEDI é bastante intuitiva e de fácil assimilação, desfrutando de todos os recursos disponíveis, tais como duplo clique, "arrastar e soltar", etc.

Dessa forma, os dispositivos de proteção são inseridos clicando-se no título correspondente na barra de *menus*, e então, na janela referente ao diagrama unifilar. Para interligar tais dispositivos, basta conectar suas extremidades adequadamente através de cabos ou linhas de distribuição.

Já os ajustes dos dispositivos são acessados com um duplo clique sobre o símbolo correspondente no diagrama unifilar. Feito isso, janelas auxiliares são abertas contendo campos que podem ser definidos e ajustados com valores previamente cadastrados no banco de dados, que foi escrito em SQL através do Sistema de Gerenciamento de Banco de Dados HSQLDB versão 1.8.0.2.

Uma vez definidos os ajustes dos dispositivos de proteção é possível, após a seleção do dispositivo protetor e protegido, identificar se há ou não a ocorrência da violação dos critérios de coordenação e seletividade. Isso porque, após a seleção, janelas auxiliares são abertas para a definição do intervalo de seletividade.

Na janela do coordenograma encontra-se um gráfico na escala log-log, no qual são ilustradas as curvas Tempo \times Corrente dos dispositivos contidos no diagrama unifilar. Cada curva é indicada por meio das cores e do código do respectivo dispositivo do diagrama unifilar.

Vale ressaltar que, além da impressão do relatório contendo as ordens de graduação dos dispositivos e informações de cabos e transformadores, o usuário também pode imprimir o diagrama unifilar e o coordenograma obtendo, assim, um conjunto completo das saídas de resultados do estudo realizado.

4.3.3. Simulação de Casos Exemplos

A simulação de casos exemplos teve o objetivo de testar as funcionalidades do sistema de *software* desenvolvido, avaliando as sub-rotinas nos estudos envolvendo a coordenação e a seletividade da proteção de sistemas aéreos de distribuição.

4.3.4. Elaboração do Manual

Nesta etapa confeccionou-se o manual completo do sistema de *software* desenvolvido. O objetivo deste manual é prover informações relevantes e necessárias para que os usuários tenham condições de realizar desde a instalação até a utilização do PROSEDI.

4.4. DESCRIÇÃO DO SOFTWARE

4.4.1. Janela Principal

Ao iniciar o *software* PROSEDI, o usuário tomará contato inicialmente com a tela principal apresentada na Figura 4-2. A barra de *menus* da aplicação é a maneira que o usuário dispõe para acessar todas as tarefas que pretenda executar. Sua utilização segue o padrão de apresentação *Windows*, bastando clicar em um *menu* para que a lista de opções correspondente apareça na vertical.

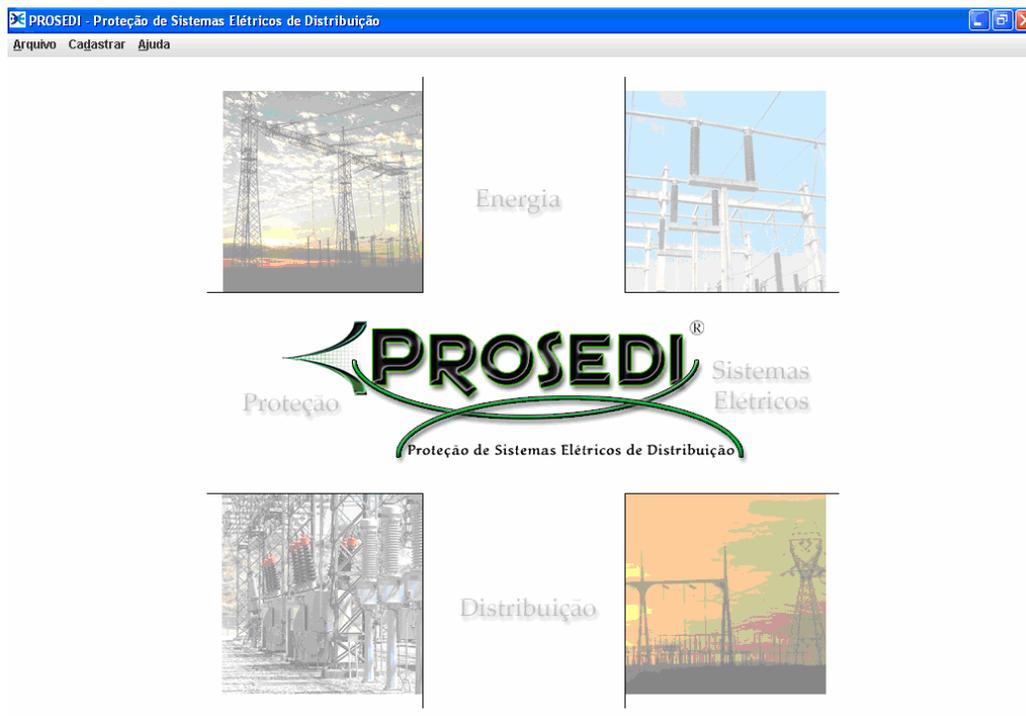


Figura 4-2 – Tela principal do PROSEDI

4.4.2. Menu Arquivo – Janela Principal

O *menu* arquivo da janela principal possibilita a criação de novos estudos, abertura de estudos já realizados e salvos, podendo estes serem editados ou não e, finalmente, saída do sistema.

4.4.3. Menu Cadastrar – Janela Principal

O *menu* cadastrar da janela principal permite que sejam inseridas informações relativas aos dispositivos de proteção: elo-fusível, relé, relé de neutro, relé de religamento e religador. Estas informações são inseridas por intermédio de janelas particulares para cada um destes dispositivos e são armazenadas em um banco de dados escrito em SQL.

4.4.3.1. Cadastramento de Elo-Fusível

Para o cadastramento de elos-fusíveis é necessário informar o fabricante, modelo, valor, tipo (K, H, T, EF e Outro) e a categoria (preferencial ou não-preferencial), conforme se observa à esquerda na Figura 4-3.

Preenchida estas informações torna-se possível inserir um conjunto de vinte pontos no plano Tempo \times Corrente correspondente à curva de atuação deste dispositivo. Alguns fabricantes fornecem curvas de tempo mínimo e tempo máximo de atuação do elo, as quais devem ser inseridas em tabelas separadas. No entanto, existe a possibilidade de ser fornecida a curva média de atuação do elo e para este caso o *software* oferece a possibilidade de definir a curva de tempo mínimo igual à de tempo máximo.

Uma ferramenta importante e disponível no cadastramento de todos os dispositivos que permitem a entrada do conjunto de pontos via tabela Tempo \times Corrente refere-se à visualização imediata da curva cadastrada, onde é possível observar o conjunto de pontos fornecidos bem como a curva obtida via regressão polinomial baseada no conjunto de pontos informados, conforme pode ser observado à direita na Figura 4-3. Essa ferramenta permite que pequenas imperfeições sejam corrigidas ainda durante a fase de cadastramento, evitando possíveis erros durante a execução de estudos.

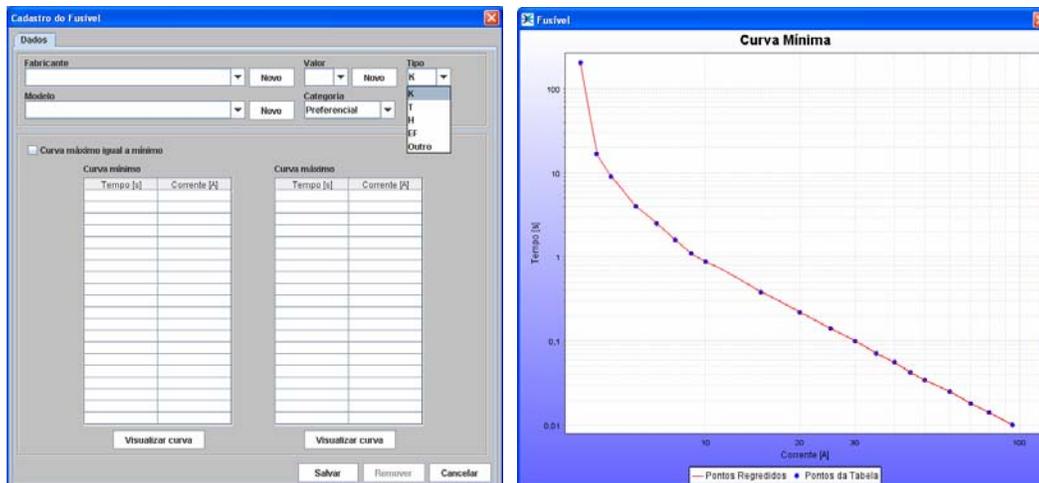


Figura 4-3 – Janela de cadastramento de elos-fusíveis e sistema de visualização das curvas.

4.4.3.2. Cadastramento de Relé

Para o cadastramento de relés é necessário informar o fabricante, modelo, tipo de construção (eletromecânico, digital e numérico-microprocessado) e corrente nominal de fase e neutro para os relés que não sejam eletromecânicos. Estas são as informações que permitem o acesso a todas as características relativas a estes dispositivos tais como: curvas Tempo \times Corrente, faixa de ajustes de *pick-up* temporizado e instantâneo, tempo do instantâneo e dial de tempo.

Devido aos avanços tecnológicos é possível cadastrar as curvas Tempo \times Corrente de duas maneiras:

- cadastramento via equação – nesse caso estão disponibilizadas seis famílias de curvas normalizadas e amplamente utilizadas: IEC/ABNT, IAC, US, IEEE, I^2t e tempo definido, conforme pode ser observado na Figura 4-4. Todas estas famílias de curvas possuem equações pré-determinadas no plano Tempo \times Corrente que traduzem o comportamento do dispositivo conforme pode ser consultado no Anexo A, ressaltando-se que o mesmo dispositivo pode possuir diferentes famílias de curvas e o *software* contempla esta possibilidade. Para este caso, o dial de tempo é definido na aba “Dial de tempo”, sendo possível ajustar diferentes valores para cada uma das famílias de curva. Quanto ao tempo de *reset* este está relacionado com cada família de curva e é calculado internamente a partir das equações normalizadas apresentadas no Anexo A.

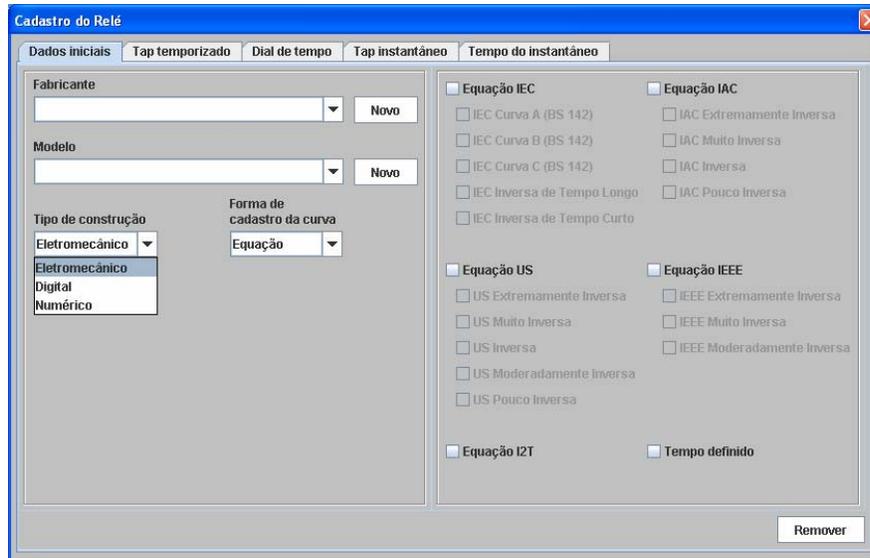


Figura 4-4 – Cadastramento de relés via equações.

- cadastro via curva personalizada – esta forma possibilita o cadastramento de relés que não seguem nenhuma das famílias de curvas apresentadas, por exemplo, relés eletromecânicos. Este recurso também possibilita o cadastramento de curvas flexíveis (*FlexCurve*) de relés microprocessados, personalizando a resposta do dispositivo de acordo com a necessidade da aplicação do usuário. Para esta forma de cadastro também é necessário informar um conjunto de vinte pontos Tempo \times Corrente, sendo possível visualizar a curva cadastrada conforme descrito anteriormente para os elos-fusíveis. Adicionalmente o usuário deve informar o dial de tempo e o tempo de *reset* associado a cada um dos diais, conforme pode ser observado na Figura 4-5.

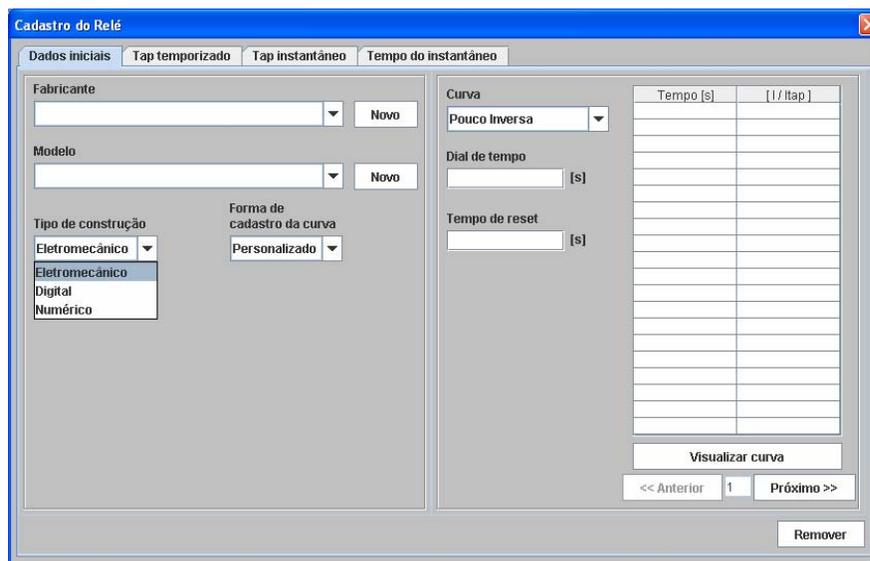


Figura 4-5 – Cadastramento personalizado de relés

As faixas de ajustes referentes ao *pick-up* temporizado, *pick-up* instantâneo e tempo do instantâneo podem ser cadastradas de três formas, conforme se observa na Figura 4-6:

- passo – são informados os valores mínimo e máximo do intervalo e a distância desejada entre cada valor (passo);
- discreto – existe a possibilidade de informar no máximo dez valores;
- contínuo – são informados os valores mínimo e máximo do intervalo.

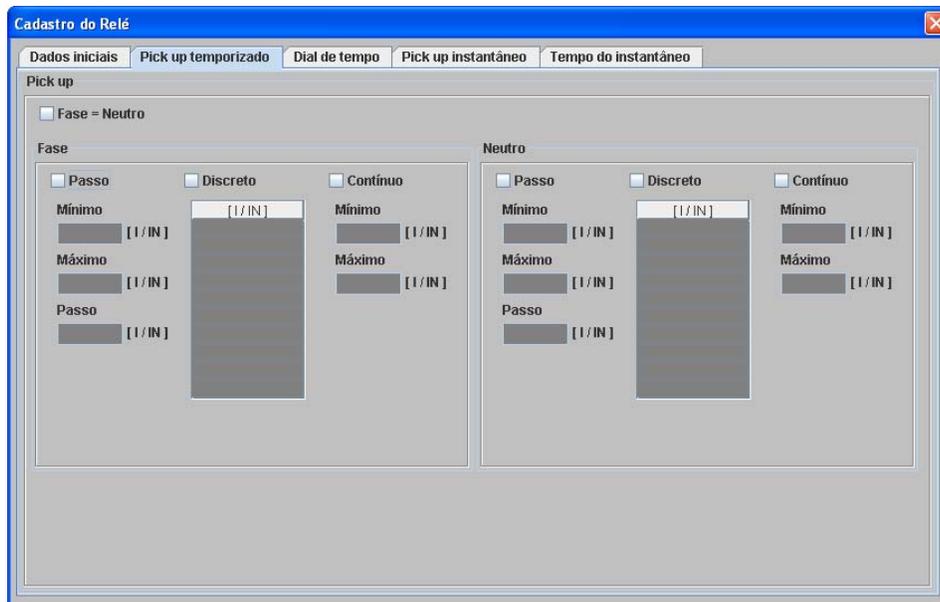


Figura 4-6 – Janela de cadastro de *pick-up* temporizado e instantâneo, e tempo do instantâneo.

O *software* desenvolvido apresenta a possibilidade de cadastrar *pick-up* temporizado, instantâneo e tempo do instantâneo, de fase e neutro, diferentes ou iguais, bastando para isso selecionar a opção “Fase = Neutro”, conforme se observa na Figura 4-6.

Uma funcionalidade implementada é o chaveamento das unidades e nomes das abas, visto que para relés digitais e numéricos (microprocessados) tem-se que os ajustes são denominados *pick-up* e a unidade é dada em múltiplos da corrente nominal. Por outro lado, os relés eletromecânicos têm os ajustes denominados por tapes e a unidade é dada em Ampères. Desta forma, este chaveamento tem a finalidade de facilitar a utilização da plataforma e seguir a nomenclatura mais adequada segundo os tipos construtivos dos relés.

Os relés cadastrados neste *menu* são utilizados nos estudos de coordenação e seletividade fase-fase e fase-neutro, sendo estas últimas instaladas nas conexões *ground sensor* e residual.

4.4.3.3. Cadastramento de Relé de Neutro

O cadastramento do relé de neutro é semelhante ao do relé apresentado na seção anterior, diferenciando-se apenas no aspecto que existem somente as janelas de neutro.

As informações cadastradas neste *menu* são utilizadas pelos relés instalados no neutro de transformadores, quando estes estiverem na conexão estrela aterrada.

4.4.3.4. Cadastramento de Relé de Religamento

Para o cadastramento de relés de religamento é necessário informar o fabricante, modelo, tipo de construção (eletromecânico, digital e numérico) e os intervalos de religamento, que podem ser no máximo três, conforme pode ser observado na Figura 4-7.

Ressalta-se que os intervalos de religamento podem ser cadastrados por duas das três maneiras descritas anteriormente, ou seja, passo ou discreto.

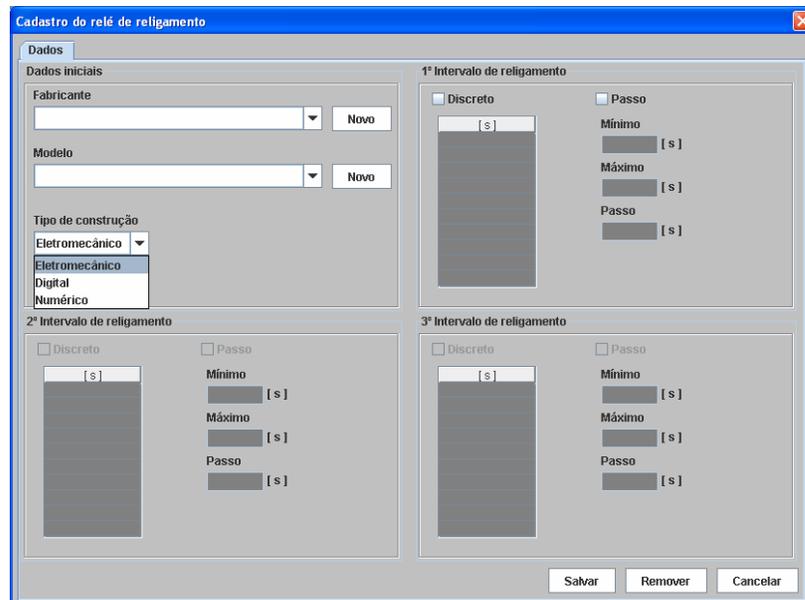


Figura 4-7 – Tela de cadastramento de relé de religamento.

4.4.3.5. Cadastramento do Religador

O cadastramento de religadores pode ser realizado considerando a possibilidade de religador com ou sem TC na bucha.

Quando o usuário selecionar a opção religador com TC na bucha, subentende-se que o religador será controlado por um relé externo, podendo inclusive ser relé numérico.

Desta forma, o funcionamento do dispositivo frente às correntes de curto-circuito é comandado por relés e todo o procedimento de cadastramento deve ser conduzido conforme descrito na seção 4.4.3.2. As janelas de cadastramento são similares às apresentadas nas Figuras 4-4 e 4-5.

Salienta-se, entretanto, que informações adicionais devem ser fornecidas e referem-se aos intervalos de religamento associados ao religador. A aba para o cadastramento destas informações é similar a apresenta na Figura 4-7.

Quando a escolha for por um religador sem TC na bucha subentende-se que não há relé secundário para seu controle de operação e o *software* viabiliza uma janela conforme observado na Figura 4-8, que possibilita cadastrar um conjunto de vinte pares de pontos no plano Tempo x Corrente para cada curva característica rápida e lenta, para fase e neutro.

A janela "Cadastro do religador" possui três abas: "Dados iniciais", "Pick Up" e "Operações". A aba "Dados iniciais" está selecionada e contém os seguintes elementos:

- Três menus suspensos para "Sem Tc na bucha", "Sem Tc na bucha" e "Com Tc na bucha".
- Dois campos de texto para "Fabricante" e "Modelo", cada um com um botão "Novo" ao lado.
- Dois painéis principais: "Fase" e "Neutro".
- Cada painel ("Fase" e "Neutro") contém sub-seções para "Curva" e "Lenta", cada uma com um menu suspenso.
- Abaixo de cada sub-seção, há uma tabela com duas colunas: "Tempo [s]" e "[I / Ipick up]".
- Abaixo de cada tabela, há um botão "Visualizar curva".
- Na base de cada painel, há botões de navegação: "<< Anterior", "1" e "Próximo >>".
- Um botão "Remover" está localizado na parte inferior direita da janela.

Figura 4-8 – Tela de cadastramento de religadores sem TC na bucha.

As faixas de ajustes do *pick-up* podem ser cadastradas na aba “Pick-up”, modalidade discreto ou contínuo. Já os intervalos de religamento são cadastrados na aba “Operações” e permite que o usuário defina o número máximo de operações de religamento, tanto rápidas quanto lentas, para fase e neutro, conforme pode ser observado na Figura 4-9.

The screenshot shows a software window titled "Cadastro do religador". It has two tabs: "Dados iniciais" and "Operações". The "Operações" tab is active and contains four main sections:

- Operações:** Contains two sub-sections. The first is "Número máximo de operações rápidas" with "Fase" and "Neutro" dropdown menus, both set to "1". The second is "Número máximo de operações para bloqueio" with "Fase" and "Neutro" dropdown menus, both set to "1".
- 1º Intervalo de religamento:** Includes a "Discreto" checkbox, a text input field with "[s]", and three numeric input fields for "Mínimo [s]", "Máximo [s]", and "Passo [s]".
- 2º Intervalo de religamento:** Includes a "Discreto" checkbox, a text input field with "[s]", and three numeric input fields for "Mínimo [s]", "Máximo [s]", and "Passo [s]".
- 3º Intervalo de religamento:** Includes a "Discreto" checkbox, a text input field with "[s]", and three numeric input fields for "Mínimo [s]", "Máximo [s]", and "Passo [s]".

At the bottom right of the window are "Salvar" and "Cancelar" buttons.

Figura 4-9 – Janela de cadastramento de intervalos de religamento

4.4.4. Menu Ajuda – Janela Principal

Neste *menu*, seguindo um padrão de apresentação *Windows* é possível ter acesso a tópicos, palavras-chave, entre outras funcionalidades que possam vir a esclarecer dúvidas durante a utilização do *software*.

4.4.5. Menu Arquivo – Janela do Unifilar

Este *menu* possui algumas funcionalidades, conforme mostrado na Figura 4-10, que confere ao sistema de *software* desenvolvidos grande facilidade para a realização dos estudos, permitindo que todas as informações sejam excluídas em conjunto (Submenu Limpar); arquivos existentes ou não sejam modificados e salvos com o mesmo nome (Submenu Salvar) ou nome diferente (Submenu Salvar Como) e também que seja realizada a impressão do diagrama unifilar (Submenu Imprimir).

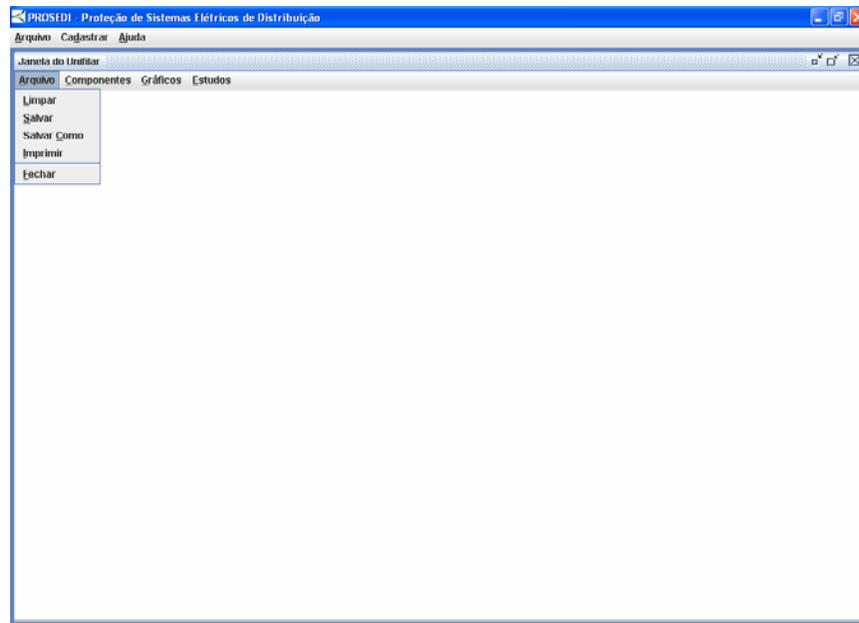
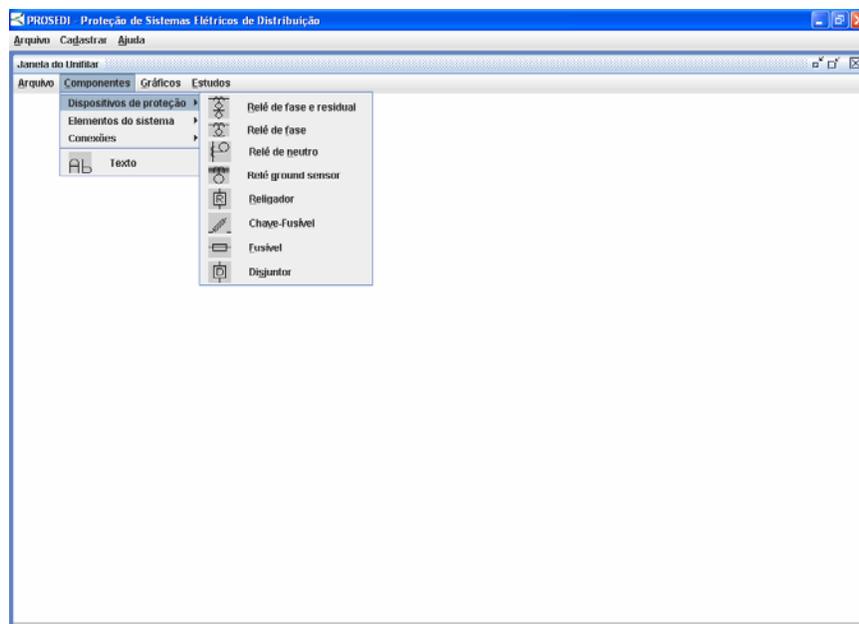


Figura 4-10 – Janela do unifilar, menu arquivo.

4.4.6. Menu Componentes – Janela do Unifilar

Neste *menu* tem-se a possibilidade de acessar os componentes que são utilizados para elaborar o diagrama unifilar do sistema de distribuição a ser estudado. Estes componentes estão divididos em *submenus*: dispositivos de proteção (acessa as informações previamente cadastradas no banco de dados) conforme ilustrado na Figura 4-11; elementos do sistema conforme ilustrado na Figura 4-12; conexões e texto livre.

Figura 4-11 – Janela do unifilar, *submenu* dispositivos de proteção.

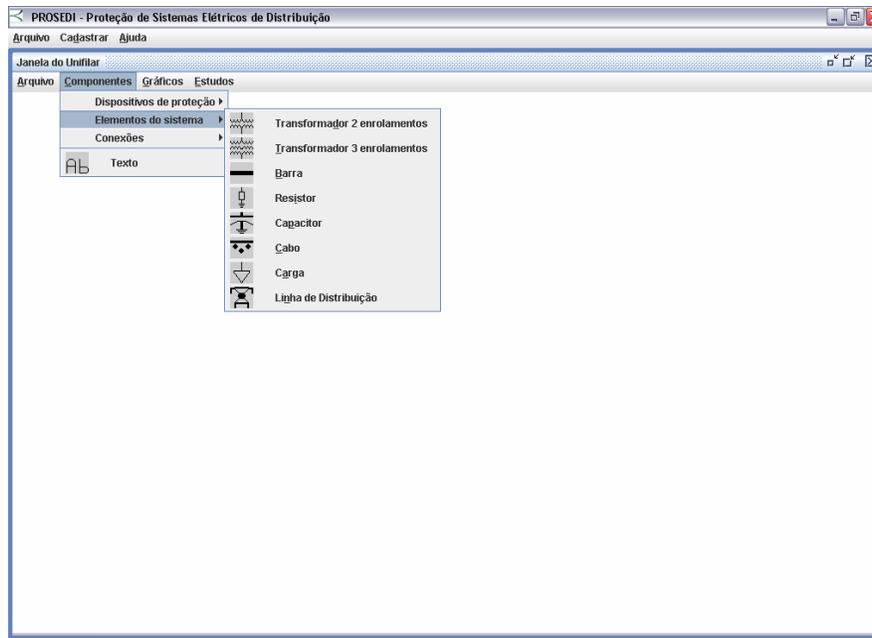


Figura 4-12 – Janela do unifilar, *submenu* elementos do sistema.

O acesso aos componentes em qualquer dos *submenus* se faz clicando com o botão esquerdo do *mouse* sobre o símbolo do componente desejado, arrastando-o para o diagrama unifilar. Uma vez selecionado um componente, este pode ser inserido várias vezes por um simples arraste do *mouse* na tela do unifilar, não havendo a necessidade de retornar ao *submenu* para repetição da escolha.

4.4.6.1. Dispositivo de Proteção – Elos-fusíveis

Este dispositivo deve ser selecionado quando se desejar inserir um elo associado a uma chave-fusível no diagrama unifilar.

A janela deste dispositivo possui uma aba “Informações do dispositivo”, onde é possível especificar as características técnicas e construtivas, conforme pode ser observado na Figura 4-13. Estas características são acessadas com base nas informações já cadastradas anteriormente e armazenadas no Banco de Dados.

A aba “Sistemas” possibilita informar as correntes de curto-circuito no ponto de instalação e a jusante do dispositivo, além da tensão de operação, corrente de carga e o fator de assimetria.

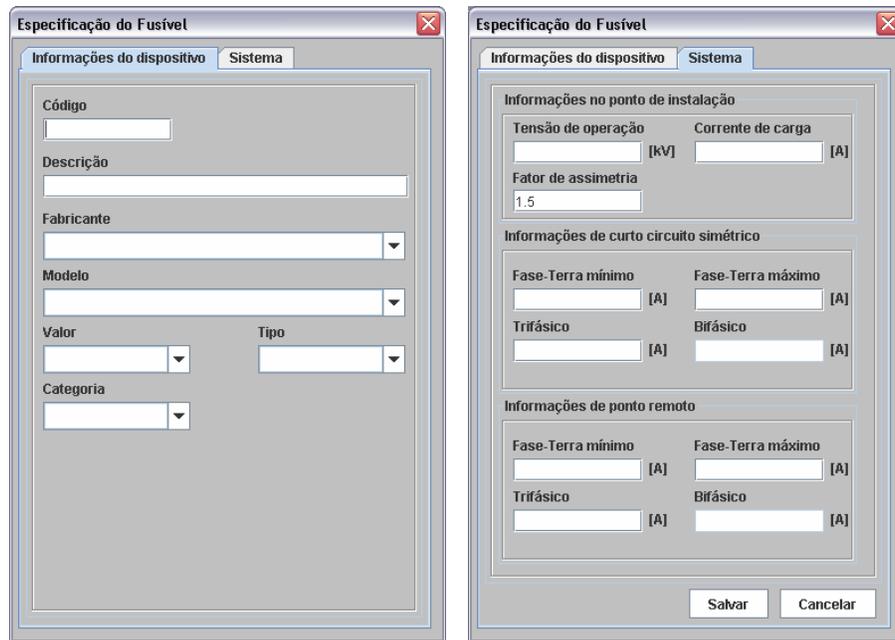


Figura 4-13 – Janela para especificação dos elos-fusíveis.

4.4.6.2. Dispositivo de Proteção – Relé de Fase e Residual

Este dispositivo deve ser selecionado quando se deseja inserir um relé no diagrama unifilar para proteção contra faltas entre fases e fase-neutro com conexão residual. As janelas para especificação das características construtivas, dos ajustes para proteção de fase e neutro com conexão residual, e das informações do sistema no ponto de instalação do dispositivo e a jusante são mostradas na Figura 4-14.

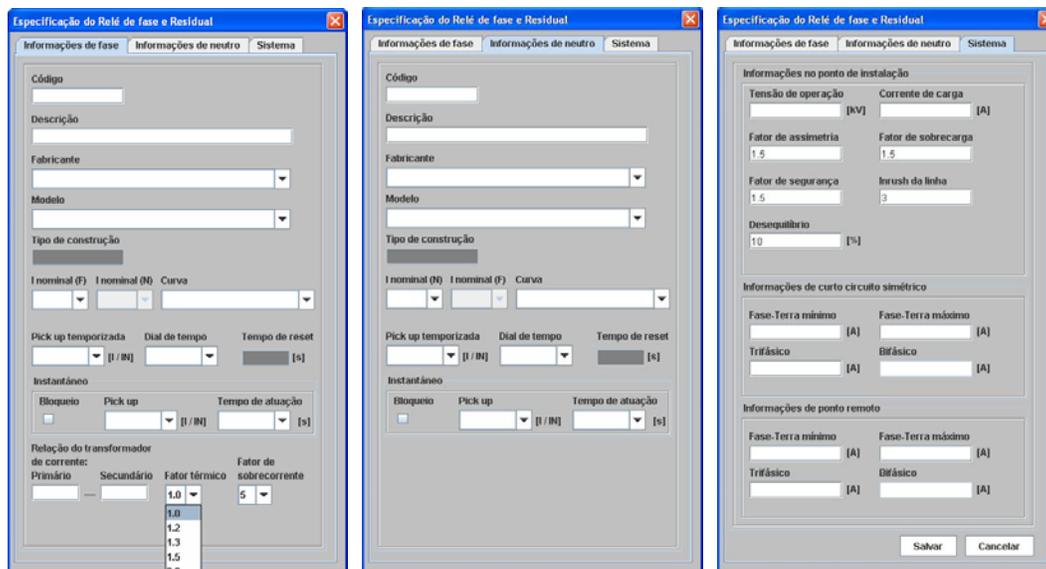


Figura 4-14 – Janelas para ajustes do relé de fase e neutro

Nas abas “Informações de fase” e “Informações de neutro” os ajustes são feitos com base nas informações previamente cadastradas no Banco de Dados. Ressalta-se que o tempo de *reset* é calculado internamente via *software* segundo os ajustes definidos pelo usuário. Além disso, a função instantânea pode ser bloqueada e a relação do transformador de corrente está disponível apenas para a aba “Informações de fase”, visto que neste caso a conexão é residual.

Na aba “Informações de fase” também é necessário escolher o fator térmico e o fator de sobrecorrente, possibilitando que o *software* verifique se existe ou não possibilidade de dano por sobrecarga ou de ocorrer saturação do TC.

Na aba “Sistema” tem-se a possibilidade de informar para o ponto de instalação do dispositivo a tensão e a corrente de operação; o fator de assimetria; o fator de sobrecarga; o fator de segurança; a corrente de *inrush* do alimentador de distribuição e a corrente de desequilíbrio. Além destas informações também é possível especificar as correntes de curto-circuito simétrica: fase-terra mínimo, fase-terra máximo e trifásico, visto que o curto-circuito bifásico é calculado internamente via *software* e indicado automaticamente na mesma janela. Os valores de corrente de curto-circuito devem ser informados para o ponto de instalação do dispositivo e, quando se fizer necessário, no ponto remoto que corresponde a valores de curto a jusante do ponto de instalação do dispositivo de proteção.

4.4.6.3. Dispositivo de Proteção – Relé de Fase

Este dispositivo deve ser selecionado quando se deseja inserir um relé no diagrama unifilar para proteção contra faltas envolvendo somente fases. As janelas utilizadas para definição de ajustes deste dispositivo são idênticas àquelas da aba “Informações de fase” apresentada na Figura 4-14 e similar à aba “Sistema” da mesma figura, pois neste caso não é possível especificar a corrente de desequilíbrio.

4.4.6.4. Dispositivo de Proteção – Relé *Ground Sensor*

Este dispositivo deve ser selecionado quando se deseja inserir no diagrama unifilar um relé para proteção contra faltas que envolvam a terra com conexão *ground sensor*.

Na aba “Informações de neutro” os ajustes são definidos com base nas informações previamente armazenadas no Banco de Dados. O tempo de *reset* é calculado internamente via *software* segundo os ajustes selecionados.

Quanto a aba “Sistema” pode-se especificar a tensão de operação, as correntes de carga e de desequilíbrio, fatores de assimetria, sobrecarga e segurança. Além disso, possibilita informar as correntes de curto fase-terra para o ponto de instalação e a jusante do dispositivo de proteção, conforme pode ser observado na Figura 4-15.

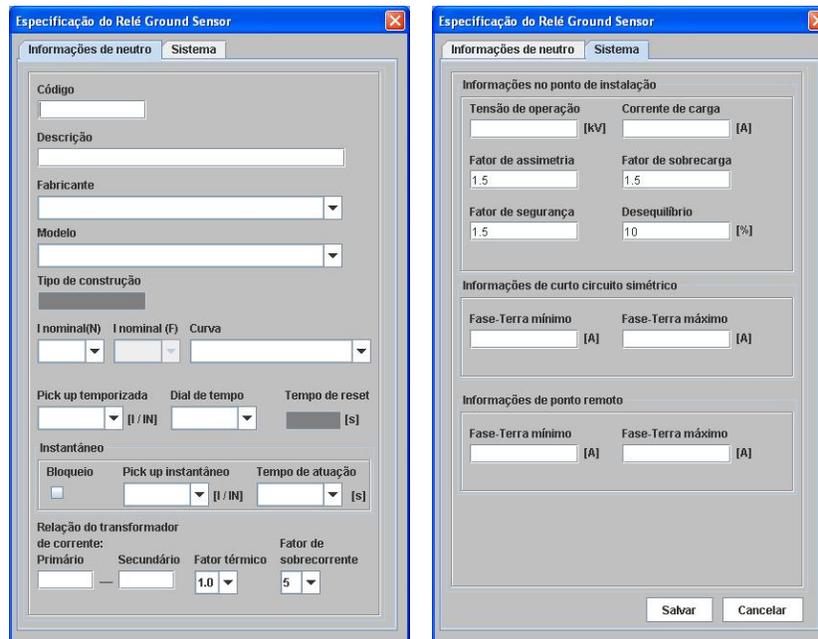


Figura 4-15 – Janela para ajustes do relé *ground sensor*.

4.4.6.5. Dispositivo de Proteção – Relé de Neutro

Este dispositivo deve ser selecionado quando se desejar inserir no diagrama unifilar um relé para proteção de neutro de transformadores com conexão estrela aterrada ou interligação de bancos de capacitores conectados em dupla-estrela. As janelas para ajuste deste dispositivo são idênticas a aba “Informações de neutro” explicada e ilustrada na seção 4.4.6.4. e similar a aba “Sistema” referente à mesma seção, pois não possibilita especificar as correntes de curto-circuito no ponto remoto.

4.4.6.6. Dispositivo de Proteção – Disjuntores

Neste *software* os disjuntores são utilizados apenas para compor o diagrama unifilar e não possui nenhuma janela específica para atribuição de características nominais. Desta forma, todas as funções de proteção estão restritas aos relés de sobrecorrente a eles associados.

4.4.6.7. Dispositivo de Proteção – Religadores

Este dispositivo deve ser selecionado quando se deseja inserir um religador no diagrama unifilar, sendo que o usuário deve optar na parte superior da janela apresentada na Figura 4-16 por um dispositivo *com TC de bucha* ou *sem TC de bucha*.

Caso seja feita a opção por um religador *com TC de bucha* a tela de ajustes para as proteções de fase e neutro são semelhantes às apresentadas na Figura 4-14. Entretanto, na Figura 4-16, observa-se a possibilidade de se especificar dispositivos distintos para a proteção de fase e neutro, conferindo elevada flexibilidade ao sistema de *software* desenvolvido.

The screenshot shows a software window titled "Especificação do Religador" with three tabs: "Informações do dispositivo", "Religamento", and "Sistema". The "Religamento" tab is active. At the top, there are three radio buttons: "Com Tc na bucha" (selected), "Sem Tc na bucha", and "Com Tc na bucha" (disabled). Below this, the window is split into two columns: "Fase" and "Neutro". Each column contains a table with "Código" and "Descrição" headers. Below the tables are input fields for "Fabricante" and "Modelo". Further down, there are sections for "Tipo de construção", "I nominal (F) / I nominal (N) / Curva", "Pick up temporizada / Dial de tempo / Tempo de reset", "Instantâneo", and "Bloqueio / Pick up / Tempo de atuação". At the bottom, there is a section for "Relação do transformador de corrente" with fields for "Primário", "Secundário", "Fator térmico", and "Fator de sobrecorrente".

Figura 4-16 – Janela de ajustes de religadores com TC de bucha.

Dado a possibilidade de serem escolhidos diferentes dispositivos para proteção de fase e neutro, surge a necessidade de especificar na aba “Religamento” se as opções de religamento referem-se ao dispositivo de fase, ao dispositivo de neutro ou mesmo a um relé de religamento que não esteja associado nem a fase e nem ao neutro, conforme pode ser observado na Figura 4-17. Nesta mesma aba observa-se a possibilidade de serem ajustados os parâmetros relativos ao número de operações e aos intervalos de religamento.

As informações contidas na aba “Sistema” são idênticas as apresentadas na seção 4.4.6.2.

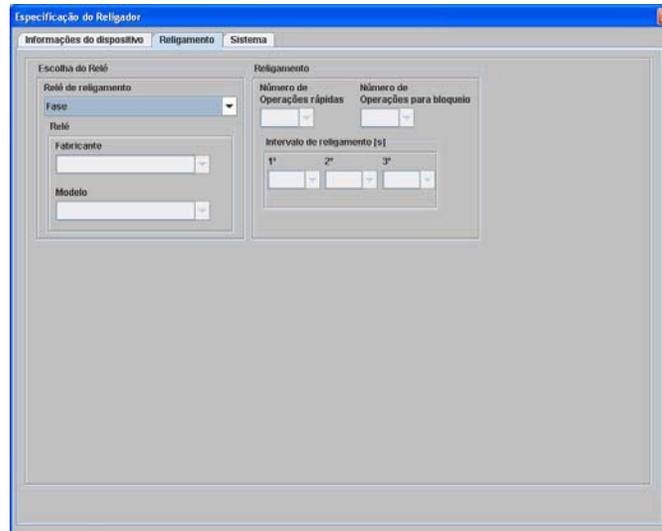


Figura 4-17 - Janela para definição das opções do relé de religamento.

Caso seja feita a opção por um religador *Sem TC de bucha*, o *software* disponibiliza automaticamente duas abas. Na aba “Informações do dispositivo” é possível especificar as características construtivas, bem como definir os ajustes para proteção de fase e neutro, o número de operações e intervalos de religamento, conforme pode ser observado na Figura 4-18.

É importante observar a possibilidade de selecionar os dados referentes às curvas rápidas e lentas, o número de operações e os intervalos de religamento de maneira distinta para fase e neutro. Além disso, existe a possibilidade de bloquear a atuação da curva rápida de fase e/ou neutro sendo necessário apenas selecionar a opção “Bloqueio da curva rápida” na parte superior da aba.

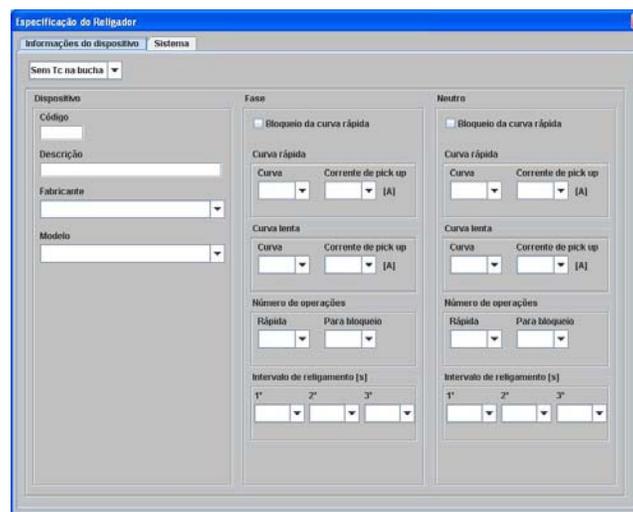


Figura 4-18 - Janela de ajustes de religadores sem TC de bucha

A aba “Sistema” para os religadores *sem TC de bucha* permite especificar para o ponto de instalação do dispositivo: a tensão e a corrente de operação, o fator de assimetria, a corrente de desequilíbrio, o fator de sobrecarga, o fator de segurança, a corrente mínima de disparo e o tipo construtivo do religador. Caso o tipo construtivo seja definido como hidráulico, a corrente mínima de disparo é automaticamente definida para 200% da corrente nominal da bobina série. Entretanto, permite-se ao usuário, caso seja necessário, definir outro valor. Além destas informações é possível especificar as correntes de curto-circuito simétrica no ponto de instalação e a jusante do dispositivo, conforme pode ser observado na Figura 4-19.

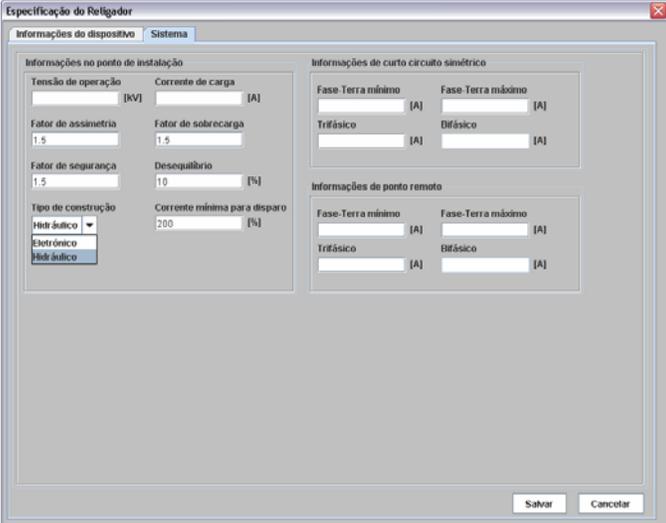


Figura 4-19 – Janela de informações do sistema

4.4.6.8. Elementos do Sistema – Transformadores de dois enrolamentos

A janela de informações dos transformadores está dividida em duas abas “Informações do equipamento” onde é possível especificar o número de fases, a potência nominal, a tensão nominal, o tipo de conexão dos enrolamentos primário e secundário, a impedância percentual, se o equipamento é submetido à faltas freqüentes ou não-freqüentes e se o tipo de isolamento é a óleo ou a seco, conforme pode ser observado na Figura 4-20.

As informações relativas ao número de fases, potência nominal, impedância percentual e se as faltas são ou não freqüentes são extremamente relevantes, pois permitem traçar a curva *ANSI* segundo as definições da norma IEEE C57.109-1993 [ANSI/IEEE C57.109, 1993], conforme descrito no Anexo C. Quanto às conexões dos transformadores estas possibilitam o deslocamento da curva *ANSI* caso o enrolamento primário seja delta e o

secundário estrela-aterrada. Este procedimento é necessário porque para este tipo de conexão uma falta fase-terra no secundário é vista como uma falta bifásica no primário.

A corrente de *Inrush* pode ser especificada com base na corrente nominal do transformador multiplicada por um fator que está diretamente relacionado com a potência e com o tipo de isolamento, conforme descrito no Anexo C. O tempo de *Inrush* está definido na janela de especificação do transformador, “Duração da corrente de Inrush”, com um valor padrão de 0,1 s, podendo ser alterado segundo as necessidades do usuário.

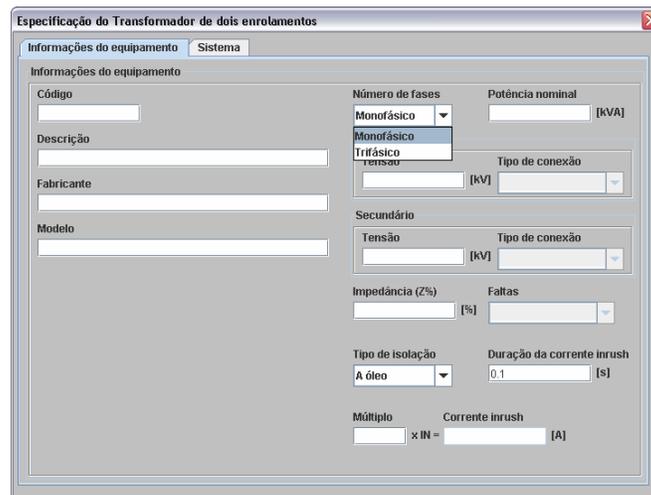


Figura 4-20 – Janela de especificação das características de transformadores de dois enrolamentos.

A outra aba “Sistema” permite especificar a corrente de carga e as correntes de curto-circuito no ponto de instalação do equipamento conforme pode ser observado na Figura 4-21.

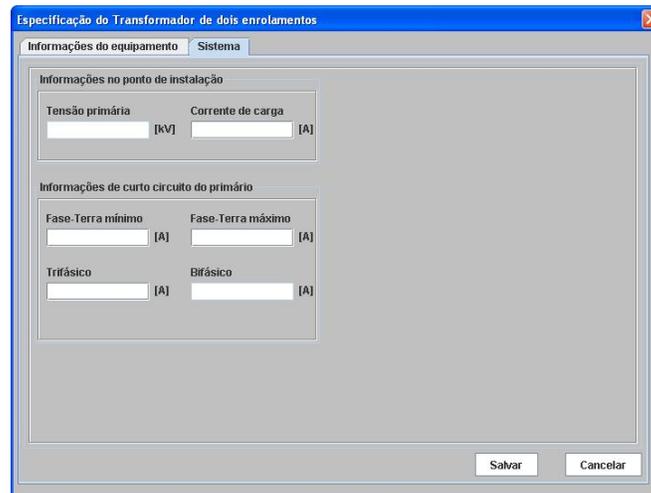


Figura 4-21 – Janela de especificação das correntes de curto-circuito nos transformadores.

4.4.6.9. Elementos do Sistema – Transformadores de três enrolamentos

Os transformadores de três enrolamentos possuem janelas semelhantes às aquelas apresentadas para os transformadores de dois enrolamentos da Figura 4-20.

A aba “Informações do equipamento” apresenta campos específicos adicionais para preenchimento da tensão e do tipo de conexão do terciário, além da impedância percentual existente do primário para secundário, secundário para o terciário e terciário para o primário. Quanto a aba “Sistema” esta é igual a apresentada na Figura 4-21.

4.4.6.10. Elementos do Sistema – Barra

As informações utilizadas para caracterização das barras são relevantes no desenvolvimento do diagrama unifilar uma vez que o nível de tensão e o código são mostrados automaticamente no diagrama, após o preenchimento da janela de informações ilustrada na Figura 4-22.

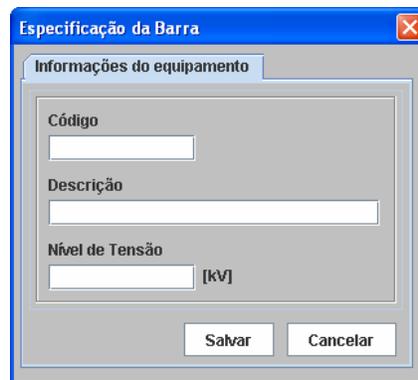
A imagem mostra uma janela de diálogo intitulada "Especificação da Barra". A janela possui uma aba "Informações do equipamento". Dentro desta aba, há três campos de entrada: "Código" (um campo de texto curto), "Descrição" (um campo de texto longo) e "Nível de Tensão" (um campo de texto curto seguido de "[kV]"). Na base da janela, há dois botões: "Salvar" e "Cancelar".

Figura 4-22 – Janela de informações de barra

4.4.6.11. Elementos do Sistema – Resistor

Os resistores de aterramento podem ser utilizados no neutro de transformadores para reduzir o nível das correntes de curto-circuito fase-terra. A janela de informações para este elemento pode ser observada na Figura 4-23 e, após o seu preenchimento, o código, a tensão fase-neutro no ponto de instalação e a resistência são mostrados automaticamente no diagrama unifilar.

O preenchimento das informações relativas ao tempo de suportabilidade e da corrente de limitação formam um ponto no plano Tempo \times Corrente permitindo que este seja mostrado no coordenograma.

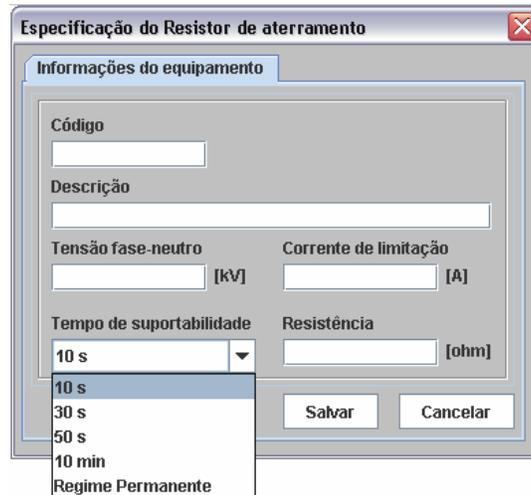


Figura 4-23 – Janela de informações de resistor.

4.4.6.12. Elementos do Sistema – Capacitor

Na aba “Informações do equipamento” apresentada na Figura 4-24 é possível especificar a potência nominal, a tensão nominal, a corrente de energização, a conexão do banco (delta, estrela, dupla estrela e estrela aterrada) dentre outras informações. Na aba “Sistema” é possível informar a tensão de operação, a corrente de carga e as correntes de curto-circuito.

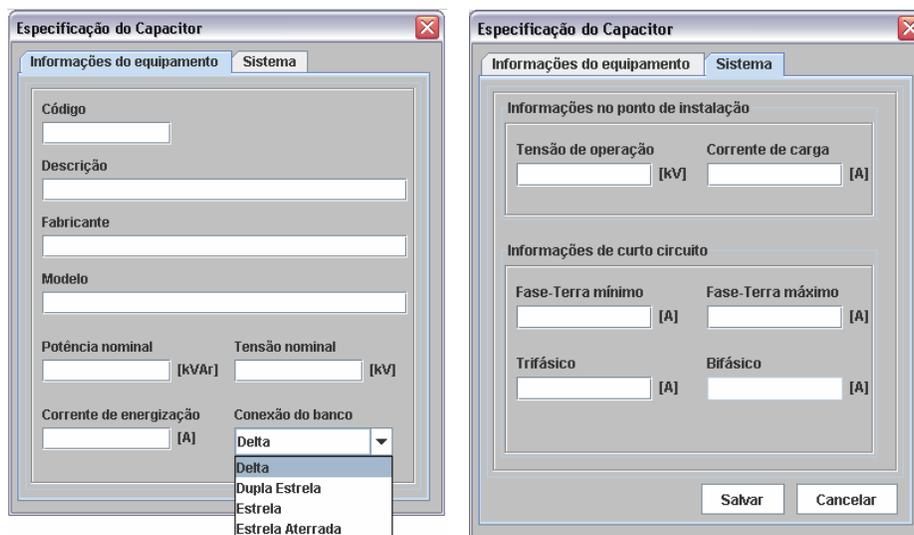


Figura 4-24 – Janela de informações de capacitor

4.4.6.13. Elementos do Sistema – Cabo

Na aba “Informações do equipamento” é possível especificar o tipo de isolamento (NU, EPR, PVC e XLPE), o tipo de condutor (Alumínio CA, Alumínio CAA, Alumínio CAL

e cobre), a seção transversal, a unidade (AWG, MCM, mm²), o nível de tensão de instalação, o número de cabos por fase e o comprimento do cabo, conforme pode ser observado na Figura 4-25. A impedância do cabo não necessita ser informada na janela de ajustes, dado que nesta versão o PROSEDI não calcula correntes de curto-circuito.

Ressalta-se que o tipo de isolamento determina quais são as possibilidades de escolha referentes ao tipo de condutor. Por exemplo, caso seja escolhida a isolamento NU tem-se as opções: Alumínio CA, Alumínio CAA, Alumínio CAL. Já para as outras isolações têm-se os condutores de alumínio e cobre.

É importante mencionar que se escolhida a isolamento NU o *software* disponibiliza automaticamente as opções AWG e MCM, já para os outros tipos de isolamento a unidade é mm².

As curvas de capacidade térmica dos cabos são geradas pelo PROSEDI com base nas informações contidas no Anexo B.

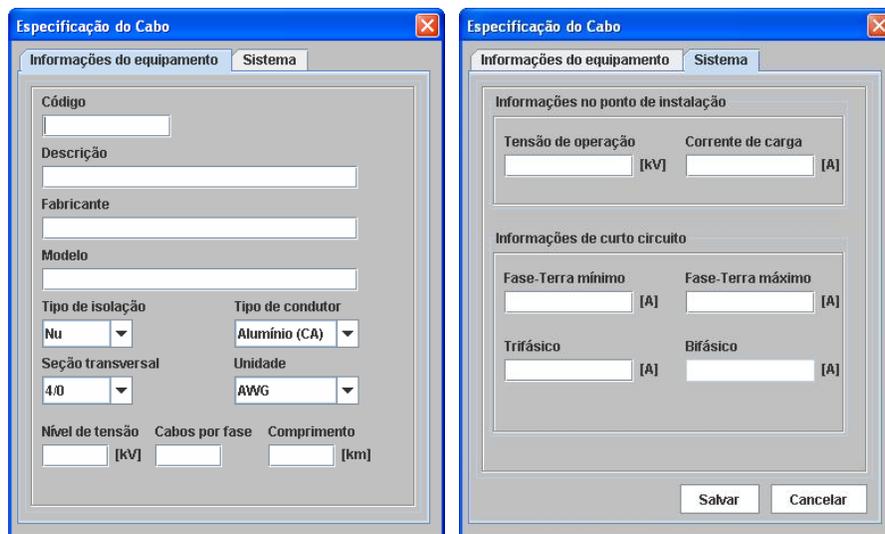


Figura 4-25 – Janela de informações de cabos

Na aba “Sistema” é possível especificar a tensão e a corrente de carga, bem como as correntes de curto-circuito, conforme pode ser observado na Figura 4-25.

4.4.6.14. Elementos do Sistema – Linhas de Distribuição

A janela de informações deste elemento segue o mesmo procedimento descrito para os cabos na seção 4.4.6.13. Porém, ressalta-se que as linhas de distribuição podem ser compostas apenas por cabos NU.

4.4.6.15. Elementos do Sistema – Carga

As informações da carga são utilizadas no desenvolvimento do diagrama unifilar. O código, as potências ativa e reativa são mostradas automaticamente no diagrama após o preenchimento da janela ilustrada na Figura 4-26.

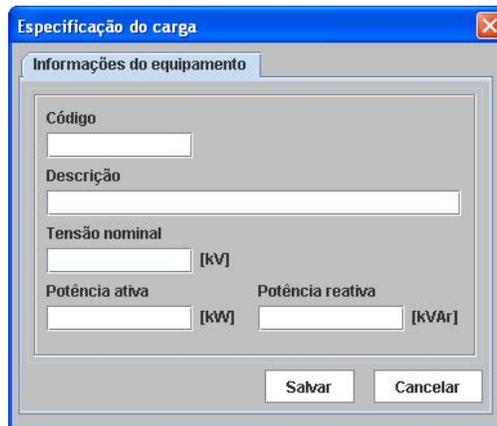
A janela de diálogo intitulada "Especificação do carga" possui um título azul com ícones de minimizar, maximizar e fechar. O conteúdo principal é uma área cinza com o título "Informações do equipamento". Dentro desta área, há campos de entrada para "Código", "Descrição", "Tensão nominal" (com unidade "[kV]"), "Potência ativa" (com unidade "[kW]") e "Potência reativa" (com unidade "[kVAR]"). Na base da janela, há dois botões: "Salvar" e "Cancelar".

Figura 4-26 – Janela de informações da carga

4.4.6.16. Conexões

O *submenu* conexões é uma ferramenta desenvolvida para auxiliar e facilitar a confecção do diagrama unifilar. Conforme mostrado na Figura 4-27 existem três opções que permitem esta função:

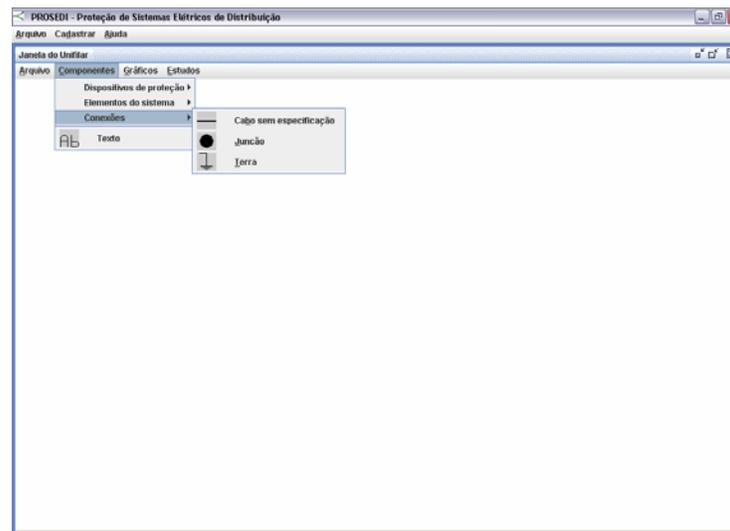


Figura 4-27 – Janela do unifilar, submenu conexões.

- cabo sem especificação – possui características visuais semelhantes à de um cabo e uma linha de distribuição. O que o diferencia visualmente é a cor, uma

vez que os cabos, linhas de distribuição e cabos sem especificação são sempre criados nas cores magenta, preta e cinza claro, respectivamente;

- junção – este elemento consiste em um círculo utilizado para sinalizar as diferentes seções transversais dos cabos e linhas de distribuição ao longo de ramais, sub-ramais;
- terra – este elemento representa uma ligação para a terra que pode ser utilizada, por exemplo, no aterramento de neutro de transformadores. Destaca-se que é possível adicionar um relé de neutro sobre esta conexão.

4.4.6.17. Texto

A ferramenta texto mostrada no *submenu* da Figura 4-27 possibilita inserir no diagrama unifilar comentários a critério do usuário. Para isto basta selecionar esta ferramenta e clicar com o botão esquerdo do *mouse* na posição desejada. Automaticamente uma janela auxiliar é aberta possibilitando a digitação de informações.

4.4.7. Menu Gráficos

Este *menu* tem como finalidade possibilitar a visualização das curvas Tempo \times Corrente dos dispositivos de proteção em estudo, da curva *ANSI*, do ponto de *inrush* dos transformadores, além do ponto de suportabilidade do resistor de aterramento. Para ter acesso a esta visualização basta selecionar o *submenu* “Plotar” e para o caso de impressão clicar no *submenu* “Imprimir”, conforme mostrado na Figura 4-28.

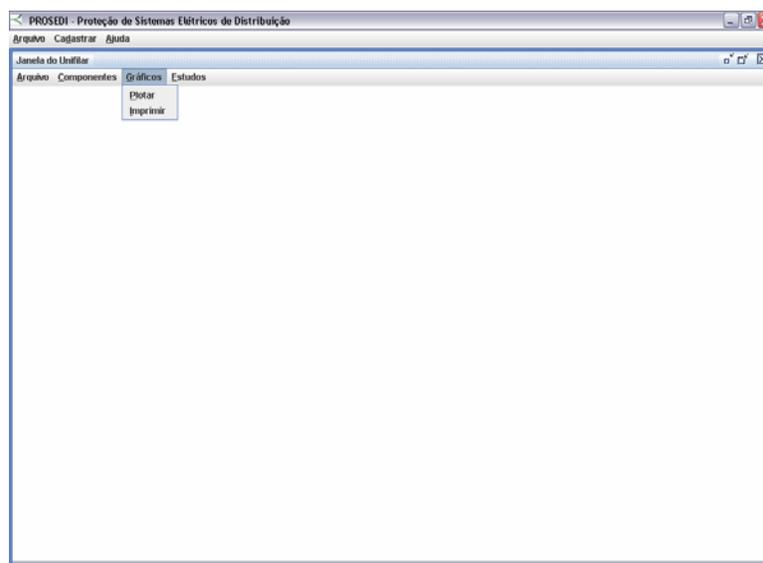


Figura 4-28 – Janela do unifilar, menu gráfico.

Estes gráficos são denominados de coordenogramas sendo que a visualização das curvas permite uma análise prévia da seletividade e/ou coordenação entre os dispositivos de proteção.

Ressalta-se que as cores das curvas estão diretamente relacionadas àquelas referentes ao dispositivo apresentado no diagrama unifilar, permitindo melhor relacionamento visual entre o dispositivo do unifilar com a curva correspondente. Uma segunda maneira de relacionar o dispositivo à curva refere-se ao código, visto que o nome definido na tela de ajustes do dispositivo aparece na parte superior da curva no coordenograma.

A escala do eixo das ordenadas (tempo) está fixa de 0,01 a 1000 s. A escala do eixo das abscissas tem um valor padrão de 0,5 a 10.000 A. Normalmente, é necessário proceder alguns ajustes no eixo das abscissas e, assim, criou-se um fator de multiplicação com as opções 0,01; 0,1; 1; 10; 100, possibilitando uma melhor visualização das curvas. As funcionalidades relativas aos eixos das abscissas e ordenadas visam permitir a comparação entre diferentes curvas de atuação em uma mesma escala *log-log*. Adicionalmente, o *software* contempla a possibilidade de especificar uma tensão base, permitindo que curvas que estejam no secundário do transformador sejam referidas ao primário e vice-versa. As informações citadas anteriormente podem ser visualizadas na Figura 4-29.

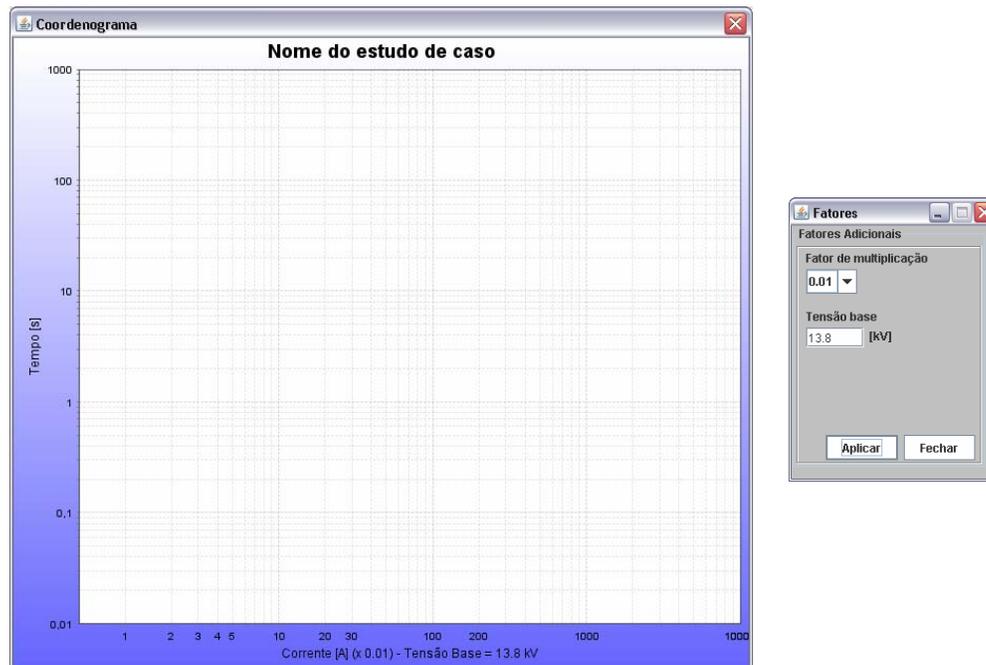


Figura 4-29 – Janela do coordenograma

4.4.8. Menu Estudos

O *menu* “Estudos” centraliza todas as funcionalidades implementadas no *software* relativas à proteção dos sistemas aéreos de distribuição, sendo possível por intermédio dos *submenus* realizar os estudos de coordenação e seletividade, o cálculo do avanço e recuo dos relés, obter o tempo de atuação para todos os dispositivos sensibilizados pelo curto e gerar relatórios técnicos.

4.4.9. Menu Estudos – Alertas

No *submenu* alertas, conforme mostrado na Figura 4-30, é possível determinar o crescimento da carga a ser considerado no estudo, bem como definir qual é o dispositivo protetor e o protegido.

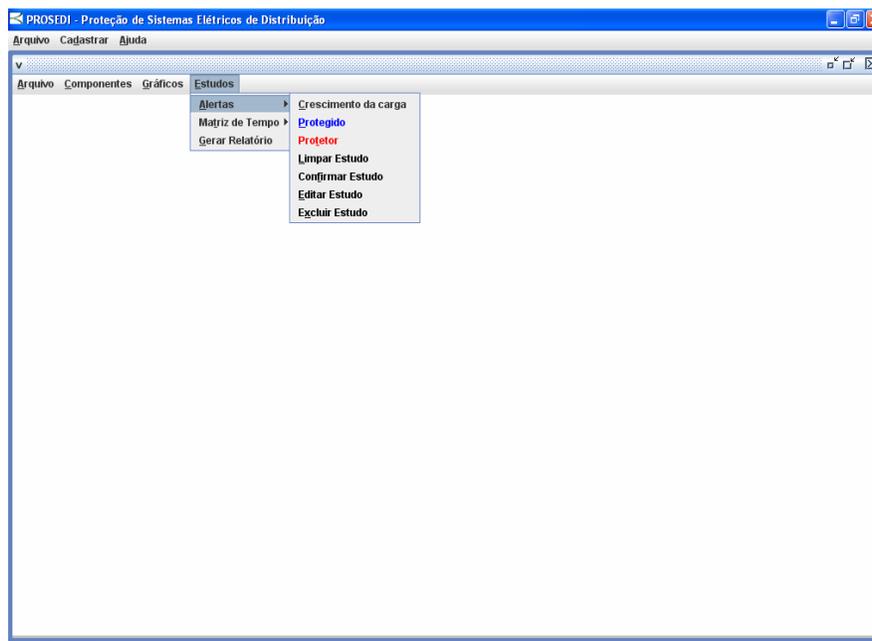


Figura 4-30 – Funcionalidades previstas no *menu* estudos

Para o cálculo do crescimento da carga é necessário especificar o número de anos e o fator de crescimento anual. Estas informações são fornecidas por intermédio de uma janela auxiliar ilustrada na Figura 4-31 que se abre com um simples clique do *mouse* sobre a opção “Crescimento da carga”.



Figura 4-31 – Janela de crescimento de carga

Para definir qual é o dispositivo protetor e o protegido, basta selecionar a opção desejada (protetor ou protegido) com um simples clique do *mouse* e, posteriormente, clicar sobre o dispositivo no diagrama unifilar. Ressalta-se que, podem ser selecionados tantos pares de dispositivos quanto forem necessários para a realização de estudos.

A seleção protetor – protegido é necessária porque nesta versão o *software* não identifica automaticamente a posição elétrica de cada dispositivo presente no diagrama unifilar. Dessa forma, esta ferramenta possibilita que os dispositivos sejam conectados eletricamente, permitindo assim a realização de estudos e emissão de alertas..

Uma vez definido o par de dispositivos protetor – protegido é necessário confirmar a seleção via a opção “Confirmar estudo”, podendo, caso seja desejado, alterar o par de dispositivos selecionados via a opção “Editar estudo”.

4.4.9.1. Fusível (Protegido) – Fusível (Protetor)

Quando esta combinação é selecionada e confirmada uma janela auxiliar abre automaticamente possibilitando que sejam visualizadas as curvas de atuação dos elos. Nesta janela pode-se especificar o fator de redução a ser multiplicado na curva do elo protegido, conforme pode ser observado na Figura 4-32, sendo que o valor padrão é de 75%. Caso os critérios estabelecidos no capítulo 3 para esta combinação não sejam respeitados o *software* emite alerta informando qual é a diferença entre os tempos de atuação dos elos e sugere que o valor do elo protegido seja aumentado.

Outros alertas também são gerados pelo PROSEDI, como por exemplo, caso sejam escolhidos elos 6K ou 6T para a proteção de ramais, o *software* emite um alerta informando que estes elos devem ser evitados em virtude da alta sensibilidade para descargas atmosféricas.

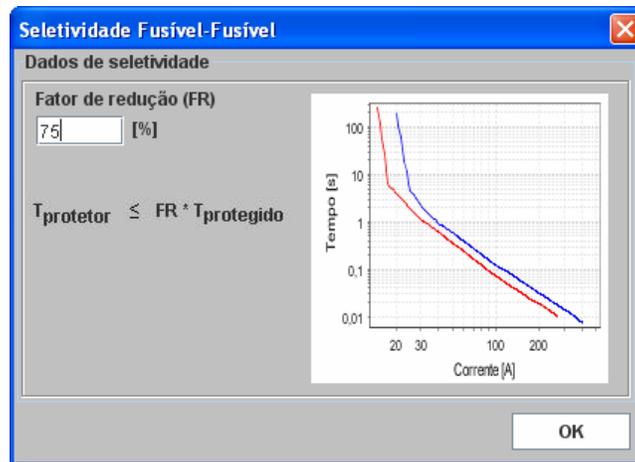


Figura 4-32 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação fusível – fusível

4.4.9.2. Religador (Protegido) – Fusível (Protetor)

Para esta combinação uma janela auxiliar também se abre automaticamente possibilitando a visualização das curvas de atuação dos dispositivos de proteção, conforme mostrado na Figura 4-33. Esta janela contém duas abas “Fase” e “Neutro”, permitindo que as informações (fator K, intervalo de seletividade e multiplicador da curva do elo) sejam visualizadas e definidas de maneira distinta.

O fator K é calculado internamente via *software* com base na Tabela 3-1 e o intervalo de seletividade de fase e neutro têm um valor padrão de 0,2 s. Para aquelas situações em que não for possível determinar o fator K, o *software* faz as considerações necessárias e habilita o campo fator de multiplicação da curva do elo, tendo como valor *default* 75%.

Com base no fator K e, quando se fizer necessário, no fator de multiplicação da curva do elo, o PROSEDI define a faixa de coordenação e seletividade conforme pode ser observado na parte inferior da janela apresentada na Figura 4-33.

Em se tratando de coordenação, o PROSEDI avalia para a faixa de estudos previamente definida se a curva rápida do religador está abaixo da curva mínima de atuação do elo, considerando os possíveis deslocamentos das curvas conforme estabelecido no capítulo 3.

Em relação à seletividade o *software* avalia se o intervalo definido está sendo respeitado entre a curva lenta do religador e a curva máxima atuação do elo. Caso não esteja ocorre a geração de alertas, informando qual a diferença encontrada entre os tempos de atuação e sugerindo quais procedimentos devem ser adotados.

Ressalta-se ainda que para valores de curto-circuito menores que o limite inferior da faixa de coordenação e seletividade o *software* caracteriza o sistema como descoordenado, além de classificá-lo como seletivo para valores de curto-circuito maiores que o limite superior.

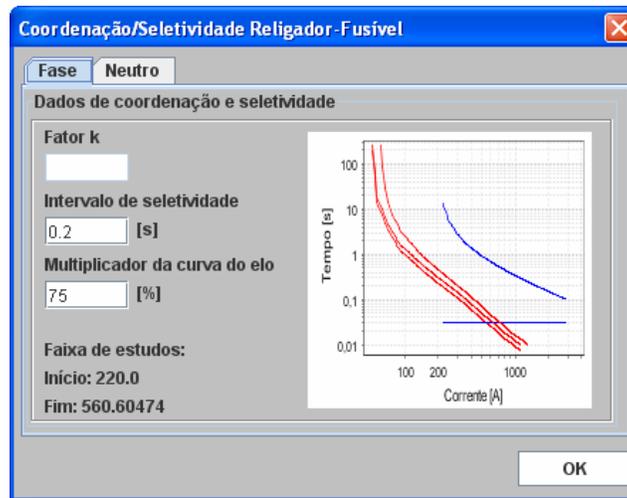


Figura 4-33 – Janela para definição da faixa de coordenação e seletividade na combinação religador – fusível

4.4.9.3. Fusível (Protegido) – Religador (Protetor)

Quando este tipo de combinação é selecionado e confirmado uma janela auxiliar contendo as abas de “Fase” e “Neutro” se abre automaticamente permitindo a visualização das curvas de atuação, do fator K' associado, do fator de multiplicação da curva do elo e do ajuste do intervalo de seletividade conforme pode ser observado na Figura 4-34.

O intervalo de seletividade padrão para fase e neutro é 0,2 s e o fator K' é determinado via *software* com base na Tabela 3-2. Para as situações em que não for possível conhecê-lo o PROSEDI faz internamente as considerações necessárias e habilita o campo fator de multiplicação da curva do elo, sendo o valor padrão de 75%. Ressalta-se que os valores padrões podem ser alterados segundo as necessidades do usuário.

Para os estudos entre estes dispositivos de proteção o *software* define uma faixa de seletividade conforme estabelecido na seção 3.8.3 e verifica se o intervalo de seletividade esta sendo respeitado entre a curva mínima de fusão do elo e a curva lenta do religador vezes o fato K' .

Para as situações que o fator K' não for conhecido a avaliação do intervalo de seletividade torna-se mais restritiva. Isso porque o PROSEDI avalia este intervalo considerando o deslocamento para baixo da curva mínima do elo e para cima da curva lenta do religador, conforme apresentado na seção 3.8.3.

Estando o fato K' definido ou não internamente, caso venha a ocorrer à violação dos critérios de seletividade, o usuário será informado via mensagens de alertas emitidas pelo *software*.

Para este tipo de combinação os dispositivos devem estar instalados em níveis de tensão diferentes. Neste caso o *software* realiza esta análise e alerta o usuário caso seja identificado algum problema.

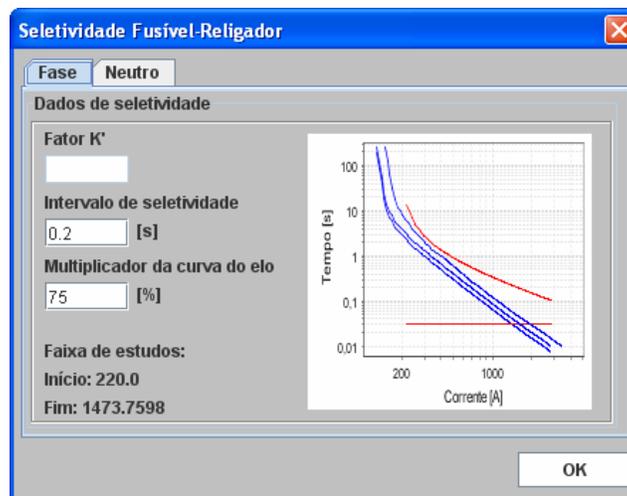


Figura 4-34 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação fusível – religador

4.4.9.4. Religador (Protegido) – Religador (Protetor)

Para esta combinação o *software* abre uma janela que contém as abas “Fase” e “Neutro”, conforme pode ser observado na Figura 4-35. Estas abas permitem, de maneira distinta, visualizar as curvas de atuação de fase e neutro dos religadores. Os intervalos de seletividade também podem ser definidos separadamente para as proteções de fase e neutro e o valor padrão é de 0,2 s.

O intervalo de seletividade é analisado pelo *software* entre as curvas lentas de operação dos religadores e caso não esteja sendo respeitado ocorre à geração de alertas com indicação da diferença entre os tempos de atuação, além de emitir sugestões de ajustes para os dispositivos de proteção envolvidos.

Ressalta-se que este mesmo intervalo de seletividade é analisado entre as curvas rápidas dos religadores, no entanto a violação não implica na geração de alertas. Isso porque é permitido que as curvas rápidas operem simultaneamente. Porém, ocorre à emissão de alerta caso a curva rápida do religador protegido tenha a possibilidade de vir atuar antes do religador protetor.

Além destes alertas existem outros, como exemplo, pode-se citar: a corrente de disparo do religador protegido é menor que a do religador protetor; o número total de operações do religador protegido é menor que o número total de operações do religador protetor.

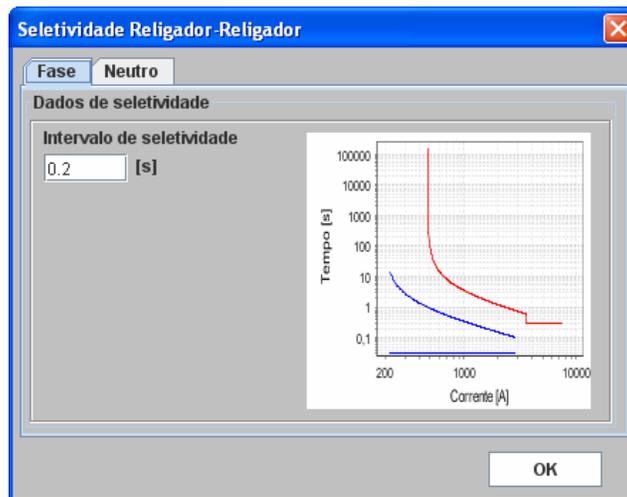


Figura 4-35 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação religador – religador

4.4.9.5. Relé (Protegido) – Fusível (Protetor)

Quando este tipo de combinação é selecionado uma janela auxiliar abre-se automaticamente contendo as abas “Fase” e “Neutro”. Isto possibilita a visualização das curvas de atuação de fase e neutro separadamente, além de permitir definir o intervalo de coordenação ou seletividade, dependendo do tipo de modelo escolhido (coordenado ou seletivo), conforme pode ser observado na Figura 4-36. O intervalo de seletividade padrão de fase e neutro está definido em 0,2 s e a escolha por um dos modelos coordenado ou seletivo permite a visualização das zonas de atuação referentes às unidades instantânea e temporizada.

Para os estudos de coordenação o PROSEDI define quais são os limites mínimo e máximo segundo os critérios estabelecidos na seção 3.8.5 e verifica se o intervalo de coordenação está sendo respeitado entre a curva de máxima interrupção do elo e a curva temporizada do relé. Caso este intervalo não esteja sendo respeitado ocorre à geração de

alerta, seguida de informações para o usuário sobre os procedimentos a serem adotados visando garantir a coordenação.

Em relação aos estudos de seletividade os limites mínimo e máximo estabelecidos para o estudo da coordenação são válidos. No entanto, o *software* verifica se para faltas a jusante do elo se este dispositivo atua primeiro e se o intervalo de seletividade definido está sendo respeitado. Para as situações que não esteja ocorre à geração de alerta seguida de sugestões.

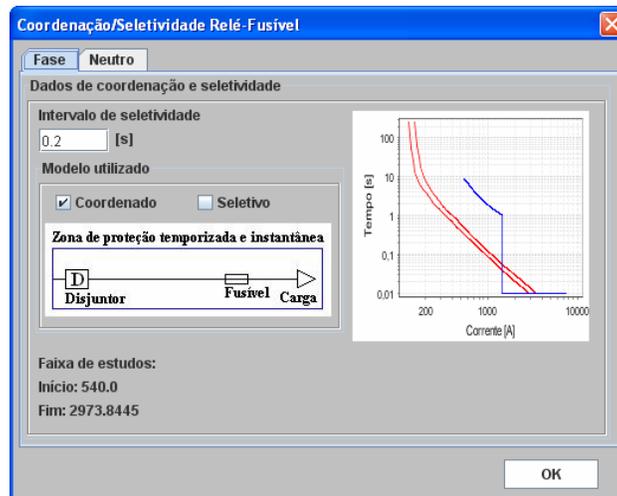


Figura 4-36 - Janela para definição do intervalo de coordenação e seletividade na combinação relé - fusível

4.4.9.6. Relé (Protegido) – Religador (Protetor)

Para as combinações deste tipo o *software* abre automaticamente a janela auxiliar com as abas “Fase” e “Neutro”, possibilitando a visualização das curvas de atuação de fase e neutro dos dispositivos de proteção e a definição do intervalo de seletividade desejado, conforme pode ser observado na Figura 4-37.

Os intervalos de seletividade padrão de fase e neutro são de 0,2 s. Caso ocorra violação do intervalo de seletividade definido, o *software* emite alertas informando a diferença entre os tempos de atuação e sugerindo alterações no dial de tempo. Este intervalo de seletividade é analisado entre a curva lenta do religador e a curva de atuação do relé, seja para as proteções de fase ou neutro.

Além da verificação dos intervalos de seletividade o PROSEDI analisa se os *pick-ups* do religador são menores que os do relé. Para àquelas situações que isso não vier a acontecer o usuário será informado via mensagens de alerta.

Para as situações em que o dispositivo protegido for um relé eletromecânico, o *software* calcula automaticamente o avanço e o recuo do relé, mostrando por intermédio de uma janela auxiliar *on-line* a soma relativa para cada operação de fase e de neutro do religador e o avanço máximo permissível do relé. Além disso, para cada uma das operações do religador, o *software* informa se existe ou não a possibilidade de perda de coordenação relacionada às operações indevidas dos relés devido aos sucessivos avanços e recuos.

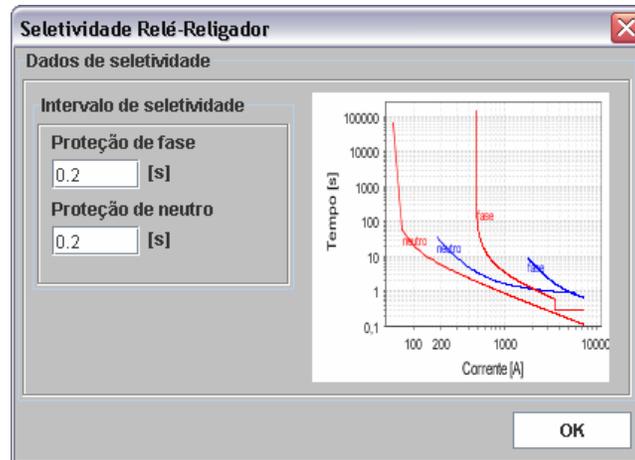


Figura 4-37 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação relé – religador

4.4.9.7. Relé (Protegido) – Relé (Protetor)

Neste caso as abas “Fase” e “Neutro” possibilitam a visualização das curvas de atuação de fase e de neutro, além de permitir ao usuário definir o intervalo de seletividade desejado entre as proteções, conforme pode ser observado na Figura 4-38.

O intervalo de seletividade selecionado pelo *software* varia segundo o tipo construtivo do relé, estando definido em 0,4 s para as combinações que envolvam relés eletromecânicos e 0,3 s para as combinações que contenham somente relés numéricos.

De forma semelhante aos casos anteriores, o *software* emite alertas específicos caso algum dos critérios estabelecidos seja violado.

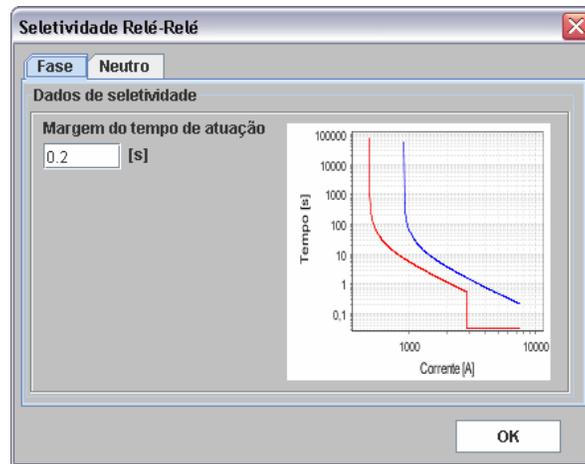


Figura 4-38 – Janela para definição do intervalo de seletividade na combinação relé – relé

4.4.10. Menu Estudos – Matriz de tempo

Este *submenu* contém as funcionalidades necessárias para obter o tempo de atuação dos dispositivos de proteção selecionados pelo usuário. Como o PROSEDI não está apto a enxergar a conexão elétrica entre os dispositivos de proteção, desenvolveram-se algumas ferramentas como mostrado na Figura 4-39 que quando selecionadas desempenham esta função. Dentre elas pode-se citar:

- *local de curto* – esta ferramenta permite definir o ponto de curto-circuito no alimentador e sua seleção é feita por um simples clique do *mouse* na opção “Local do curto” com posterior seleção do ponto de curto-circuito no diagrama unifilar, que necessariamente corresponde ao local de instalação de um dispositivo de proteção. Desta forma, as correntes de curto-circuito fase-terra máxima e trifásica informadas no ponto de instalação do dispositivo de proteção e a jusante deste (ponto remoto) são utilizadas para determinar o tempo de atuação dos dispositivos selecionados pelo usuário.
- *dispositivos sensibilizados no primário* – esta ferramenta possibilita selecionar qual é o dispositivo de proteção no primário do transformador que se deseja obter o tempo de atuação. Sua seleção se faz por um simples clique do *mouse* na opção “Dispositivo sensibilizado no primário” com posterior seleção do dispositivo de proteção no diagrama unifilar. Internamente o *software* considera o tipo de conexão e a relação de transformação do transformador, de tal forma que para curtos ocorridos no secundário o sistema é capaz de referi-lo para o

primário. Mediante o tipo de conexão do transformador o *software* analisa como o curto ocorrido no secundário é visto pela proteção do primário.

- *dispositivos sensibilizados no secundário* – esta ferramenta possibilita selecionar quais são os dispositivos de proteção do secundário do transformador que se deseja obter os tempos de atuação. Sua seleção se faz por um simples clique do *mouse* na opção “Dispositivo sensibilizado no secundário” com posterior seleção da(s) proteção (ões) no diagrama unifilar.

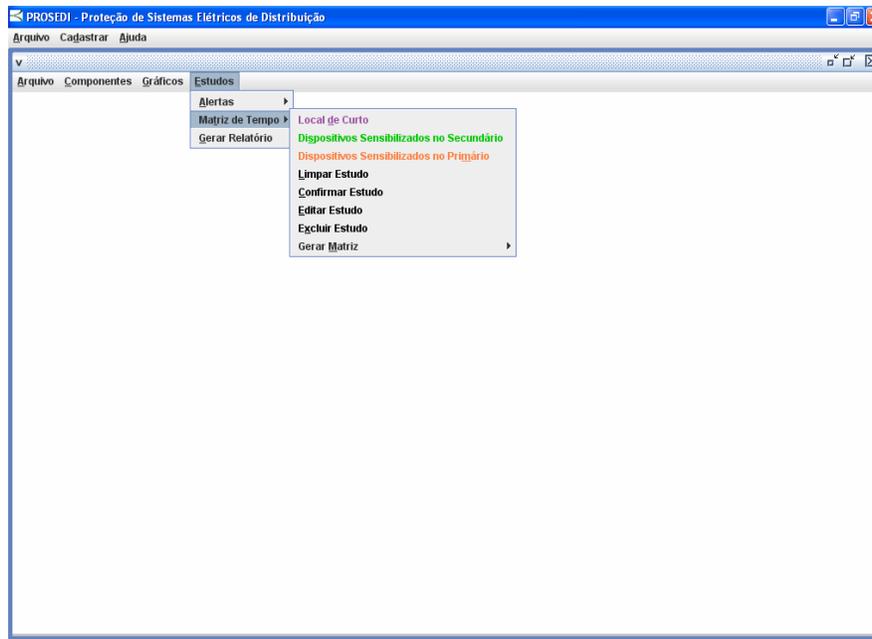


Figura 4-39 – Janela do unifilar, submenu matriz de tempo.

Sabe-se que para um mesmo diagrama unifilar é possível realizar vários estudos desta natureza. No entanto, para cada estudo o *software* permite a seleção apenas de um único local de curto, um único dispositivo de proteção no primário e vários no secundário.

Se selecionada a opção “Gerar Matriz” o *software* calcula os tempos de atuação dos dispositivos que foram previamente selecionados. Adicionalmente, o *software* permite as seguintes escolhas:

- *fase* – os tempos de atuação são calculados pelas projeções das correntes de curto-circuito trifásicas nas curvas de proteção de fase do relé, curvas rápida e lenta de fase do religador e curva mínima de fusão do elo;
- *neutro* – os tempos de atuação são calculados pelas projeções das correntes de curto-circuito fase-terra máxima nas curvas de proteção de neutro do relé,

curvas rápida e lenta de neutro do religador e curva mínima de fusão do elo. No entanto, ressalta-se que a corrente de curto relativa às faltas fase-terra máxima no secundário de um transformador de conexão delta-estrela aterrada é projetada nas curvas de proteção de fase do primário. Uma outra funcionalidade deste *software* refere-se à identificação automática da presença ou não de resistores de aterramento. Se houver a presença de resistor, a corrente de curto fase-terra máxima será exatamente a corrente de limitação do resistor, sendo esta a corrente a ser utilizada para o cálculo do tempo de atuação dos dispositivos de proteção.

Finalmente, os tempos de atuação são apresentados sob a forma matricial. Dessa forma, os pontos de curto-circuito definidos ficam na primeira coluna e os dispositivos de proteção selecionados ficam na primeira linha, conforme pode ser observado na Figura 4-40. A diagonal principal da matriz de tempos será sempre preenchida, pois representa o tempo de atuação do dispositivo de proteção para um curto no seu ponto de instalação. Por exemplo, o tempo de atuação de 0,010 s mostrado na segunda linha e segunda coluna da Figura 4-40, representa o tempo de eliminação de falta pelo dispositivo instalado no Ponto 20 para um curto neste mesmo ponto. As demais posições da matriz representam os tempos de atuação dos dispositivos de proteção instalados a montante do ponto de ocorrência de curto-circuito. Por exemplo, os tempos de atuação mostrados na terceira linha da Figura 4-40 foram obtidos pela projeção do valor de curto-circuito localizado no Ponto 21 nas curvas de atuação dos dispositivos identificados por: Ponto 20, Ponto 21, Ponto 17, P1, P3, P4 e P5 Lenta. Observa-se ainda que no dispositivo P5 Lenta não há tempo de atuação, pois este dispositivo não está a montante do curto.

Dispositivos sensibilizados							
	Ponto 20	Ponto 21	Ponto 17	P1	P3	P4	P5 Le
Ponto 20	0.010	--	0.010	7.007	3.699	0.916	--
Ponto 21	0.010	0.010	0.010	7.207	3.785	0.929	--
Ponto 17	--	--	0.010	5.948	3.239	0.851	--
P1	--	--	--	0.327	--	--	--
P3	--	--	--	0.869	0.695	--	--
P4	--	--	--	0.869	0.695	0.280	--
P5	--	--	--	4.680	2.667	0.771	0.103

Figura 4-40 – Matriz com os tempos de atuação.

4.4.11. Menu Estudos – Gerar Relatório

Este *menu*, quando acessado, possibilita a visualização de um relatório contendo as ordens de graduação, onde são apresentados todos os dispositivos de proteção, transformadores e linhas de distribuição utilizados no estudo. Para cada um dos componentes é possível observar a faixa de ajustes disponibilizada e o valor ajustado. Após a geração dos relatórios estes podem ser impressos, servindo como uma ordem de serviço para a equipe de campo responsável pela implantação de ajustes nos dispositivos de proteção.

4.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou a proposta e a correspondente implementação de um sistema de *software* destinado à execução de estudos de coordenação e seletividade em sistemas aéreos de distribuição, o qual consiste na principal contribuição desta dissertação. Tal sistema foi desenvolvido com o intuito de prover algumas funcionalidades relevantes demandadas pela concessionária financiadora do projeto.

No próximo capítulo são apresentados casos exemplos, mostrando os tipos de análises que o PROSEDI permite realizar. Adicionalmente, será demonstrada a potencialidade da ferramenta desenvolvida e suas principais aplicações.

Capítulo 5

CASOS EXEMPLOS

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo é dedicado à apresentação de casos exemplos utilizando as ferramentas disponibilizadas pelo sistema de *software* desenvolvido, mostrando suas funcionalidades que vão desde a análise crítica dos ajustes dos dispositivos de proteção até a execução de novos estudos de coordenação e seletividade.

Para mostrar a potencialidade do PROSEDI são utilizados dados reais de um alimentador instalado no sistema aéreo de distribuição da CEMAR.

5.2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico em estudo pertence à CEMAR e foi selecionado por possuir dispositivos de proteção com tecnologias de operação que vão de eletromecânica a microprocessada, permitindo assim explorar os diferentes conceitos apresentados nesta dissertação e aplicações do *software* PROSEDI.

5.2.1. Dados da Subestação de Distribuição

A subestação de distribuição em estudo é conhecida por “Subestação de Forquilha” e é constituída de um transformador de 15 MVA com alimentação em 69 kV no primário e saída em 13,8 kV no secundário, conforme diagrama unifilar apresentado na Figura 5-1. O transformador é trifásico com isolação a óleo, conectado em delta – estrela-aterrada e a impedância entre os enrolamentos primário e secundário é 5,83% (base 15 MVA). Na subestação de Forquilha estão instalados quatro dispositivos de proteção, sendo três relés eletromecânicos IAC 53 (P1, P2 e P3) e um religador microprocessado (P4). Nessa mesma figura observa-se a presença de um religador de poste (P5), que está instalado no alimentador AL01C8.

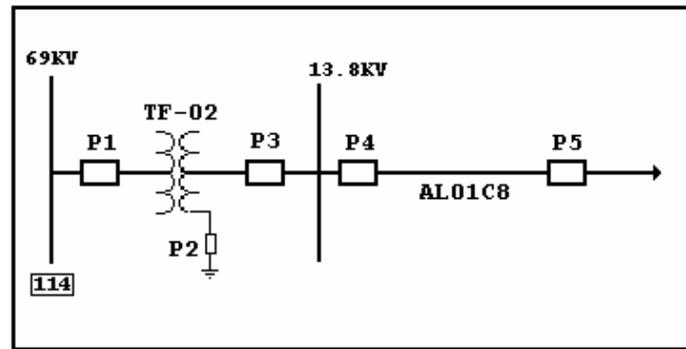


Figura 5-1 – Diagrama unifilar – Subestação de Forquilha.

5.2.2. Dados do Alimentador

As características do alimentador de distribuição envolvendo ramais e sub-ramais podem ser encontradas na Tabela 5-1 e no Anexo E.

Tabela 5-1 – Dados do alimentador.

Trecho	Bitola do condutor	Tipo do condutor	Comprimento (km)
1 - 2	336,4	CAA	2,866
2 - 3	336,4	CAA	0,113
3 - 4	336,4	CAA	0,326
4 - 5	336,4	CAA	0,490
5 - 6	336,4	CAA	0,040
6 - 7	336,4	CAA	0,026
7 - 8	1/0	CAA	0,012
7 - 9	1/0	CAA	0,460
5 - 16	336,4	CAA	0,247
16 - 17	336,4	CAA	0,339
17 - 18	1/0	CAA	0,176
18 - 19	2	CAA	0,150
18 - 20	2	CAA	0,076
20- 21	2	CAA	0,041
21 - 22	1/0	CAA	0,230

5.2.3. Dados do Sistema de Proteção

Os dispositivos de proteção instalados nos pontos P1 a P5 da Figura 5-1 (relés e religadores) foram pré-ajustados pela CEMAR conforme será mostrado nos subtópicos seguintes.

5.2.3.1. Dispositivo de proteção P1 – Relé eletromecânico IAC 53

O relé eletromecânico IAC 53 está instalado no ponto P1, primário do transformador. Os ajustes para este dispositivo podem ser observados na Tabela 5-2 e a curva de atuação no Anexo D.

Tabela 5-2 – Ajustes para o dispositivo de proteção P1.

IAC 53	Fase	Neutro
RTC	300 – 5 A	
TAP	5,0 A	1,0 A
Dial	3	1
Instantâneo	BLOQUEADO	BLOQUEADO

5.2.3.2. Dispositivo de proteção P2 – Relé eletromecânico IAC 53

Este relé está instalado no ponto P2, neutro do transformador. Os ajustes correspondentes a este dispositivo estão apresentados na Tabela 5-3 e a curva de atuação no Anexo D.

Tabela 5-3 – Ajustes para o dispositivo de proteção P2.

IAC 53	Fase	Neutro
RTC	600 – 5 A	
TAP	-	1,0 A
Dial	-	10
Instantâneo	-	BLOQUEADO

5.2.3.3. Dispositivo de proteção P3 – Relé eletromecânico IAC 53

O relé eletromecânico instalado no ponto P3 é responsável pela proteção da barra de 13,8 kV. Os ajustes correspondentes podem ser encontrados na Tabela 5-4 e a curva de atuação no Anexo D. Ressalta-se que as funções instantâneas de fase e neutro estão bloqueadas para evitar a descoordenação com a proteção instalada no ponto P4.

Tabela 5-4 – Ajustes para o dispositivo de proteção P3.

IAC 53	Fase	Neutro
RTC	1200 – 5 A	
TAP	5 A	0,5 A
Dial	3,0	9,0
Instantâneo	BLOQUEADO	BLOQUEADO

5.2.3.4. Dispositivo de proteção P4 – Religador

Este religador é controlado por um relé digital IM30 que está ajustado para dois religamentos, sendo o primeiro em 1 s e o segundo em 10 s.

A curva Tempo × Corrente selecionada para atuação do religador refere-se à curva muito inversa (curva B) da norma IEC e os ajustes deste dispositivo podem ser encontrados na Tabela 5-5.

Tabela 5-5 – Ajustes para o dispositivo de proteção P4.

IM30	Fase	Terra
RTC	600 – 5 A	
Pick-up	4,0 A	0,5 A
Curva	IEC B	IEC B
Dial	0,28	1,00
Instantâneo	30 A	BLOQUEADO
Tempo do Instantâneo	0,28 s	--

5.2.3.5. Dispositivo de proteção P5 – Religador de Poste

O religador instalado no ponto P5 é do tipo Nulec e está ajustado para dar o primeiro *trip* de forma instantânea, já o segundo e o terceiro ocorrem pela curva temporizada. Este dispositivo está ajustado para dois religamentos sendo o primeiro em 2 s e o segundo em 10 s. Os ajustes referentes a este dispositivo podem ser encontrados na Tabela 5-6.

Tabela 5-6 – Ajustes para o dispositivo de proteção P5.

Relé NULEC	Fase	Terra
Pick-up	200 A	60 A
Curva	IEC B	IEC B
Dial	0,10	0,15
Instantâneo	1,0 x $I_{pick-up}$	1,0 x $I_{pick-up}$
Tempo do Instantâneo	0,03 s	0,03 s

5.2.3.6. Elos-fusíveis Instalados no Alimentador

Os elos-fusíveis instalados ao longo do alimentador possuem diferentes valores, todos do tipo K, conforme pode ser observado na Tabela 5-7, e as curvas de atuação podem ser observadas no Anexo D. Os pontos de instalação destes elos estão identificados na primeira coluna desta tabela e podem ser observados no Anexo E.

Tabela 5-7 – Elos-fusíveis instalados no alimentador.

Ponto	Elo-fusível
3	6K
4	6K
8	6K
9	40K
16	6K
17	25K
19	10K
20	10K
21	6K
22	6K

5.2.4. Filosofia de Proteção

Os religadores instalados no *Bay* de saída dos alimentadores têm a unidade instantânea de fase ajustada para valores de curto-circuito ocorridos até o primeiro dispositivo a jusante. Desta forma, para os ajustes de fase a coordenação é aplicada apenas com chaves-fusíveis de ramais mais próximos da subestação e para as demais situações a filosofia é seletividade. Para os ajustes de neutro é adotada a filosofia seletiva, pois os curtos fase-terra são mais passíveis de ocorrer no sistema aéreo de distribuição. Com estes procedimentos, a CEMAR evita o aumento do número de interrupções momentâneas ao longo de todo alimentador, com conseqüente redução do número de reclamações de clientes.

Nos casos de religadores de poste (instalados no meio do circuito) adota-se a filosofia coordenada, colocando a primeira operação atuando pela função instantânea e as outras duas pela temporizada.

5.2.5. Correntes de Carga e de Curto-circuito

5.2.5.1. Barra de 69 kV

As correntes de carga e de curto-circuito na barra de 69 kV podem ser observadas na Tabela 5-8.

Tabela 5-8 – Potência e corrente de curto-circuito na barra de 69 kV.

Potência de curto-circuito [MVA]		Corrente de curto-circuito [Ampères]		Corrente de carga [Ampères]
Trifásica	Fase-terra	Trifásica	Fase-terra	
775,2	453,3	6486	3792	174,67

5.2.5.2. Barra de 13,8 kV e pontos ao longo do alimentador

As correntes de carga e de curto-circuito na barra de 13,8 kV e em outros pontos ao longo do alimentador podem ser encontradas na Tabela 5-9. É importante mencionar que as correntes de carga informadas ao longo do alimentador levam em consideração possíveis manobras, adotando um fator de sobrecarga de 50%.

As correntes de curto-circuito fase-terra e trifásica ao longo do alimentador informadas na Tabela 5-9 foram fornecidas pela CEMAR.

Tabela 5-9 – Correntes de carga e de curto-circuito na barra de 13,8 kV e ao longo do alimentador.

INFORMAÇÕES NA BARRA DE 13,8 kV					
Impedância [pu] – $MVA_{BASE} = 100$		Corrente de curto [Ampères]			Corrente de carga [Ampères]
Seqüência positiva	Seqüência zero	Trifásica	Fase-terra		
			Mínima	Máxima	
0,6126	0,4853	6829,42	7339,40	7339,40	312
INFORMAÇÕES AO LONGO DO ALIMENTADOR					
Ponto	Corrente de curto [Ampères]			1,5 x Corrente de carga	
	Trifásica	Fase-terra			
		Máxima	Mínima		
1	6697	7163	199	468,00	
2	3327	2314	193	46,59	
3	3261	2253	193	6,38	
4	3083	2092	192	5,10	
5	2849	1890	191	--	
6 (ou P5)*	2832	1875	191	108,75	
16	2744	1802	191	4,46	
17	2611	1694	190	26,15	
18	2510	1622	190	--	
19	2413	1555	189	9,89	
20	2460	1588	189	13,08	
21	2434	1570	189	4,46	
22	2316	1489	188	3,83	

*O ponto P5 da Figura 5-1 corresponde ao ponto 6 do Anexo E.

5.2.6. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar do sistema de distribuição em estudo pode ser observado em maiores detalhes no Anexo E. Este anexo representa parte do sistema elétrico real alimentado pela subestação de Forquilha.

5.3. DESENVOLVIMENTO DE ESTUDOS VIA PROSEDI

O PROSEDI, como comentado anteriormente, permite, por outro lado, realizar estudos em sistemas elétricos em operação, subsidiando a realização de análise crítica dos ajustes dos dispositivos de proteção e dos critérios de coordenação e seletividade. Por outro lado, permite também auxiliar na definição de novos ajustes dos dispositivos de proteção, visando atender novos critérios de coordenação e seletividade estabelecidos.

5.3.1. Caso Base – Sistema Atual

5.3.1.1. Diagrama unifilar

Para verificar as funcionalidades relativas ao PROSEDI utilizou-se parte do sistema elétrico apresentado no Anexo E, conforme pode ser observado no diagrama unifilar da Figura 5-2. O objetivo deste estudo é realizar uma análise crítica dos ajustes originalmente implantados.

As informações contidas neste diagrama unifilar foram preenchidas de maneira automática à medida que o usuário informou as especificações e ajustes dos dispositivos de proteção, assim como os dados de linhas de distribuição e transformadores.

O diagrama unifilar foi desenvolvido com base nas informações contidas na seção 5.2 e os ajustes dos dispositivos de proteção estão baseados nas informações apresentadas na seção 5.2.3.

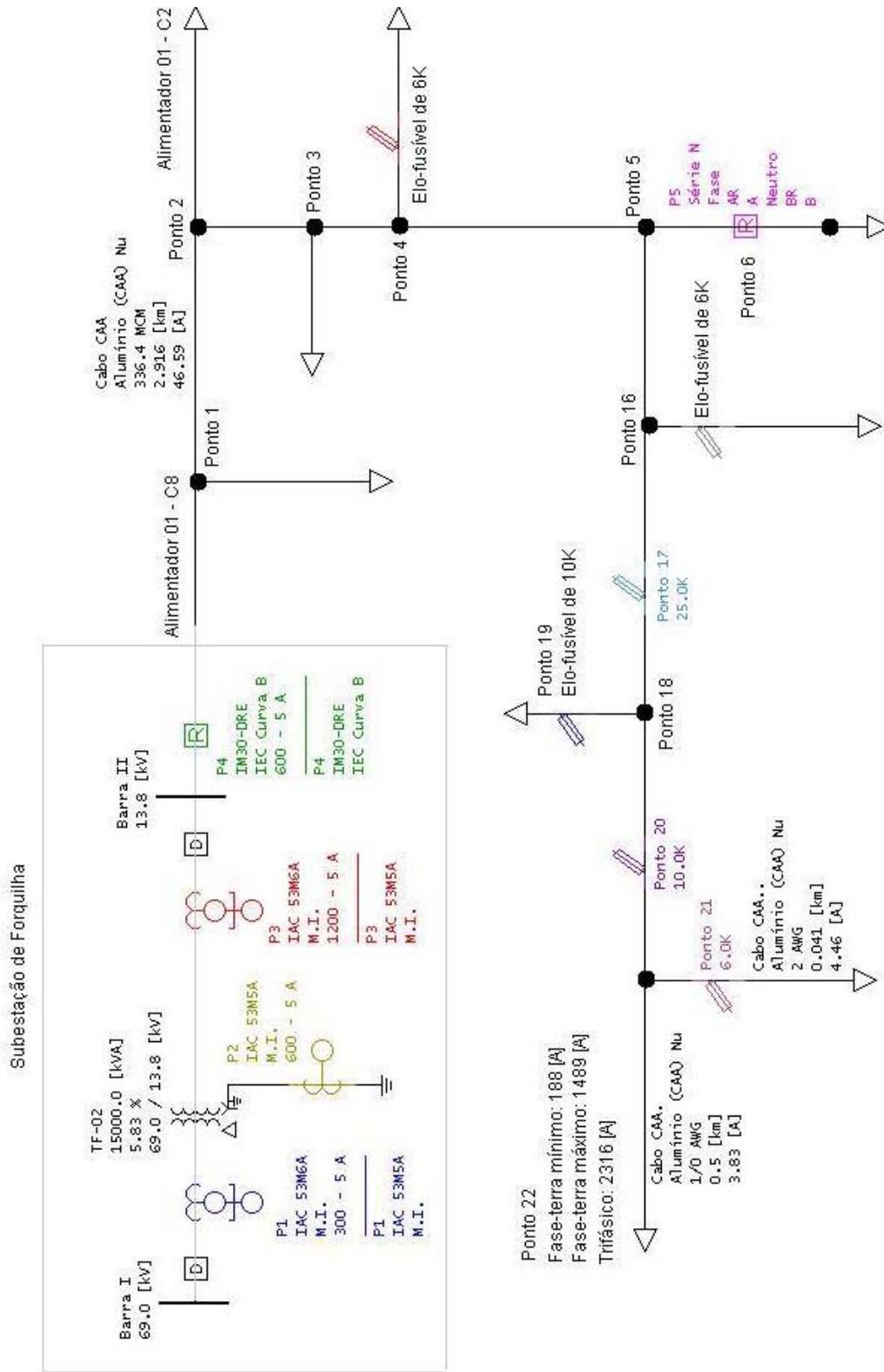


Figura 5-2 – Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico – Caso base sistema atual.

5.3.1.2. Coordenograma

O coordenograma apresentado na Figura 5-3 mostra as curvas de atuação dos relés e do religador instalado dentro da subestação de Forquilha, bem como as curvas ANSI e ponto de *inrush* do transformador. Já o coordenograma apresentado na Figura 5-4 mostra a curva do religador instalado na saída da subestação, as curvas dos elos-fusíveis e do religador de poste instalado ao longo do alimentador, bem como as curvas de suportabilidade térmica das linhas de distribuição.

Os coordenogramas apresentados permitem ao usuário realizar uma análise crítica visual, quanto a possíveis problemas relativos à coordenação ou seletividade.

Ressalta-se que não devem ser incluídos muitos dispositivos de proteção em um mesmo coordenograma dado que o elevado número de curvas prejudica a visualização e a realização de análises prévias. Por essa razão, nos estudos apresentados nesta dissertação utilizou-se dois coordenogramas para cada diagrama unifilar.

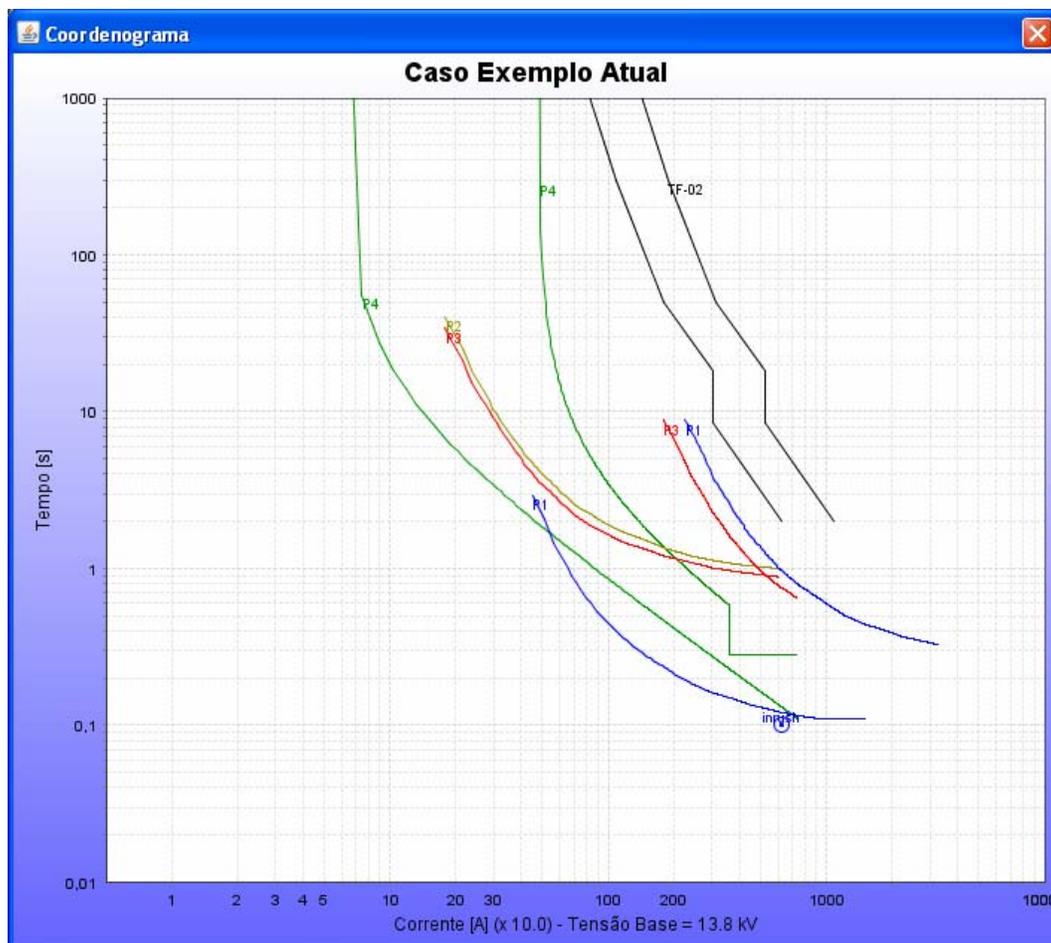


Figura 5-3 – Coordenograma dos dispositivos instalados dentro da SE - Forquilha. Base de 13,8 kV

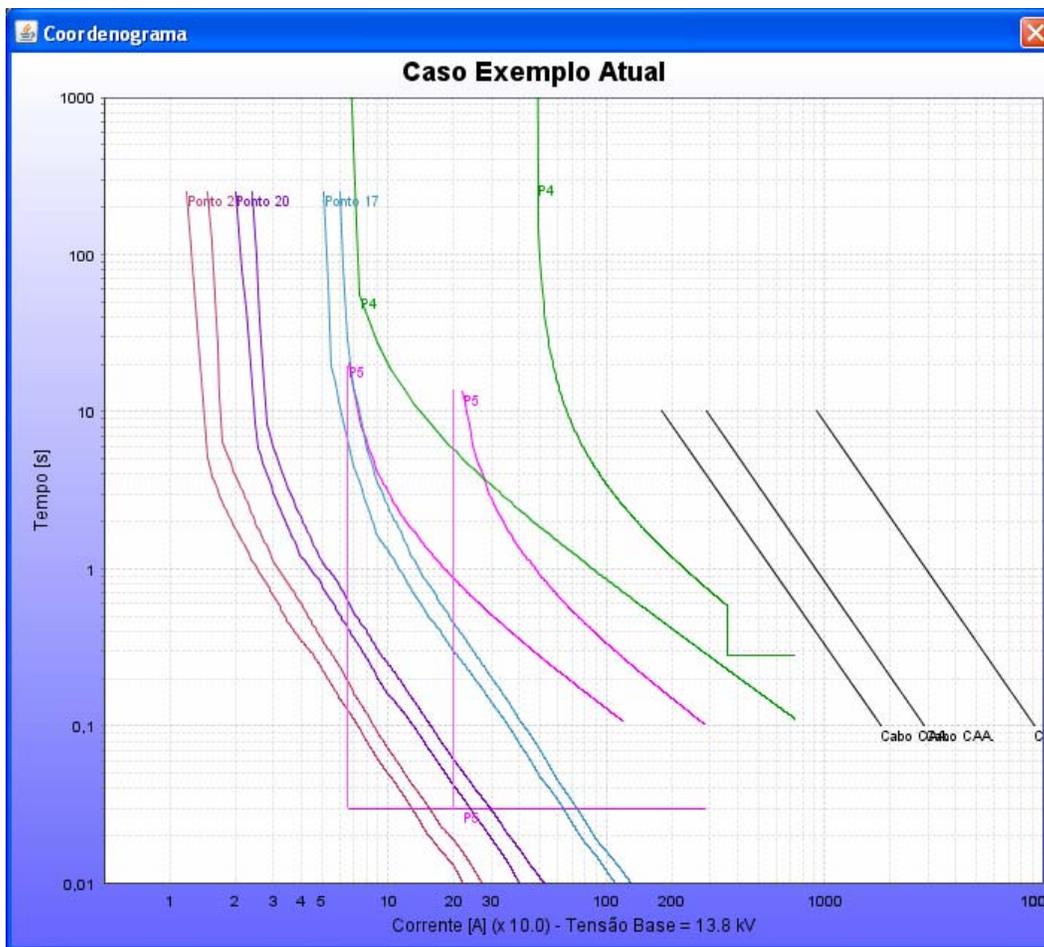


Figura 5-4 – Coordenograma dos dispositivos instalados ao longo do alimentador e na saída da SE.

Como exemplo de análises imediatas via coordenograma da Figura 5-3, pode-se observar que a curva de fase do relé eletromecânico instalado na posição P1 encontra-se acima do ponto de *inrush* permitindo a energização do transformador.

Observa-se também que a curva *ANSI* do transformador está deslocada devido à conexão delta – estrela-aterrada. A curva de atuação de fase do dispositivo de proteção P1 encontra-se abaixo da curva *ANSI* deslocada, indicando que o transformador encontra-se protegido contra defeitos fase-terra no secundário.

Através do coordenograma da Figura 5-4 observa-se que as curvas de suportabilidade térmica dos cabos dos alimentadores encontram-se acima das curvas de atuação dos respectivos dispositivos de proteção, indicando que os cabos estão protegidos. Observa-se também que o ajuste da função instantânea deveria ter um tempo de atuação menor, visto que a filosofia de proteção adotada pela concessionária é a coordenada.

5.3.1.3. Tempos de atuação das proteções instaladas de P1 a P5

O PROSEDI permite que sejam calculados os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para curtos-circuitos ao longo do alimentador. Para ilustrar esta funcionalidade realizou-se uma análise comparativa entre os tempos de atuação das proteções de fase e neutro (dos dispositivos instalados de P1 a P5) obtidos de catálogos (**Catálogo**) e calculados pelo *Prose* (**Prose**). Adicionalmente, calculou-se o erro percentual, conforme pode ser observado nas Tabelas 5-10 a 5-14.

Tabela 5-10 – Tempos de atuação para o relé IAC 53 instalado na posição P1.

RELÉ ELETROMECHANICO IAC 53 – Barra 69 kV						
Ponto de curto	Fase			Neutro		
	Catálogo	Prose	Erro %	Catálogo	Prose	Erro %
Própria barra	0,330 s	0,327 s	0,90	0,108 s	0,110 s	1,85
Barra de 13,8 kV	0,883 s	0,869 s	1,58	1,850s*	1,824 s*	1,40
Ponto P5	4,745 s	4,680 s	1,36	Não opera	Não opera	--

* Atua proteção de fase, pois o transformador possui conexão delta – estrela-aterrada.

Tabela 5-11 – Tempos de atuação para o relé IAC 53 instalado na posição P2

RELÉ ELETROMECHANICO IAC 53 – Neutro do Transformador						
Ponto de curto	Fase			Neutro		
	Catálogo	Prose	Erro %	Catálogo	Prose	Erro %
Própria barra	--	--	--	1,000 s	1,000 s	0,00
Ponto P5	--	--	--	1,338 s	1,330 s	0,59

Tabela 5-12 – Tempos de atuação para o relé IAC 53 instalado na posição P3

RELÉ ELETROMECHANICO IAC 53 – Barra 13,8 kV						
Ponto de curto	Fase			Neutro		
	Catálogo	Prose	Erro %	Catálogo	Prose	Erro %
Própria barra	0,680 s	0,695 s	2,20	0,880 s	0,885 s	0,56
Ponto P5	2,719 s	2,667 s	0,88	1,169 s	1,186 s	1,45

Tabela 5-13 – Tempos de atuação religador instalado na posição P4

Religador – Relé Digital IM30 (Bay do Alimentador)						
Ponto de curto	Fase			Neutro		
	Catálogo	Prose	Erro %	Catálogo	Prose	Erro %
Própria barra	0,280 s	0,280 s	0,00	0,710 s	0,711 s	0,14
Ponto P5	0,771 s	0,771 s	0,00	0,710 s	0,711 s	0,14

Tabela 5-14 – Tempos de atuação para o religador de poste instalado na posição P5

Religador Nulec (Instalado no poste)						
Ponto de curto	Fase			Neutro		
	Catálogo	Prosedí	Erro %	Catálogo	Prosedí	Erro %
Própria barra	0,103 s	0,103 s	0,00	0,106 s	0,107 s	0,94

Segundo os resultados apresentados pelas Tabelas 5-10 a 5-14 tem-se que a média dos erros é 0,82% e o erro máximo de 2,2%. Estes resultados validam o *software* desenvolvido.

5.3.1.4. Tempos de atuação de todas as proteções

Na seção anterior realizou-se uma análise comparativa entre os tempos de atuação encontrados, utilizando os catálogos dos fabricantes, e aqueles calculados via PROSEDI, mostrando desta forma a eficiência do sistema desenvolvido, tendo por base que os erros foram pequenos.

Conforme apresentado no capítulo 4, o PROSEDI permite calcular os tempos de atuação de todos os dispositivos selecionados pelo usuário. Buscando ilustrar esta funcionalidade as Tabelas 5-15 e 5-16 apresentam os tempos de atuação para as proteções de fase e neutro, respectivamente, considerando diversos pontos de curto-circuito.

Os tempos mostrados nestas tabelas são para correntes de curto-circuito no ponto de instalação de cada dispositivo de proteção presente no diagrama unifilar. Por exemplo, como o elo-fusível instalado no ponto 21 é o dispositivo mais a jusante em relação à fonte, tem-se que teoricamente a corrente de curto-circuito neste ponto irá sensibilizar todos os outros dispositivos instalados a montante. É por essa razão que a primeira linha da Tabela 5-15 apresenta o tempo de atuação de todas as proteções presentes no diagrama unifilar, exceto para o religador instalado em P5, que não enxerga curto-circuito no ponto 21.

Tabela 5-15 – Tempos de atuação das proteções de fase

Tempo de atuação, em segundos, das proteções de fase sensibilizadas									
Locais de Curto-circuito		21	17	20	P1	P3	P4	P5 Lenta	P5 Rápida
	21	0,010	0,010	0,010	7,207	3,785	0,929	--	--
	17	--	0,010	--	5,948	3,239	0,851	--	--
	20	--	0,010	0,010	7,007	3,699	0,916	--	--
	P1	--	--	--	0,327	--	--	--	--
	P3	--	--	--	0,869	0,695	--	--	--
	P4	--	--	--	0,869	0,695	0,280	--	--
	P5	--	--	--	4,680	2,667	0,771	0,103	0,03

Tabela 5-16 — Tempos de atuação das proteções de neutro.

Tempo de atuação, em segundos, das proteções de neutro sensibilizadas										
Locais de Curto-circuito		21	17	20	P1	P3	P2	P4	P5 Lenta	P5 Rápida
	21	0,010	0,010	0,010	--	1,290	1,468	0,711	--	--
	17	--	0,010	--	--	1,241	1,403	0,711	--	--
	20	--	0,010	0,010	--	1,283	1,458	0,711	--	--
	P1	--	--	--	0,110	--	--	--	--	--
	P3	--	--	--	1,824	0,885	1,000	--	--	--
	P2	--	--	--	1,824	--	1,000	--	--	--
	P4	--	--	--	1,824	0,885	1,000	0,711	--	--
	P5	--	--	--	1,915	0,885	1,000	0,711	0,107	0,03

Nas Tabelas 5-15 e 5-16 observa-se que os dispositivos instalados nos pontos 17, 20 e 21 apresentam os mesmos tempos de atuação (0,010 s). Isso ocorre porque o valor da corrente de curto-circuito em cada um dos pontos supera o maior valor de corrente cadastrado para os elos-fusíveis correspondentes.

Uma outra análise a ser obtida das Tabelas 5-15 e 5-16 refere-se aos tempos de atuação ser crescente no sentido carga – fonte. Isso evidencia que os dispositivos de proteção estão ajustados de maneira seletiva, uma vez que os mais próximos do curto-circuito atuam primeiro.

5.3.1.5. Avanço e recuo do relé IAC 53 instalado na posição P3

O sistema elétrico em estudo tem instalado um relé eletromecânico IAC 53 no ponto P3 e um religador (associado ao relé digital IM30) no ponto P4, formando-se assim a

combinação relé-religador. Para este tipo de combinação o PROSEDI verifica se existe ou não a possibilidade de perda de coordenação devido aos sucessivos avanços e recuos do disco de indução.

Com base nas definições apresentadas no capítulo 3 sobre o avanço e recuo do disco de indução, o PROSEDI informa o avanço máximo permissível e, para cada uma das operações do religador, apresenta a soma relativa e o estado operativo do relé. Estas informações são dadas por janelas auxiliares de fase e neutro que se abrem automaticamente, conforme observado na Tabela 5-17.

Para este estudo o relatório *on-line* de fase e neutro gerado mostra que, para os ajustes de neutro do religador, o sistema encontra-se descoordenado, sendo que tal situação não é observada para os ajustes de fase.

Conforme comentado no capítulo 3, algumas empresas estabelecem que o avanço máximo permissível do disco de indução pode ser 100 (cem) [CPFL, 2003; BANDEIRANTE, 1987; ELETROBRAS, 1982]. Levando em conta este critério menos rígido pode-se dizer que para a primeira operação de neutro o sistema não tem problema de perda de coordenação, pois a soma relativa da primeira operação de neutro é de 79,17%, portanto, menor que 100%.

Tabela 5-17 – Avanço e recuo do disco de indução do relé instalado no ponto P3.

Fase	Neutro
-----	-----
Avanço máximo permissível: 71,22	Avanço máximo permissível: 77,40
-----	-----
1ª operação: Não tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 36,35	1ª operação: Tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 79,17
-----	-----
2ª operação: Não tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 29,85	2ª operação: Tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 148,24
-----	-----
Bloqueio: Não tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 70,97	Bloqueio: Tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 228,63

5.3.1.6. Análise crítica

Para este caso exemplo, o PROSEDI emitiu um alerta de risco de saturação de TC porque a corrente de curto-circuito em P1 é 6480 A, portanto, superior a vinte (fator de sobrecarga do TC) vezes a corrente primária do TC (300 A).

Outro alerta emitido refere-se ao religador instalado no ponto P4, onde o PROSEDI alerta para a possibilidade de seletividade, conforme pode ser observado na mensagem emitida:

Para a combinação religador – fusível o sistema será seletivo para neutro, pois a curva rápida de neutro está bloqueada.

5.3.1.7. Estudos de coordenação e seletividade

Esta seção é dedicada a mostrar algumas das ferramentas de estudos de coordenação e seletividade presentes para as diferentes combinações de dispositivos protegido – protetor.

- *Elo-fusível (Ponto 20) – Elo-fusível (Ponto 21)*
 - *Fase – terra*

Para a combinação entre estes elos-fusíveis o PROSEDI gerou a mensagem de alerta:

Os critérios de seletividade não são respeitados para toda a faixa de seletividade.

Porém, o intervalo de seletividade é respeitado para o curto fase-terra mínimo no ponto de instalação do dispositivo protetor.

Esta condição é aceita segundo os critérios previamente estabelecidos no capítulo 3.

- *Elo-fusível (Ponto 17) – Elo-fusível (Ponto 20)*
 - *Fase – terra*

Para a combinação envolvendo estes elos-fusíveis o PROSEDI gerou a mensagem de alerta:

Os critérios de seletividade não são respeitados para toda a faixa de seletividade.

Porém, o intervalo de seletividade é respeitado para o curto fase-terra mínimo no ponto de instalação do dispositivo protetor.

Conforme comentado anteriormente, esta condição é aceita.

- *Religador (Ponto P4) – Elo-fusível (Ponto 17)*

- *Fase*

Com base nos ajustes definidos para o religador tem-se que a função instantânea de fase está ajustada para evitar a queima do primeiro elo a jusante. Porém, o elo-fusível instalado no ponto 17 não é o mais próximo do religador, não estando, portanto, dentro da zona de atuação da função instantânea do religador.

Dessa forma, não houve a geração de alertas via PROSEDI, pois os tempos de atuação da curva lenta do religador são sempre superiores aos do elo-fusível e respeitam sempre o intervalo de seletividade especificado pelo usuário em 0,2 s.

- *Neutro*

Com base nos ajustes de neutro do religador, instantâneo bloqueado, o sistema é seletivo. Dessa forma, o PROSEDI verificou que o intervalo de seletividade definido pelo usuário em 0,2 s foi respeitado, não havendo a geração de alertas.

- *Religador (Ponto P4) – Religador (Ponto P5)*

- *Fase – Neutro*

Nesta análise o PROSEDI verificou que alguns dos critérios de seletividade entre religadores não estavam sendo respeitados, ocorrendo a geração das seguintes mensagens:

O número de operações do religador protegido é menor que o número de operações do religador protetor.

A corrente de partida do religador protegido deve ser maior que a do religador protetor para a curva lenta de neutro.

Em relação ao intervalo de seletividade de fase e neutro definido em 0,2 s, este foi respeitado, não havendo a geração de alertas.

- *Relé (Ponto P3) – Religador (Ponto P4)*

- *Fase – Neutro*

Para esta combinação os critérios de seletividade ficaram dentro dos padrões esperados, não ocorrendo a geração de mensagens de alerta.

Os *pick-ups* do religador para as curvas rápidas e lentas são menores que as correntes de partida de fase e neutro do relé, o que é recomendável.

Por ser uma combinação relé – religador também é necessário realizar os estudos de avanço e recuo do disco de indução. Conforme mostrado na seção 5.3.1.5. , há problema de descoordenação para os ajustes de neutro do relé quando da segunda e terceira operação do religador.

- *Relé (Ponto P3) – Religador (Ponto P5)*
 - *Fase – Neutro*

Para esta combinação os critérios de seletividade foram respeitados não ocorrendo a geração de mensagens de alerta.

Os *pick-ups* do religador para as curvas rápidas e lentas estão menores que as correntes de partida de fase e neutro do relé, o que é recomendável.

Em se tratando de avanço e recuo do disco de indução não houve a identificação de problemas.

- *Relé (Ponto P2) – Relé (Ponto P3)*
 - *Neutro*

Esta análise envolveu a combinação entre os relés instalados na proteção do neutro e do secundário do transformador. O PROSEDI emitiu a seguinte alerta:

O critério de seletividade não está sendo respeitado para os ajustes de neutro uma vez que o intervalo entre os tempos de atuação das proteções é inferior a 0,4 s.

Recomenda-se alterar o dial de tempo de uma das proteções.

Nesse caso, é necessária uma análise criteriosa do usuário, uma vez que o “Dial” da proteção instalada em P2 está no valor máximo admissível (dial 10).

- *Relé (Ponto P1) – Relé (Ponto P3)*

Esta análise envolveu os relés instalados no primário e secundário do transformador. O PROSEDI gera automaticamente as curvas de atuação dos dispositivos com base na tensão secundária e, posteriormente, analisa a seletividade entre os relés.

Por se tratar de dois relés eletromecânicos, o PROSEDI define automaticamente o intervalo mínimo de seletividade em 0,4 s para fase e neutro.

- *Fase*

Com base nas análises realizadas, o PROSEDI gerou a mensagem:

O critério de seletividade não está sendo respeitado para os ajustes de fase, uma vez que o intervalo entre os tempos de atuação das proteções é inferior a 0,4 s.

Recomenda-se alterar o dial de tempo de uma das proteções de fase.

5.3.1.8. Análises e comentários

Como observado na seção anterior, existem limitações nos dispositivos de proteção atuais que levam à violação dos critérios estabelecidos de coordenação ou de seletividade.

Para exemplificar, observa-se que as proteções P2 e P3 não estão seletivas e o dial do relé P2 está no maior valor possível. Também verificou-se que as sucessivas ações de religamento de P4 levam à atuação do relé de neutro de P3 devido aos sucessivos avanços e recuos do disco de indução.

Finalmente, orientado pelos alertas emitidos pelo PROSEDI, que vieram a comprovar pré-estudos realizados pela concessionária, tornou-se necessário buscar alternativas para melhoria do desempenho do sistema de proteção atual.

5.3.2. Caso Alternativo – Sistema Proposto

Neste cenário e tendo em vista que a empresa pretende substituir todos os dispositivos eletromecânicos por microprocessados, vislumbra-se a possibilidade de instalar, na subestação de Forquilha, relés SEL 351 em substituição aos relés IAC 53 e IM 30.

O modelo SEL 351 é um relé de sobrecorrente direcional e de religamento, sendo amplamente utilizado na proteção de alimentadores. Em relação à característica de *reset*, este dispositivo apresenta duas opções para cada elemento de sobrecorrente temporizado. Uma consiste em *resetar* os elementos quando a corrente cair abaixo do valor de partida e permanecer durante pelo menos um ciclo. Já a outra emula os elementos de um disco de indução eletromecânico, no qual o tempo de *reset* depende dos ajustes do dial de tempo [SEL, 2007].

Ressalta-se que os ajustes para os novos dispositivos de proteção a serem instalados na subestação foram definidos utilizando o PROSEDI.

5.3.2.1. Dispositivo de proteção P1 – Relés SEL 351

No ponto P1, em 69 kV, será instalado o relé microprocessado SEL 351. Os ajustes propostos para este dispositivo de proteção podem ser observados na Tabela 5-18. É importante observar que para o “Caso Base – Sistema Atual” as funções instantâneas de fase e neutro estavam bloqueadas por ser uma prática comum na CEMAR. Porém, é mais usual ajustar as unidades instantâneas de fase e neutro do primário. Contudo, o ajuste da proteção instantânea de fase deve ser insensível a curtos subtransitórios assimétricos no secundário. Nesse sentido e considerando que este “Caso Alternativo – Sistema Proposto” tem a finalidade de encontrar os melhores ajustes de proteção, as funções instantâneas de fase e neutro foram ajustadas, conforme pode ser observado na Tabela 5-18.

Ressalta-se que para o “Caso Base – Sistema Atual” a corrente de *pick-up* foi 300 A e para este caso exemplo a corrente de *pick-up* é 180 A, tornando a proteção mais sensível. É importante destacar que apesar do ajuste da corrente de *pick-up* ter sido reduzido, teve-se o cuidado de preservar aproximadamente 50% de sobrecarga no transformador, visto que a corrente nominal primária é da ordem de 125 A.

Tabela 5-18 – Novos ajustes para o dispositivo de proteção P1.

SEL 351	Fase	Terra
RTC	300 – 5 A	
In	5 A	5 A
Pick-up	0,6	0,2
Curva	IEC Curva C	IEC Curva C
Dial	0,4	0,5
Instantâneo	7,54	1,7
Tempo do Instantâneo	0,02 s	0,016 s

5.3.2.2. Dispositivo de proteção P2 – Relé SEL 351

Os ajustes correspondentes ao relé SEL 351 instalado no ponto P2 para a proteção do neutro do transformador podem ser observados na Tabela 5-19.

Tabela 5-19 – Novos ajustes para o dispositivo de proteção P2.

SEL 351	Fase	Terra
RTC	600 – 5 A	
In	---	5 A
Pick-up	---	0,2
Curva	---	US Inversa
Dial	---	6,4
Instantâneo	---	BLOQUEADO

5.3.2.3. Dispositivo de proteção P3 – Relé SEL 351

O relé SEL 351 instalado no ponto P3 é o responsável pela proteção da barra de 13,8 kV e os correspondentes ajustes podem ser encontrados na Tabela 5-20.

Tabela 5-20 – Novos ajustes para o dispositivo de proteção P3.

SEL 351	Fase	Terra
RTC	1200 – 5 A	
In	5 A	5 A
Pick-up	0,750	0,1
Curva	IEC Curva C	US Inversa
Dial	0,180	4,7
Instantâneo	BLOQUEADO	BLOQUEADO

5.3.2.4. Dispositivo de proteção P4 – Relé SEL 351

No caso base apresentado anteriormente o dispositivo instalado no ponto P4 era um religador comandado via relé. Nesse caso optou-se por trocar o religador pelo relé SEL 351 comandando um disjuntor. Os ajustes relacionados a este dispositivo podem ser encontrados na Tabela 5-21.

Tabela 5-21 – Ajustes para o dispositivo de proteção P4.

SEL 351	Fase	Terra
RTC	600 – 5 A	
In	5 A	5 A
Pick-up	0,8	0,110
Curva	IEC Curva C	US Inversa
Dial	0,230	2,700
Instantâneo	4,7	BLOQUEADO
Tempo do Instantâneo	0,032 s	--

5.3.2.5. Religador de Poste e Elos-fusíveis

O religador NULEC instalado no ponto P5 e os elos-fusíveis não foram modificados, uma vez que observando os alertas gerados via PROSEDI ficou claro que estes dispositivos de proteção não contribuem para a perda de coordenação ou seletividade.

5.3.2.6. Diagrama unifilar

O novo diagrama unifilar, apresentado na Figura 5-5, foi desenvolvido para atender às mudanças referentes às substituições de relés eletromecânicos por microprocessados, além da substituição do religador pelo relé SEL 351 associado a um disjuntor.

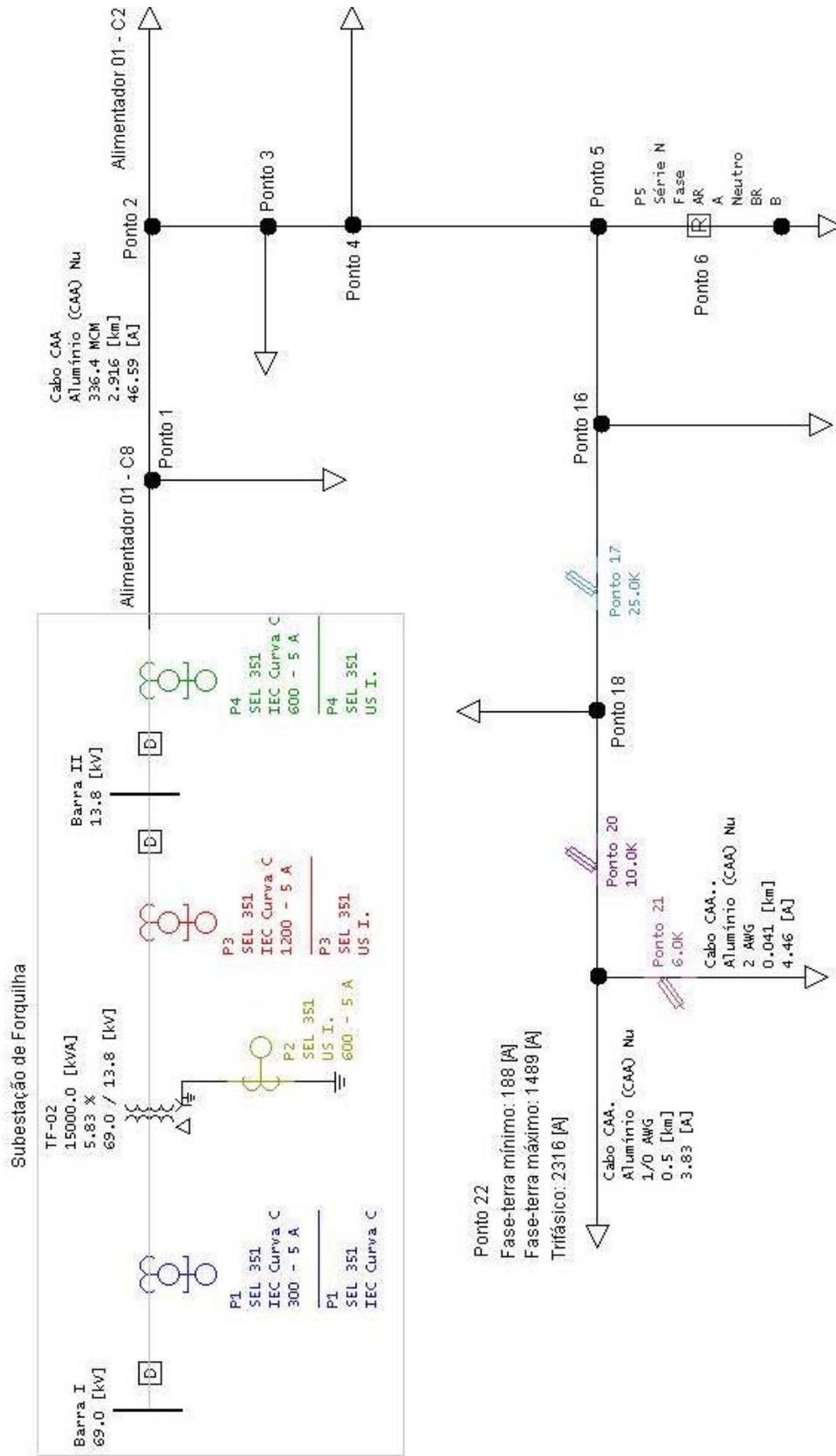


Figura 5-5 – Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico – Caso alternativo

5.3.2.7. Coordenograma

O coordenograma apresentado na Figura 5-6, representa as curvas de atuação dos novos relés instalados na subestação de Forquilha, bem como as curvas *ANSI* e ponto de *inrush* do transformador. Já o coordenograma apresentado na Figura 5-7 mostra as curvas do relé instalado na saída da subestação, as curvas dos elos-fusíveis e do religador de poste instalado ao longo do alimentador, bem como as curvas de suportabilidade térmica das linhas de distribuição. Ressalta-se que as curvas dos elos-fusíveis e religador são as mesmas apresentadas no Caso Base, uma vez que estes dispositivos não foram alterados.

Em uma primeira análise visual é possível dizer que os intervalos de coordenação ou seletividade estão sendo atendidos.

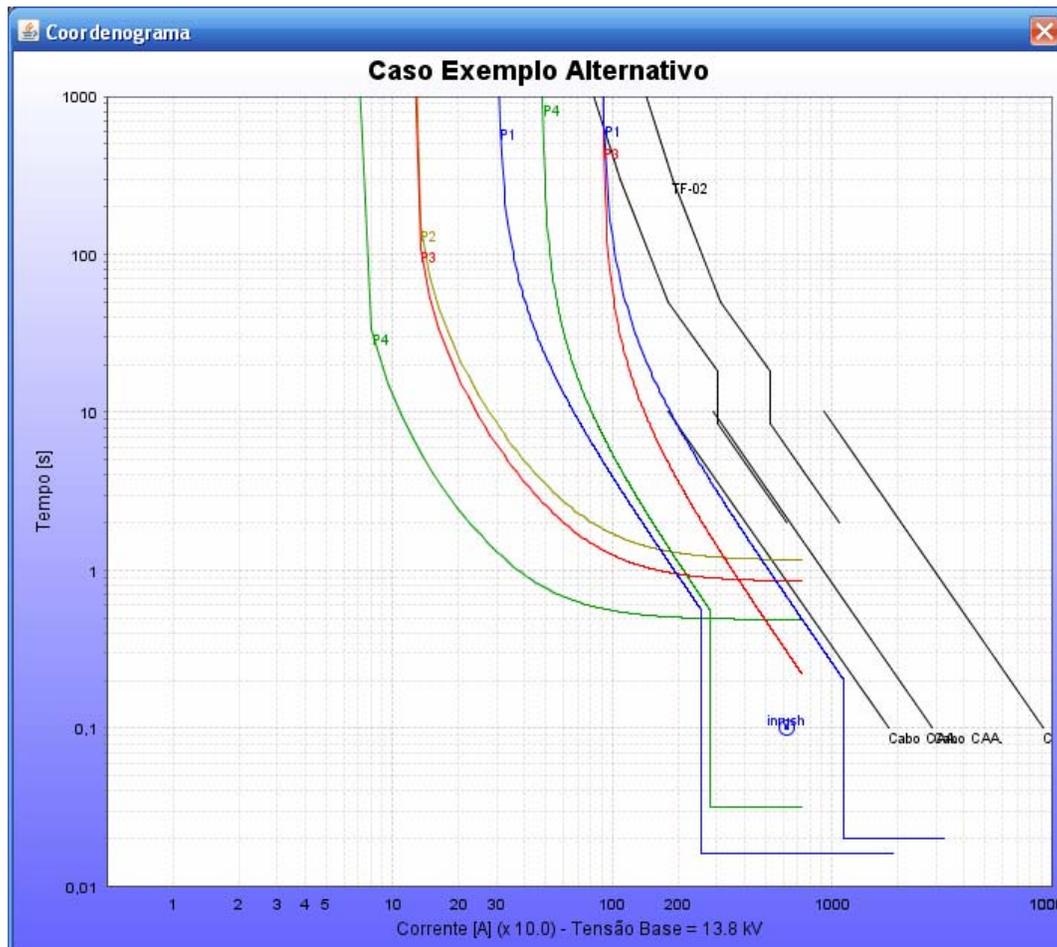


Figura 5-6 – Coordenograma dos novos dispositivos instalados na SE – Forquilha.

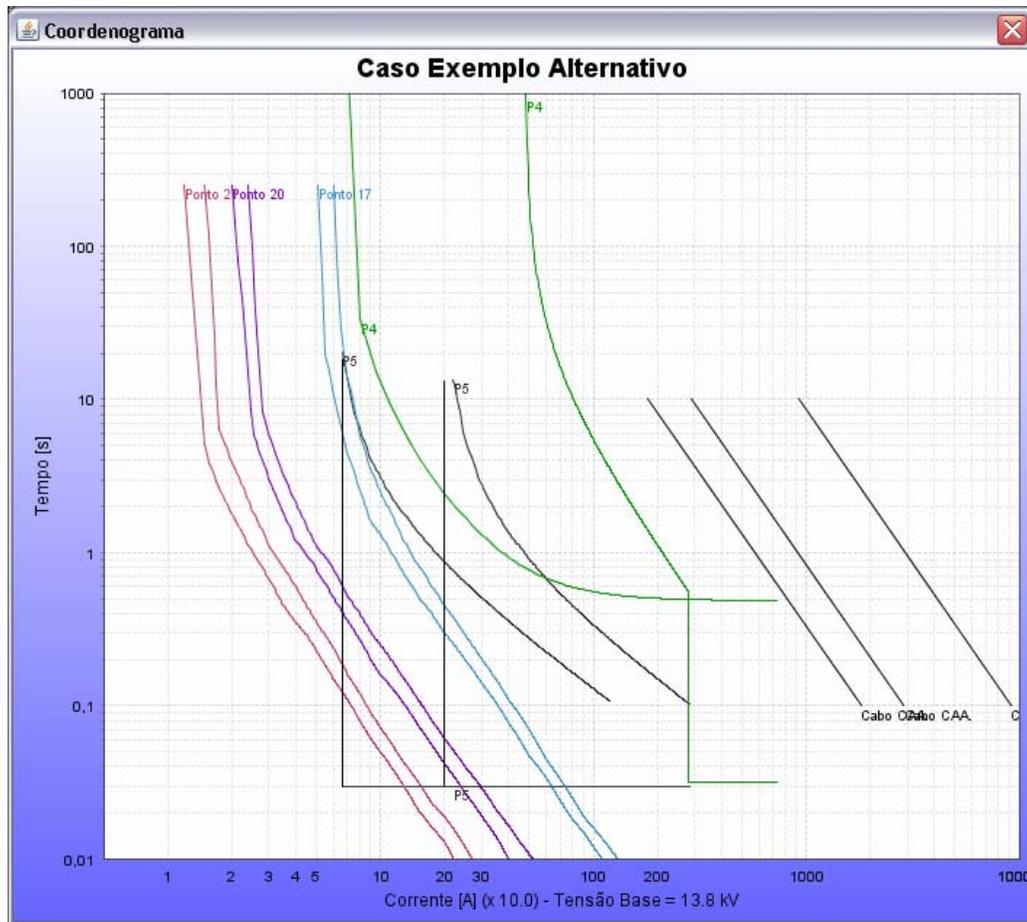


Figura 5-7 – Coordenograma dos dispositivos que foram mantidos.

5.3.2.8. Tempo de atuação das proteções

As Tabelas 5-22 e 5-23 apresentam os tempos de atuação para todas as proteções de fase e neutro selecionadas. Estes tempos são para as correntes de curto-circuito do ponto de instalação de cada dispositivo de proteção presente no diagrama unifilar.

Tabela 5-22 – Novos tempos de atuação das proteções de fase

Tempo de atuação em segundos das proteções de fase sensibilizadas									
Locais de Curto-circuito		21	17	20	P1	P3	P4	P5 Lenta	P5 Rápida
	21	0,010	0,010	0,010	5,068	2,281	0,745	--	--
	17	--	0,010	--	4,315	1,942	0,644	--	--
	20	--	0,010	0,010	4,945	2,225	0,728	--	--
	P1	--	--	--	0,020	--	--	--	--
	P3	--	--	--	0,566	0,255	--	--	--
	P4	--	--	--	0,566	0,255	0,032	--	--
	P5	--	--	--	3,595	1,618	0,032	0,103	0,030

Tabela 5-23 — Novos tempos de atuação das proteções de neutro.

Tempo de atuação em segundos das proteções de neutro sensibilizadas										
Locais de Curto-circuito		21	17	20	P1	P3	P2	P4	P5 Lenta	P5 Rápida
	21	0,010	0,010	0,010	--	1,010	1,376	0,514	--	--
	17	--	0,010	--	--	0,987	1,344	0,510	--	--
	20	--	0,010	0,010	--	1,007	1,371	0,514	--	--
	P1	--	--	--	0,016	--	--	--	--	--
	P3	--	--	--	1,512	0,877	1,194	--	--	--
	P2	--	--	--	1,512	--	1,194	--	--	--
	P4	--	--	--	1,512	0,877	1,194	0,504	--	--
	P5	--	--	--	1,591	0,961	1,309	0,506	0,107	0,030

Comparando os tempos de atuação apresentados nestas tabelas com os das Tabelas 5-15 e 5-16, pode-se observar que o tempo para sensibilização dos dispositivos frente às correntes de curto-circuito na subestação foram reduzidos. Esse fato é relevante, uma vez que a eliminação da falta ocorrerá o mais rápido possível, minimizando os esforços térmicos e mecânicos provocados pelo curto-circuito.

Uma outra análise importante a ser observada nas Tabelas 5-15 e 5-16 refere-se ao tempo de atuação de fase e neutro da proteção instalada em P1. Isso porque, além de haver uma redução no tempo de atuação por estar se utilizando relés microprocessados, as funções instantâneas de fase e neutro estão desbloqueadas, permitindo que a proteção atue em 0,02 s na fase e 0,016 s no neutro para curtos no primário. Caso esta função estivesse bloqueada o tempo de eliminação da falta nos ajustes de fase e neutro seriam 0,08 e 0,1 s, respectivamente.

5.3.2.9. Análise do avanço e recuo

Segundo os ajustes definidos nos relés instalados nos pontos P3 e P4, tem-se que o tempo de *reset* de ambos é praticamente instantâneo. Isso significa que não existe a possibilidade de ocorrer a perda de coordenação devido a emulação de avanço e recuo entre os relés e o religador instalado no ponto P5.

Portanto, observa-se a eliminação por completo do problema relacionado ao avanço e recuo do disco de indução apresentado no Caso Base. A título de curiosidade, se o relé instalado em P4 estivesse emulando um relé eletromecânico, o relatório *on-line* obtido seria o mostrado na Tabela 5-24.

Tabela 5-24 – Soma relativa do SEL 351 emulando um relé eletromecânico.

Fase	Neutro
-----	-----
Avanço máximo permissível: 63,23	Avanço máximo permissível: 60,47
-----	-----
1ª operação: Não tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 11,68	1ª operação: Não tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 12,84
-----	-----
2ª operação: Não tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 0	2ª operação: Não tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 0
-----	-----
Bloqueio: Não tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 18,93	Bloqueio: Não tem Problema de Coordenação. Soma relativa: 21,14

Por este relatório pode-se observar que na hipótese de o relé SEL 351 estar emulando o relé eletromecânico também não ocorrerá perda de coordenação devido a emulação de sucessivos avanços e recuos.

5.3.2.10. Análise crítica

É importante observar que as ações realizadas não evitaram que novamente o usuário fosse alertado sobre a possibilidade de saturação do TC instalado no ponto P1. Isso ocorre porque o nível da corrente de curto-circuito manteve-se em 6480 A e a corrente primária do TC é 300 A.

Porém, para a verificação da saturação do TC deve-se levar em conta também o *burden* imposto pelo relé. Como se sabe a impedância do relé microprocessado é menor que a do eletromecânico, o que minimiza o risco de saturação.

5.3.2.11. Análise dos critérios de coordenação e seletividade

O objetivo principal de utilizar o PROSEDI na parametrização de relés é permitir que os critérios de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção sejam respeitados.

Assim, as mesmas análises realizadas anteriormente serão repetidas nesta seção, considerando os novos dispositivos de proteção.

- *Elo-fusível (Ponto 20) – Elo-fusível (Ponto 21)*

- *Fase – terra*

Para esta combinação segundo os estudos apresentados no Caso Base não existe a necessidade premente de substituí-los, uma vez que são seletivos pelo menos para o curto fase-terra mínimo.

- *Elo-fusível (Ponto 17) – Elo-fusível (Ponto 20)*

- *Fase – terra*

A mesma consideração realizada para os elos-fusíveis instalados nos pontos 20 e 21 aplica-se para esta combinação.

- *Relé (Ponto P4) – Elo-fusível (Ponto 17)*

Nesta combinação é importante ressaltar que no Caso Base o dispositivo instalado em P4 era um religador e para o Caso Alternativo é um relé.

- *Fase*

Para esta combinação não houve a geração de alertas via PROSEDI, pois os tempos de atuação do relé são sempre superiores aos do elo-fusível e respeitam sempre o intervalo de seletividade especificado pelo usuário em 0,2 s.

- *Neutro*

Com base nos ajustes de neutro do religador, instantâneo bloqueado, o sistema é seletivo. Dessa forma, o PROSEDI verificou que o intervalo de seletividade definido pelo usuário em 0,2 s foi respeitado, não havendo a geração de alertas.

Quando comparado ao Caso Base, o Caso Alternativo manteve o intervalo de seletividade dentro do esperado para os ajustes de fase e neutro.

- *Relé (Ponto P4) – Religador (Ponto P5)*

- *Fase – Neutro*

Para esta combinação não houve a geração de alertas via PROSEDI, pois os tempos de atuação do relé respeitam sempre o intervalo de seletividade de fase e neutro especificado pelo usuário em 0,2 s.

Além disso, os *pick-ups* do religador para as curvas rápidas e lentas são menores que as correntes de partida de fase e neutro do relé, o que é recomendável.

Por ser uma combinação relé – religador é necessário realizar os estudos de avanço e recuo caso o relé esteja emulando um eletromecânico. Este estudo foi apresentado na seção 5.3.2.9. , não apresentando nenhum tipo de problema.

Com a substituição do religador pelo relé eliminaram-se os problemas referentes ao número de operações e corrente de partida do religador protegido apresentado no Caso Base.

- *Relé (Ponto P3) – Relé (Ponto P4)*
 - *Fase – Neutro*

Para esta combinação os critérios de seletividade ficaram dentro dos padrões esperados, respeitando o intervalo de seletividade de 0,3 s definido pelo usuário, não ocorrendo a geração de mensagens de alerta.

Com a substituição do religador instalado em P4 por um relé microprocessado eliminou-se o problema de perda de coordenação devido aos sucessivos avanços e recuos do disco de indução.

- *Relé (Ponto P3) – Religador (Ponto P5)*
 - *Fase – Neutro*

Para esta combinação os critérios de seletividade foram respeitados não ocorrendo a geração de mensagens de alerta.

Os *pick-ups* do religador para as curvas rápidas e lentas estão menores que as correntes de partida de fase e neutro do relé, o que é recomendável.

Em se tratando de avanço e recuo do disco de indução não houve a identificação de problemas.

Nesta nova combinação mantiveram-se os intervalos de seletividade respeitados conforme no Caso Base.

- *Relé (Ponto P2) – Relé (Ponto P3)*
 - *Neutro*

Esta análise envolveu a combinação entre os relés instalados na proteção do neutro e do secundário do transformador, não ocorrendo a geração de mensagens de alertas. O

intervalo de seletividade de 0,3 s especificado pelo usuário foi respeitado para toda a faixa de estudo.

A utilização de relés microprocessados neste caso foi de grande valia, permitindo uma maior margem de ajustes, o que possibilitou eliminar o problema de perda de seletividade encontrado no Caso Base.

- *Relé (Ponto P1) – Relé (Ponto P3)*

- *Fase*

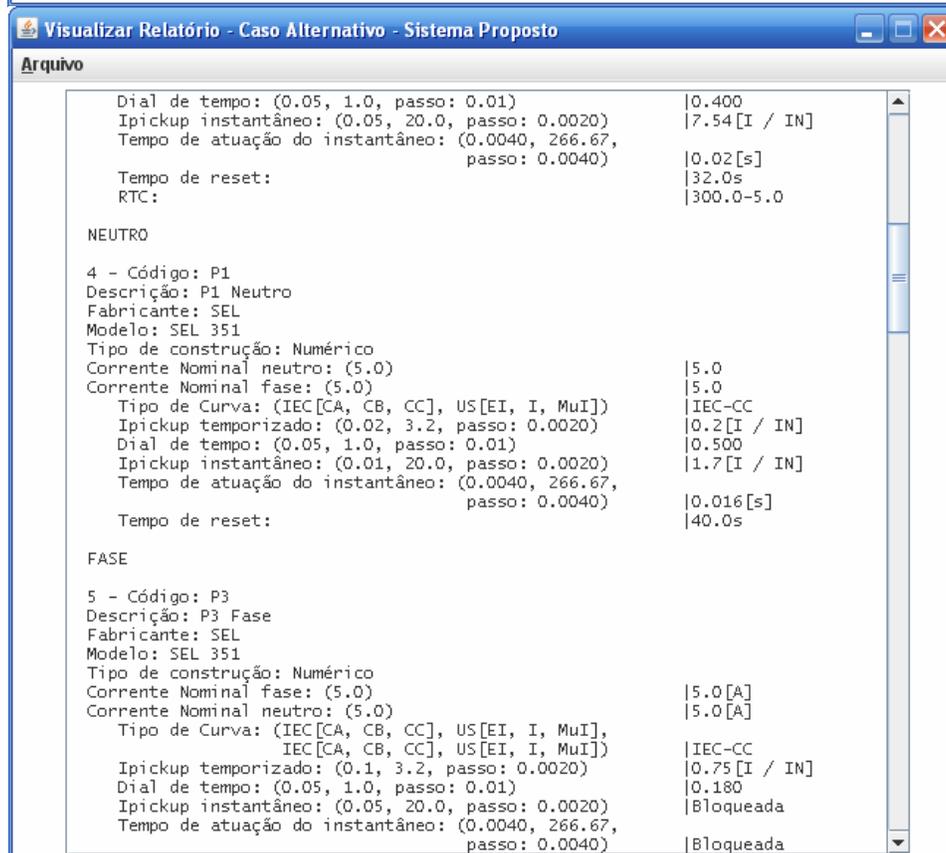
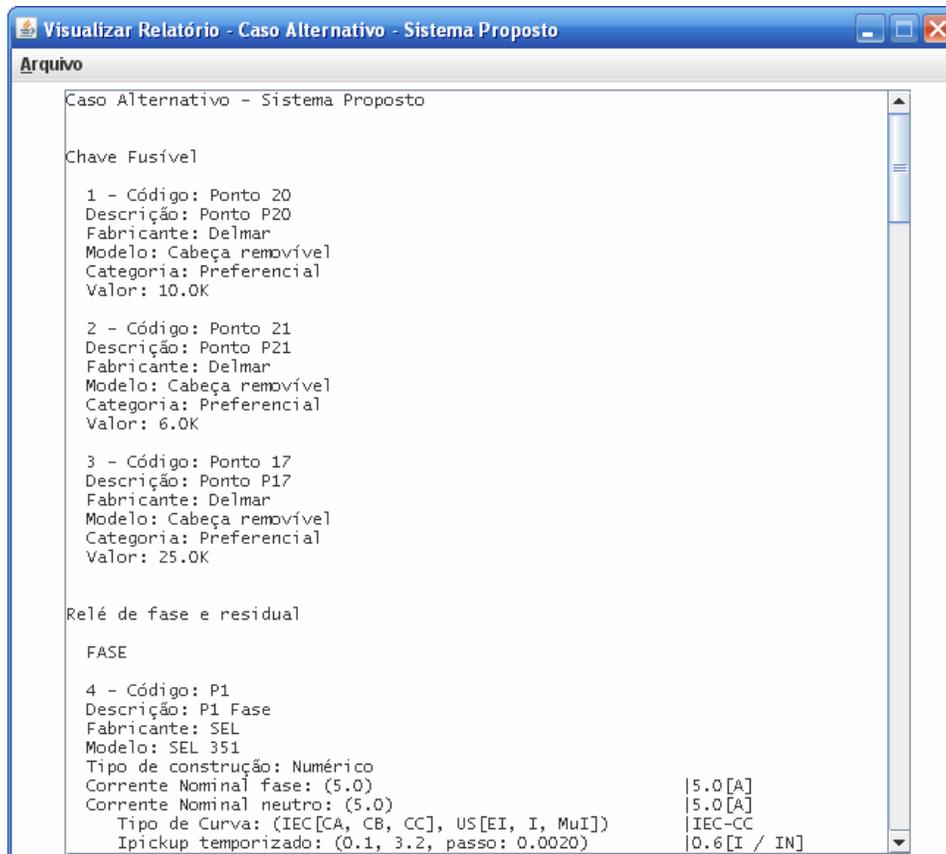
Esta análise envolveu os relés instalados na proteção primária e secundária do transformador, não havendo a geração de mensagens de alerta, pois o intervalo de seletividade de 0,3 s foi respeitado.

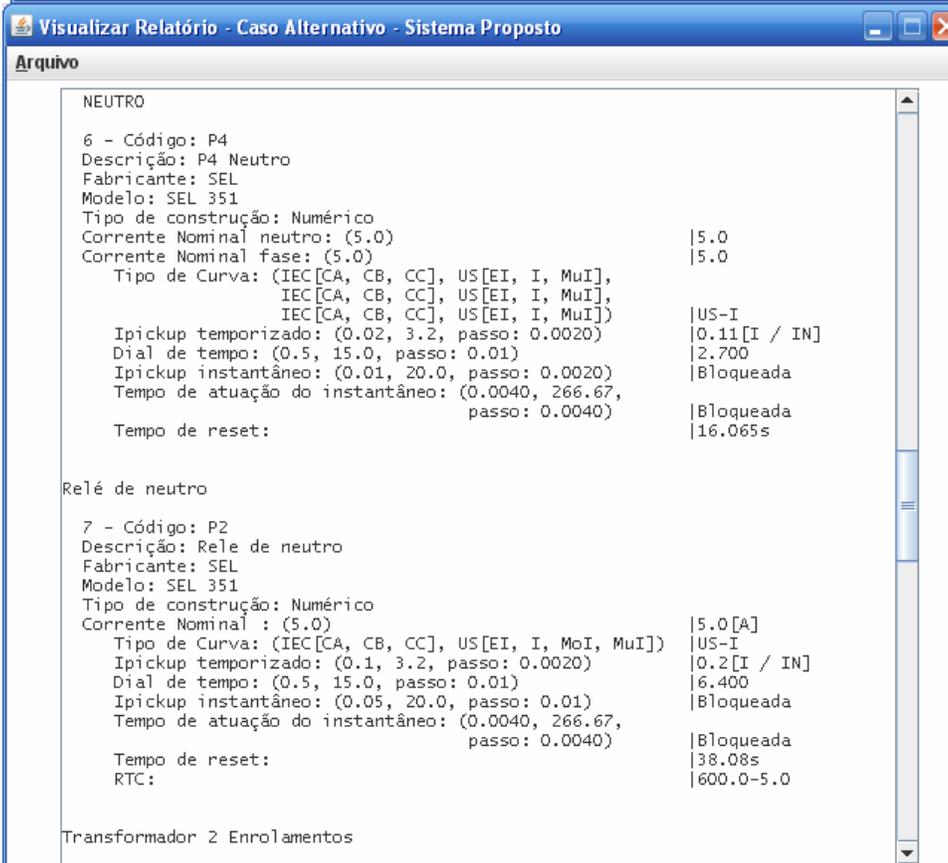
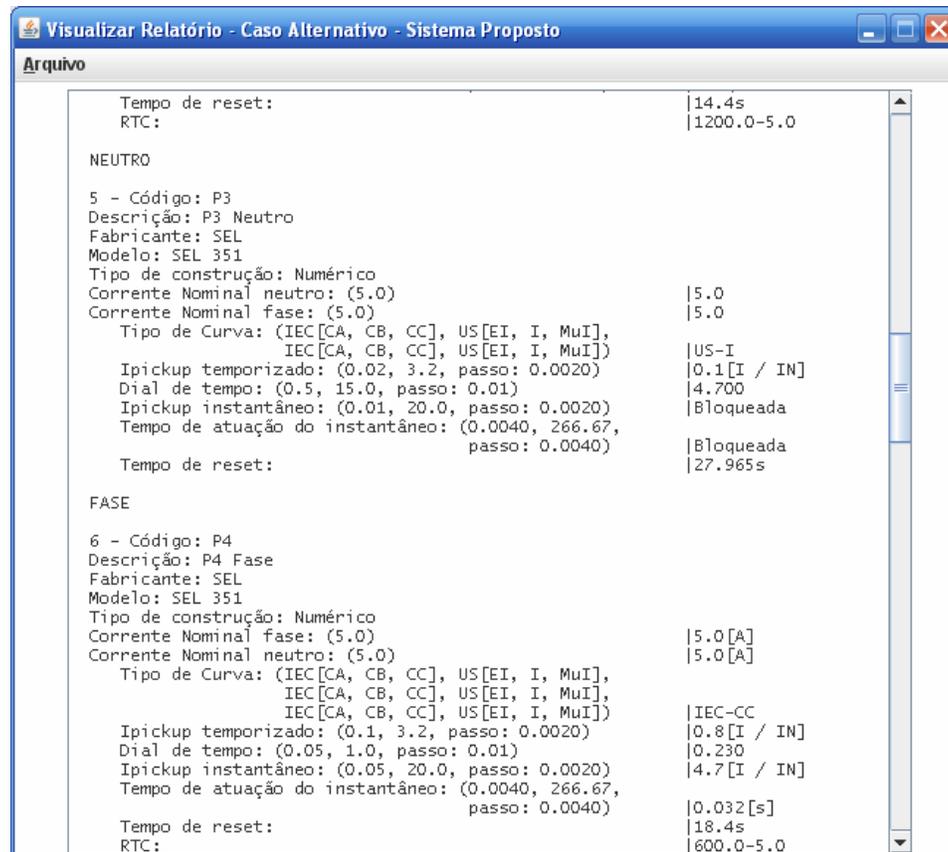
Neste caso a utilização dos relés microprocessados também permitiu uma maior margem de ajustes, possibilitando eliminar os problemas encontrados no Caso Base.

De posse das análises obtidas, pode-se concluir que os novos dispositivos de proteção encontram-se bem ajustados, respeitando os critérios de coordenação e seletividade estabelecidos. Além disso, os problemas apresentados anteriormente foram eliminados, garantindo ao sistema uma proteção mais confiável.

5.3.2.12. Relatórios

Após a realização dos estudos do Caso Alternativo, o PROSEDI gerou o relatório técnico contendo informações referentes ao transformador, características das linhas de distribuição, características construtivas dos dispositivos de proteção e as ordens de graduação, conforme pode ser observado na Figura 5-8.





Visualizar Relatório - Caso Alternativo - Sistema Proposto

Arquivo

Transformador 2 Enrolamentos

8 - Código: TF-02
 Descrição: Transformador
 Fabricante: a
 Modelo: a

Número de Fases	Trifásico
Potência Nominal [kVA]	15000.0
Tensão Primária [kV]	69.0
Tipo de Conexão do Primário	Delta
Tensão Secundária [kV]	13.8
Tipo de Conexão do Secundário	Estrela-Atterrada
Faltas (Frequentes, Não Frequentes)	Frequêntes
Impedância (Z%) [%]	5.83
Tipo de Isolação (A Óleo, A Seco)	A óleo
Duração da Corrente Inrush [s]	0.1
Múltiplo	10.0
10.0 x In = Corrente Inrush [A]	1255.109

Religador

9 - Código: P5
 Descrição: Religador de poste NULEC
 Fabricante: Nulec
 Modelo: Série N

FASE

Nome da curva rápida	AR
Pick up curva rápida: (1.0, 300.0)	200.0 [A]
Nome da curva lenta	A
Pick up curva rápida: (4.0, 200.0)	200.0
Número de operações rápidas (0, 1, 2, 3, 4)	0
Número de operações para bloqueio (1, 2, 3, 4)	3
1º intervalo de religamento: (0.5, 180.0, passo: 0.1)	2.0 [s]
2º intervalo de religamento: (2.0, 180.0, passo: 0.1)	10.0 [s]

Visualizar Relatório - Caso Alternativo - Sistema Proposto

Arquivo

NEUTRO

Nome da curva rápida	BR
Pick up curva rápida: (1.0, 300.0)	60.0 [A]
Nome da curva lenta	B
Pick up curva rápida: (4.0, 200.0)	60.0
Número de operações rápidas (0, 1, 2, 3, 4)	0
Número de operações para bloqueio (1, 2, 3, 4)	3
1º intervalo de religamento: (0.5, 180.0, passo: 0.1)	2.0 [s]
2º intervalo de religamento: (2.0, 180.0, passo: 0.1)	10.0 [s]

Linha De Distribuição

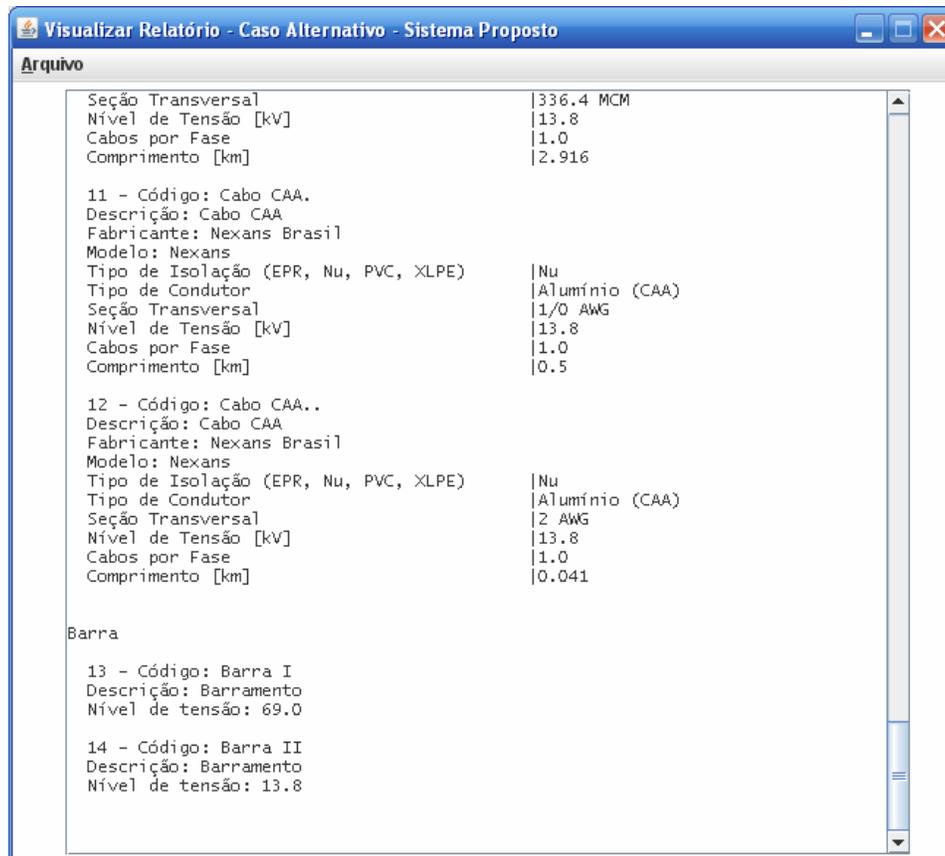
10 - Código: Cabo CAA
 Descrição: Cabo CAA
 Fabricante: Nexans Brasil
 Modelo: Nexans

Tipo de Isolação (EPR, Nu, PVC, XLPE)	Nu
Tipo de Condutor	Alumínio (CAA)
Seção Transversal	336.4 MCM
Nível de Tensão [kV]	13.8
Cabos por Fase	1.0
Comprimento [km]	2.916

11 - Código: Cabo CAA.
 Descrição: Cabo CAA
 Fabricante: Nexans Brasil
 Modelo: Nexans

Tipo de Isolação (EPR, Nu, PVC, XLPE)	Nu
Tipo de Condutor	Alumínio (CAA)
Seção Transversal	1/0 AWG
Nível de Tensão [kV]	13.8
Cabos por Fase	1.0
Comprimento [km]	0.5

12 - Código: Cabo CAA..



Item	Descrição	Valor
Seção Transversal		336.4 MCM
Nível de Tensão [kV]		13.8
Cabos por Fase		1.0
Comprimento [km]		2.916
11 - Código: Cabo CAA.		
Descrição: Cabo CAA		
Fabricante: Nexans Brasil		
Modelo: Nexans		
Tipo de Isolação (EPR, Nu, PVC, XLPE)		Nu
Tipo de Condutor		Alumínio (CAA)
Seção Transversal		1/0 AWG
Nível de Tensão [kV]		13.8
Cabos por Fase		1.0
Comprimento [km]		0.5
12 - Código: Cabo CAA..		
Descrição: Cabo CAA		
Fabricante: Nexans Brasil		
Modelo: Nexans		
Tipo de Isolação (EPR, Nu, PVC, XLPE)		Nu
Tipo de Condutor		Alumínio (CAA)
Seção Transversal		2 AWG
Nível de Tensão [kV]		13.8
Cabos por Fase		1.0
Comprimento [km]		0.041
Barra		
13 - Código: Barra I		
Descrição: Barramento		
Nível de tensão: 69.0		
14 - Código: Barra II		
Descrição: Barramento		
Nível de tensão: 13.8		

Figura 5-8 – Relatório com informações gerais do sistema em estudo e com as ordens de graduação.

5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O *software* ora proposto disponibiliza razoável automatismo no estabelecimento de ajustes do sistema de proteção, padronizando os critérios e reduzindo drasticamente as horas de engenharia dedicadas à elaboração dos estudos. Este *software* vem contribuir com novas funcionalidades relevantes para proteção dos sistemas aéreos de distribuição, destacando-se:

- a análise dos critérios de coordenação e seletividade para sistemas existentes e em fase de projeto, conforme observou-se nos casos exemplos apresentados;
- o sobreaquecimento dos elos-fusíveis nos estudos de coordenação e seletividade;
- a matriz com os tempos de atuação dos dispositivos de proteção para curtos em diferentes pontos do sistema elétrico;
- a análise do avanço e recuo do disco de indução de relés eletromecânicos.

Neste contexto, observa-se que os recursos disponibilizados pelo PROSEDI atendem as necessidades atuais dos engenheiros de proteção de sistemas aéreos de distribuição.

Capítulo 6

CONCLUSÕES

As conclusões da dissertação foram divididas em duas seções, quais sejam:

- Conclusões Finais – nesta seção serão apresentadas as conclusões gerais deste trabalho, e também a generalização e complementação das considerações finais de cada capítulo descrito anteriormente, além de uma visão de conjunto;
- Proposta para Trabalhos Futuros – nesta seção mostrar-se-ão as novas implementações que poderão contribuir de maneira direta para os estudos de coordenação e seletividade da proteção.

6.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Esta dissertação tem o seu escopo principal composto por quatro capítulos. O segundo e o terceiro capítulos da dissertação foram dedicados à abordagem conceitual sobre a proteção de sistemas de distribuição. Já o quarto e quinto capítulos foram dedicados ao desenvolvimento e aplicação do *software* implementado.

No Capítulo-2 foram apresentados aspectos gerais relacionados aos dispositivos de proteção (chaves-fusíveis, elos-fusíveis, disjuntores, relés, religadores e seccionadores) englobando suas características técnicas, o princípio de funcionamento, as normas que os especificam e suas aplicações nos sistemas de distribuição.

Neste contexto, vale destacar que estes dispositivos são utilizados na proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição visando:

- salvaguardar a integridade física de operadores, usuários do sistema e animais;
- evitar ou minimizar danos materiais;
- retirar de serviço um equipamento ou parte do sistema que se apresente defeituoso;

-
- melhorar a continuidade do serviço;
 - melhorar os indicadores de continuidade DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC;
 - reduzir os custos operacionais.

O Capítulo-3 é dedicado à conceituação de dispositivos protetores e protegidos; as zonas de proteção; as proteções coordenadas, seletivas e mistas; os critérios que influenciam na escolha da filosofia de proteção a ser adotada; e os critérios a serem observados quando do estabelecimento dos ajustes dos dispositivos. Adicionalmente foram apresentadas as condições de contorno que devem ser respeitadas nas diversas combinações de dispositivos protetor-protégido, destacando: fusível – fusível; religador – fusível; fusível – religador; religador – religador; relé – fusível; relé – religador e relé – relé.

Também neste capítulo foi destacado que um dos principais objetivos dos estudos de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição é melhorar a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica prestado ao consumidor, minimizando o número de interrupções permanentes. As estatísticas indicam que de 70 – 90% das faltas que ocorrem em sistemas de distribuição são transitórias e decorrem da queda de galhos de árvores, descargas atmosféricas, ventos fortes, etc. Dessa forma, os estudos de coordenação e seletividade visam considerar procedimentos específicos para minimizar os efeitos destas faltas nos sistemas elétricos, dando ênfase ao aspecto da continuidade do suprimento, evitando que uma falta afete muitos consumidores, além de procurar reduzir os tempos de localização desta falta e de reposição do sistema em serviço.

Um sistema de proteção bem ajustado possibilita dentre outras vantagens um aumento no faturamento, facilidade de manobras, maior segurança, melhoria na vida útil dos equipamentos protegidos, melhoria da imagem da concessionária junto aos consumidores, menores custos de manutenção e uma redução do número de desligamentos e interrupções.

No Capítulo-4 apresenta-se a proposta do sistema de *software* o que constitui a principal contribuição desta dissertação. O sistema de *software* ora proposto tem como objetivo disponibilizar as seguintes funcionalidades relevantes:

- consideração do sobreaquecimento dos elos-fusíveis durante as operações de religamento de dispositivos de proteção;

-
- consideração do avanço e do recuo (tempo de *reset* ou de restabelecimento) dos relés eletromecânicos;
 - avaliação se os ajustes dos dispositivos de proteção estão adequados e caso não estejam, emitir de mensagens de alertas para o usuário sugerindo modificações;
 - determinação do fator de crescimento da carga via *software*, ficando a cargo do usuário determinar apenas a taxa de crescimento anual e o horizonte de estudos a ser considerado;
 - geração da curva de suportabilidade térmica e mecânica dos transformadores, curva *ANSI*, para as diferentes categorias contidas na norma *ANSI/IEEE C57.109-1993*, conforme pode ser observado no Anexo C;
 - geração de uma matriz que contemple os tempos de atuação de todos os dispositivos sensibilizados pela corrente de curto trifásica e fase-terra máxima;
 - avaliação do risco de saturação de TCs.

Assim sendo, a proposta deste novo sistema de *software* visa suprir algumas das lacunas apresentadas pelos *softwares* estudados, vindo ao encontro das necessidades atuais de algumas concessionárias.

Visando demonstrar a potencialidade do PROSEDI e suas principais aplicações, o Capítulo-5 é dedicado à apresentação de casos exemplos utilizando as ferramentas disponibilizadas, mostrando suas funcionalidades que vão desde a análise crítica dos ajustes dos dispositivos de proteção até a execução de novos estudos de coordenação e seletividade. Para mostrar esta potencialidade utilizou-se dados reais de um alimentador instalado no sistema aéreo de distribuição da concessionária.

6.2. CONCLUSÕES FINAIS

Observou-se que o PROSEDI disponibiliza razoável automatismo no estabelecimento de ajustes do sistema de proteção, padronizando os critérios e reduzindo drasticamente as horas de engenharia dedicadas à elaboração dos estudos.

Neste contexto, observa-se que os recursos disponibilizados pelo PROSEDI atendem plenamente as necessidades atuais dos engenheiros de proteção de sistemas aéreos de distribuição.

6.3. PROPOSTAS PARA FUTUROS TRABALHOS

Visando dar continuidade ao desenvolvimento do PROSEDI surgem algumas propostas de trabalhos futuros, destacando-se:

- integração do *software* PROSEDI a um Sistema de Gerenciamento da Distribuição, através de desenvolvimento de interface adequada, o que permitirá a importação automática de diagramas georeferenciados do sistema a ser estudado, importação da topologia da rede, das correntes de carga, dos tipos de cabos dos alimentadores e dos dados do sistema de proteção;
- implementação de sub-rotinas para cálculos de curto-circuito (trifásico, bifásico, fase-terra máximo e mínimo) na rede de distribuição em estudo a partir dos equivalentes do sistema de suprimento no barramento de alta tensão das subestações de distribuição.
- implementação de banco de dados em rede viabilizando o acesso às informações previamente cadastradas, possibilitando que diferentes estudos sejam realizados simultaneamente em diferentes computadores;
- implementação de novos algoritmos para verificação automática dos critérios de coordenação e seletividade estabelecidos. Para as situações onde houver violação dos critérios, o *software* gerará mensagens de alertas sugerindo possíveis modificações nos ajustes das proteções;
- implementação de conexão elétrica entre os componentes presentes no diagrama unifilar, permitindo assim que o *software* identifique quais dispositivos são sensibilizados pelo curto-circuito;
- escolha de maneira automatizada dos ajustes considerados ótimos.

Estas novas implementações viriam a consolidar o *software* PROSEDI, destacando-o como sendo um dos *softwares* mais completos para os estudos de proteção em sistemas aéreos de distribuição.

Referências Bibliográficas

- [**ADVANTICA, 2006**] ADVANTICA. SynerGEE® Protection. Capturado em 14 fev. 2006. Disponível em <http://www.advanticatech.com/Default.aspx?page=899>. On line.
- [**AES TIETE, 2007**] AES TIETE. Capturado em 05 outubro 2007. Disponível na Internet www.eletropaulo.com.br/sustentabilidade/eletropaulo/07_outros_ind.html
- [**ALBINI, 2003**] ALBINI. Proteção do Sistema de Distribuição.
- [**ALUMINIUM ASSOCIATION, 1982**] Aluminum Electrical Conductor Handbook. Second Edition. The Aluminum Association, 1982.
- [**ANEEL, 2000**] Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Aneel nº 024, de 27 de janeiro de 2000.
- [**AREVA, 2007**] PRAG Network Protection & Automation Guide. Capturado em 23 jan. 2007. On-line. Disponível na Internet http://www.areva-td.com/static/html/TDE-AGF_Product-Product_Detail2_1056536208199.html
- [**ASPEN, 2006**] ADVANCED Systems for Power Engineering, Inc. ASPEN OneLiner. Capturado em 14 fev. 2006. Online. Disponível na Internet http://www.aspeninc.com/demo/11/ASPEN_OneLiner_Demo.
- [**BANDEIRANTE, 1987**] BANDEIRANTE. Proteção das Redes de Distribuição Aérea Primária – NTBD 3.01-0. 1987.
- [**BARBOSA, 2005**] BARBOSA, M.; “Sobretensões de Manobra”, Universidade do Porto – FEUP, 2005.
- [**CEMIG, 1994**] CEMIG. Proteção Contra Sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas. Diretoria de Distribuição. Estudo de Distribuição ED – 3.3. Novembro de 1994.
- [**CEPEL, 2006**] CEPEL. Proteção para Sistemas MRT, RER-10. Capturado em 15 de março de 2006. On-line. Disponível na Internet <http://www.cepel.br/~per/download/rer/rer-10.pdf>.
- [**CONPROVE, 2006**] CONPROVE Indústria e Comercio Ltda. Software de Coordenação da Proteção na Distribuição (SCPD). Capturado em 14 fev. 2006. Online. Disponível na Internet <http://www.conprove.com.br>.

-
- [**CPFL, 2003**] CPFL. Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente. Norma Técnica nº 2912, versão 1.1. Maio de 2003.
- [**CPFL, 2006**] CPFL. Seccionalizador Automático de Distribuição Classe 15 e 24,2 kV. Especificação Técnica. Distribuição. Fevereiro de 2006.
- [**CYME, 2006**] CYME International. CYMTCC, Protective Device Coordination. Capturado em 14 fev. 2006. On-line. Disponível na Internet <http://www.cyme.com/downloads/demos>.
- [**DELMAR, 2006**] DELMAR. Capturado em 15 de junho de 2006. Online. Disponível na Internet <http://www.delmar.com.br>.
- [**DIGSILENT, 2006**] DIGSILENT. DIGSILENT PowerFactory. Capturado em 14 fev. 2006. On-line. Disponível na Internet <http://www.digsilent.de>.
- [**ELECTROCON, 2006**] ELECTROCON International, Inc. Computer-Aided Protection Engineering (CAPE). Capturado em 14 fev. 2006. On-line. Disponível na Internet <http://www.electrocon.com/cape/cape.htm>.
- [**ELETROBRÁS, 1982**] ELETROBRÁS. Coleção Distribuição de Energia Elétrica. Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição. Editora Campus Eletrobrás, Vol. 2. Rio de Janeiro, 1982.
- [**ESA, 2006**] ESA. EasyPower® PowerProtector™. Capturado em 14 fev. 2006. On-line. Disponível na Internet http://www.easypower.com/easypower_suite.html.
- [**ETAP, 2006**] OPERATION Technology Inc. ETAP Star. Capturado em 14 fev. 2006. On-line. Disponível na Internet <http://www.etap.com/demo.htm>.
- [**FELTRIN, 2000**] FELTRIN, A. P., DENIS, I. F. E. D., MANTOVANI, J. R. S., et. Al. Desenvolvimento de Software Eficientes para Melhoria de Desempenho de Redes de Distribuição. Companhia Nacional de Energia Elétrica. FEPISA, UNESP, 2000.
- [**SILVEIRA, 2004**] Seletividade e Coordenação da Proteção em Sistemas Industriais. Parte 1. Itajubá, FUPAI, 2005.
- [**GE MULTILIN, 2006**] MULTILIN, G.E. Catálogo do Relé de Gerenciamento de Alimentadores. Capturado em 30 de julho de 2006. Disponível em <http://www.GEindustrial.com/multilin>
- [**GIGUER, 1988**] GIGUER. Proteção de Sistemas de Distribuição. Editora Sagra, 1ª edição. Porto Alegre, 1988.

-
- [IEC 60909-0] IEC International Standard, Short-circuit Currents in Three-phase AC Systems, 2001.
- [IEEE C37.60, 1981] IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupters for AC Systems. IEEE C37.60-1981 (Revision of ANSI/IEEE C37.60-1974).
- [IEEE C57.109, 1993] IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration. IEEE C57.109-1993 (Revision of ANSI/IEEE C57.109-1985).
- [IEEE C37.112, 1996] IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. ANSI/IEEE Std C37.112-1996.
- [IEEE C37.63, 2005] IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad-Mounted, Dry-Vault, and Submersible Automatic Line Sectionalizers of AC Systems. IEEE C37.63-2005 (Revision of ANSI/IEEE C37.63-1997).
- [LEIKKONEN, 2006] LEIKKONEN, Ilkka. ELPLEK. Capturado em 14 fev. 2006. On-line. Disponível na Internet <http://pp.kpnet.fi/ijl/>.
- [MAMEDE, 2007] MAMEDE, F. J. Instalações Elétricas Industriais. Livros Técnicos e Científicos Editora S.A. Rio de Janeiro, 7ª ed., 2007.
- [MCLAREN, 1994] MCLAREN, S. M., Swift, G.W., Open Systems Relaying. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, Nº 3, July 1994.
- [MELLO, 1979] MELLO, F. P., Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência, Série P.T.I. Santa Maria: Imprensa Universitária, UFSM, 1979.
- [MOONEY, 2006] MOONEY, J. Aplicação de Relés Microprocessados em Linhas de Transmissão. Schweitzer Engineering Laboratorier. Inc. Pullman, WA USA. Capturado em 20 abril de 2006. On-line. Disponível na Internet http://www.selinc.com.br/art_tecnicos.htm.
- [NBR 8177, 1983] Religadores Automáticos. Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. Norma Brasileira NBR 8177. Setembro de 1983.
- [NBR 7099, 1981] Relé de Medição com uma Grandeza de Alimentação de Entrada a Tempo Dependente Especificado. Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. Norma Brasileira NBR 7099. Dezembro de 1981.

-
- [**NBR 5359, 1989**] Elos-fusíveis de Distribuição. Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. Norma Brasileira NBR 5359. Dezembro de 1989.
- [**NBR 6856, 1992**] Transformadores de Corrente. Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. Norma Brasileira NBR 6856. Abril de 1992.
- [**NBR 7118, 1994**] Disjuntores de Alta Tensão. Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. Norma Brasileira NBR 7118. Setembro de 1994.
- [**OLIVEIRA, 1992**] OLIVEIRA, Carlos César Barioni. Proteção de Redes de Distribuição Primária de Energia Elétrica – Aspectos Térmicos Referentes à Coordenação Fusível-Religador. Escola Politécnica. USP, São Paulo, 1992.
- [**PEREIRA, 2006**] D. R. Pereira, J. M. Carvalho Filho, P. M. da Silveira, J. P. G. de Abreu, et.al.. Softwares para Execução de Seletividade e Coordenação da Proteção de Sistemas Elétricos de Distribuição – Estado da Arte. VII Conferência Internacional de Aplicações Industriais. VII Induscon, Abril de 2006.
- [**PHELPS DODGE, 2006**] Phelps Dodge Brasil. Catálogo de Média Tensão.
- [**PROTEASY, 2006**] PROTEASY Informática & Engenharia. Sistema Inteligente para Estudos de Proteção (NIX). Capturado em 14 fev. 2006. On-line. Disponível na Internet <http://www.proteasy.com/pt/index.html>.
- [**ROSSI, 2005**] Proteção de Sistemas Industriais. Itajubá, FUPAI, 2005
- [**SCHWEITZER, 1992**] SCHWEITZER, E.O.; SCHEER, G.W.; FELTIS, M.W. A Fresh Look as Distribution Protection. International Symposium on Distribution Automation and Demand side Management, 1992, Fort Lauderdale, Florida.
- [**SEL, 2006**] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Religador SEL 351-R. Capturado em 28 de julho de 2006. On line. Disponível na Internet. <http://www.selinc.com.br/catalog.htm>
- [**SEL, 2007**] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Capturado em 18 de julho de 2007. On line. Disponível na Internet. <http://www.selinc.com.br/catalog.htm>
- [**S&C ELECTRIC, 2006**] S&C ELECTRIC DO BRASIL. Capturado em 02 agosto de 2006. On-line. Disponível na Internet. <http://www.sandc.com.br>.

-
- [**SILVEIRA, 2001**] SILVEIRA, P. M., Santos, A. D, Neto, F. R. Dos Eletromecânicos aos Modernos e Multifuncionais Relés – Uma Visão de Evolução. IX Encontro Regional Latino-Americano da Cigré, 2001.
- [**SIEMENS, 2006**] SIEMENS. Capturado em 15 de junho de 2006. Online. Disponível em http://www.siemens.com.br/templates/br_d_negocios_produtos.aspx?channel
- [**SKM, 2006**] SKM Systems Analysis, Inc. Power Tools for Windows. Capturado em 14 fev. 2006. On-line. Disponível na Internet <http://www.skm.com/products/index.php3>.
- [**STADE, 1997**] Stade P.G.: Vacuum Interrupters: The New Technology of Switching and Protecting Distribution Circuits IEEE Transactions. 1997 n°.6, páginas 1501-1511
- [**TOTH, 1994**] TOTH, L. S., HANNAH, A. Enhanced Sectionalizing Through Proper Testing of Recloser Time Current Curves. Conference Paper, IEEE, 1994.
- [**UNIVERSAL RELAY, 2006**] MULTILIN, G.E. Universal Relay Family. Capturado em 30 de julho de 2006. Disponível em <http://www.GEindustrial.com/multilin>
- [**WOODWARD, 2007**] WOODWARD. Capturado em 16 de janeiro de 2007. On line. Disponível na internet http://doc.seg-pp.com/doku.pdf/htl/mrk1/mrk1_e.pdf.

Anexo A – Equações Padronizadas para Relés de Sobrecorrente

A.1 – Considerações Iniciais

As equações padronizadas para os relés de sobrecorrente vieram ao encontro do desenvolvimento de tecnologias que permitem maior flexibilidade nos ajustes dos dispositivos de proteção.

A flexibilidade de ajustes é encontrada fundamentalmente nos relés microprocessados (numéricos) e várias são as normas que definem a característica de atuação Tempo × Corrente destes dispositivos de proteção.

Neste contexto, este anexo dedica-se a apresentar as equações das curvas correspondentes as normas IEEE, IEC/ABNT, IAC e US. Adicionalmente, são apresentadas informações referentes as características I^2t e *FlexCurve*.

A.1.1 – Norma IEEE para curvas de tempo inverso

A família de relés que tem suas curvas baseadas na norma IEEE C37-112 [IEEE C37.112, 1996] são derivadas da equação (A.1), relacionada ao tempo de atuação, e da equação (A.2), relacionada ao tempo de *reset* ou tempo de restabelecimento.

$$T = Dial \cdot \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pick\ up}} \right)^p - 1} + B \right] \quad (A.1)$$

$$T_{reset} = Dial \cdot \left[\frac{t_r}{\left(\frac{I}{I_{pick\ up}} \right)^2 - 1} \right] \quad (A.2)$$

onde:

- T = tempo de operação, em segundos;
- T_{reset} = tempo de *reset*, em segundos;
- Dial = dial de tempo (não existem limites mínimos e máximos pré-estabelecidos pelas normas, de tal forma que são definidos de maneira distinta por cada fabricante. O que é consenso entre eles é o passo de 0,01. Em pesquisa realizada a maior faixa encontrada foi de 0 a 600.)
- I = corrente de entrada;

- $I_{pick-up}$ = corrente de partida, em A;
- A, B, p = constantes;
- t_r = constante característica.

Os valores referentes às constantes são apresentados na Tabela A-1.

Tabela A-1- Constantes referentes à norma IEEE para as curvas de tempo inverso.

Tipo de Curva	A	B	p	t_r
Extremamente Inversa	28.2	0.1217	2.000	29.1
Muito Inversa	19.61	0.491	2.000	21.6
Moderadamente Inversa IEEE	0.0515	0.1140	0.02000	4.85

A.1.2 – Norma IEC/ABNT para curvas de tempo inverso

Os relés fabricados com base na norma IEC 255-4 e NBR 7099 têm a família de curvas derivada da equação (A.3), relacionada ao tempo de atuação, e da equação (A.4), relacionada ao tempo de *reset*.

$$T = Dial \cdot \left[\frac{k}{\left(\frac{I}{I_{pick\ up}} \right)^E - 1} \right] \quad (A.3)$$

$$T_{reset} = Dial \cdot \left[\frac{t_r}{\left(\frac{I}{I_{pick\ up}} \right)^2 - 1} \right] \quad (A.4)$$

As variáveis relacionadas às equações (A.3) e (A.4) são análogas às definidas para as equações (A.1) e (A.2). As constantes correspondentes estão definidas na Tabela A-2

Tabela A-2 - Constantes referentes à norma IEC/ABNT para as curvas de tempo inverso.

Tipo de Curva	K	E	t_r
Curva A	0.140	0.020	9.7
Curva B	13.500	1.000	43.2
Curva C	80.000	2.000	58.2
Pouco Inversa	0.050	0.040	0.500

A.1.3 – Norma IAC para curvas de tempo inverso

Geralmente, os relés fabricados pela *General Electric* tem as curvas de tempo inverso definidas com base na norma IAC, onde a equação (A.5) é relativa ao tempo de atuação e a equação (A.6) relacionada ao tempo de *reset*.

$$T = Dial \cdot \left[A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_{pick\ up}} \right) - C} + \frac{D}{\left(\left(\frac{I}{I_{pick\ up}} \right) - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\left(\frac{I}{I_{pick\ up}} \right) - C \right)^3} \right] \quad (A.5)$$

$$T_{reset} = Dial \cdot \left[\frac{t_r}{\left(\frac{I}{I_{pick\ up}} \right)^2 - 1} \right] \quad (A.6)$$

As constantes relativas às equações (A.5) e (A.6) são apresentadas na Tabela A-3.

Tabela A-3 - Constantes referentes à norma IAC para as curvas de tempo inverso.

Tipo de Curva	A	B	C	D	E	t_r
Extremamente Inversa	0.0040	0.6379	0.6200	1.7872	0.2461	6.008
Muito Inversa	0.0900	0.7955	0.1000	-1.2885	7.9586	4.678
Inversa	0.2078	0.8630	0.8000	-0.4180	0.1947	0.990
Pouco Inversa	0.0428	0.0609	0.6200	-0.0010	0.0221	0.222

A.1.4 – Norma US para curvas de tempo inverso

Geralmente, os relés fabricados pela *SEL* tem as curvas de tempo inverso definidas com base na norma US, onde a equação (A.7) é relativa ao tempo de atuação e a equação (A.8) ao tempo de restabelecimento.

$$T = Dial \cdot \left[A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_{pick\ up}} \right)^P - 1} \right] \quad (A.7)$$

$$T_{reset} = Dial \cdot \left[\frac{tr}{(1 - M^2)} \right] \quad (A.8)$$

As constantes relativas às equações (A.7) e (A.8) encontram-se na Tabela A-4.

Tabela A-4 - Constantes referentes à norma US para as curvas de tempo inverso.

Tipo de Curva	A	B	P	tr
U.S. Moderadamente Inversa	0,0226	0,0104	0,02	1,08
U.S. Muito Inversa	0,0963	3,88	2	3,88
U.S. Pouco Inversa	0,00262	0,00342	0,02	0,323
U.S. Inversa	0,180	5,95	2	5,95
U.S. Extremamente Inversa	0,0352	5,67	2	5,67

A.1.5 – Curvas I^2t de tempo inverso

Os relés projetados com base na curva I^2t estão relacionados à equação (A.9) para determinar o tempo de atuação e a equação (A.10), para se determinar o tempo de restabelecimento.

$$T_{reset} = Dial \left[\frac{100}{\left(I / I_{pick-up} \right)^2} \right] \quad (A.9)$$

$$T_{reset} = Dial \left[\frac{100}{\left(I / I_{pick-up} \right)^{-2}} \right] \quad (A.10)$$

A.1.6 – Curvas Flexcurves de tempo inverso

Quando nenhuma das curvas relacionadas às normas IEEE, IEC/ABNT, IAC e US são capazes de atender as necessidades do sistema quando da aplicação relés de sobrecorrente de tempo inverso, torna-se necessário o desenvolvimento de uma curva particularizada com tempos de atuação e *reset* específicos. O desenvolvimento desta equação é baseado no *FlexCurves*TM através da equação (A.11) para o tempo de atuação e da equação (A.12) para o tempo de *reset*.

$$T = Dial \cdot \left[Tempo da flexcurve \left(\frac{I}{I_{pickup}} \right) \right] para \left(\frac{I}{I_{pickup}} \right) \geq 1 \quad (A.11)$$

$$T_{reset} = Dial \cdot \left[Tempo da flexcurve \left(\frac{I}{I_{pickup}} \right) \right] para \left(\frac{I}{I_{pickup}} \right) \leq 0,98 \quad (A.12)$$

onde:

- Tempo da flexcurve está limitado em 65535 ms.

Anexo B – Cabos Alimentadores

B.1 – Condutores NU

Os condutores NU são amplamente utilizados em sistemas aéreos de distribuição e podem ser de alumínio ou cobre. Porém, devido ao elevado custo dos condutores de cobre opta-se, na maioria das vezes, pela utilização de condutores de alumínio.

Ressalta-se que em condições de peso e volume iguais a resistividade do alumínio é aproximadamente o dobro em comparação a do cobre. Além disso, o alumínio apresenta condutividade de 60% em relação ao cobre.

Neste contexto, este anexo tem por finalidade apresentar as curvas de suportabilidade térmica dos condutores NU de alumínio que se subdividem em: CA (cabo de alumínio), CAA (cabo de alumínio com alma de aço) e CAL (cabo de alumínio liga).

As curvas de suportabilidade térmica dos condutores CA são desenvolvidas com base na equação (B.1) e a dos condutores CAA na equação (B.2) [ALUMINIUM ASSOCIATION, 1982]:

$$t = \left(\frac{0,0671 \times A}{I} \right)^2 \quad (\text{B.1})$$

$$t = \left(\frac{0,0852 \times A}{I} \right)^2 \quad (\text{B.2})$$

onde:

- t é o tempo em segundos;
- I é a corrente em Ampères (valor em rms);
- A é a área (bitola) em Cmils.

Para os condutores CAL tem-se que as curvas de suportabilidade térmica estão baseadas na equação dos condutores CA, isso porque, a única diferença entre estes dois tipos de condutores refere-se à condutividade [ALUMINIUM ASSOCIATION, 1982].

A condutividade de um cabo CA é 61,2 % e a de um cabo CAL é 52,5 %. Assim pela equação (B.3) tem-se que a diferença de condutividade entre estes cabos é da ordem de:

$$\text{Diferença de condutividade} = \frac{52,5 - 61,2}{61,2} = -14,22\% \quad (\text{B.3})$$

Dessa forma, pode-se dizer que as curvas de suportabilidade térmica dos cabos CAL são calculadas pela equação (B.4):

$$t = \left(\frac{0,0671 \times \alpha}{I} \right)^2 \tag{B.4}$$

onde:

- α é a bitola equivalente do cabo CAL em relação ao cabo CA e é calculada com base na equação (B.5).

$$\alpha = \text{bitola do CAL} (1 - 0,1422) \tag{B.5}$$

As curvas de suportabilidade térmica dos cabos CA e CAA, representadas nas equações (B.1) e (B.2), podem ser observadas nas Figuras B-1 e B-2, respectivamente.

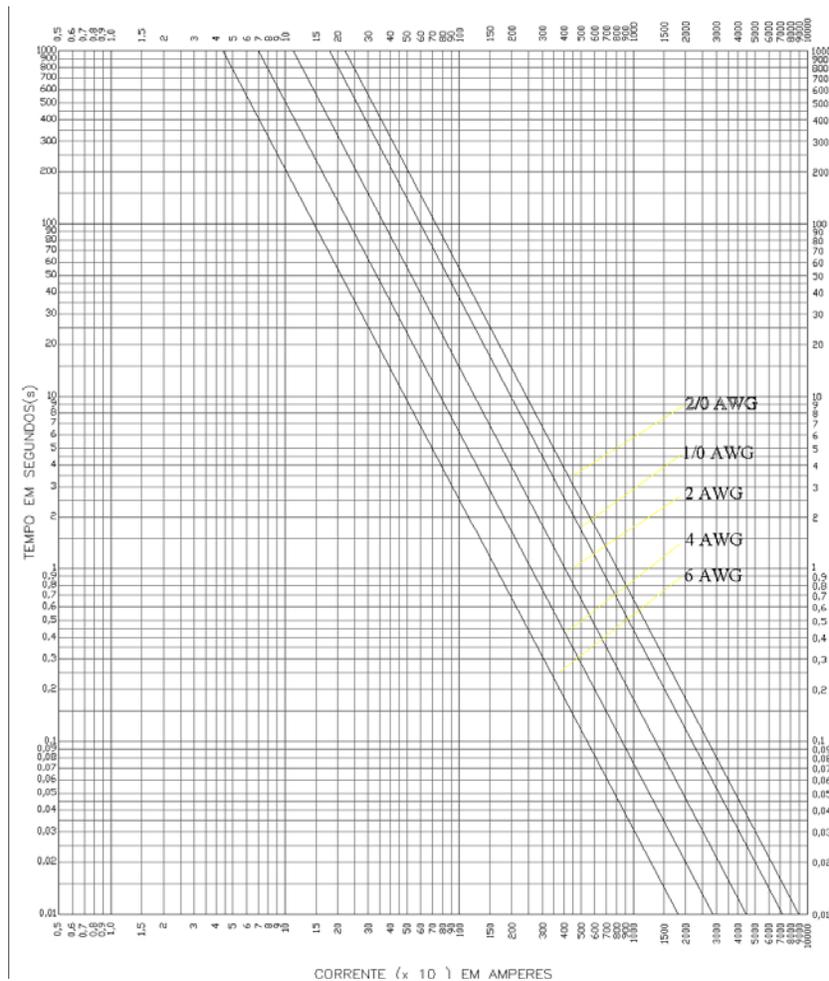


Figura B-1 – Curva de suportabilidade térmica do condutor CA.

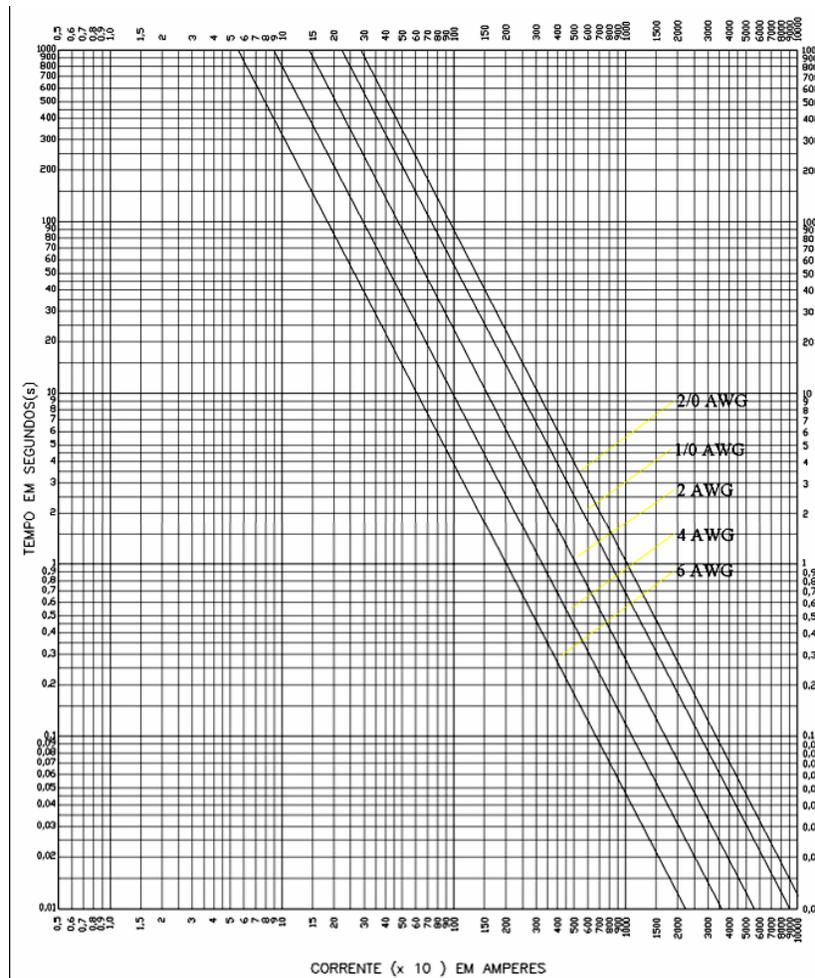


Figura B-2 – Curva de suportabilidade térmica do condutor CAA.

B.2 – Condutores Isolados

Existe ainda a possibilidade de se trabalhar com cabo isolado (PVC, XLPE e EPR) apesar de ser pouco comum sua aplicação em sistema de distribuição. O fator que limita a capacidade de corrente destes cabos em regime de curto-circuito é a máxima temperatura que o condutor pode atingir durante o curto-circuito, sem causar danos à isolamento e às conexões. A Tabela B-1 apresenta as temperaturas máximas admissíveis para os materiais isolantes e tipos de conexões mais utilizados [PHELPS DODGE, 2006].

Tabela B-1 – Temperaturas máximas admissíveis

Material ou componentes	PVC	XLPE	EPR	Conexões soldadas	Conexões prensadas
Temperatura °C	160	250	250	160	250

A capacidade de corrente em regime de curto-circuito do cabo é determinada mediante aplicação das equações (B.5) para o condutor de cobre e (B.6) para o condutor de alumínio. Estas equações são utilizadas para determinar: a máxima corrente de curto-circuito que o cabo suporta, a seção do condutor necessária para suportar uma condição particular de curto-circuito e o tempo máximo que o cabo pode operar com uma particular corrente de curto-circuito sem se danificar [PHELPS DODGE, 2006].

$$I_{cc} = 340,1 A \left[\frac{1}{t} \log \left(\frac{\theta_1 + 234}{\theta_0 + 234} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{B.5})$$

$$I_{cc} = 220,7 A \left[\frac{1}{t} \log \left(\frac{\theta_1 + 228}{\theta_0 + 228} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{B.6})$$

- I_{cc} é a corrente de curto-circuito em Ampères;
- A é a seção nominal do condutor em mm^2 ;
- t é o tempo de duração do curto-circuito em segundos;
- θ_1 é a temperatura do condutor durante o curto-circuito em $^{\circ}\text{C}$;
- θ_0 é a temperatura do condutor em regime permanente em $^{\circ}\text{C}$.

Durante a corrente de curto-circuito, a temperatura máxima admissível na blindagem para cabos com cobertura de PVC é de 200°C . A temperatura de operação na blindagem em regime permanente é considerada igual a 85°C para cabos com isolamento de EPR e XLPE e igual a 65°C para cabos com isolamento de PVC, e a equação utilizada para o cálculo da corrente de curto-circuito na blindagem é mostrada em (B.7).

$$I_{cc} = 340,1 A \left[\frac{1}{t} \log \left(\frac{\theta_1 + 234}{\theta_0 + 234} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{B.7})$$

onde:

- I_{cc} é a corrente de curto-circuito em Ampères;
- A é a seção nominal do condutor em mm^2 ;
- t é o tempo de duração do curto-circuito em segundos;

-
- θ_1 é a temperatura da blindagem durante o curto-circuito em °C;
 - θ_0 é a temperatura da operação da blindagem em °C.

B.3 – Critérios para Proteção de Cabos - Alimentadores

Um cabo está protegido se a curva do dispositivo de proteção correspondente atuar mais rapidamente que os tempos permitidos pelas curvas de dano do condutor, sendo que a bitola e o tipo de condutor no circuito determinam a reação dos condutores aos esforços elétricos.

Quando a proteção é realizada através de dispositivos automáticos, com religamentos sucessivos, deve-se ter em mente que tais religamentos levam a aquecimentos no condutor. Portanto, nestes casos, deve-se considerar a curva acumulada do dispositivo de proteção [CEMIG, 1994], conforme critério a seguir:

- religador automático – a curva acumulada é calculada somando todos os tempos de operação nas curvas rápidas e lentas. A interseção desta curva com a curva de dano do condutor fornece a máxima corrente de curto-circuito permitida. Ressalta-se que os religadores com tempos de abertura de 2,5 ciclos ou menos (curva rápida), oferecem proteção efetiva mesmo para altas correntes.

Anexo C – Critérios para Proteção de Transformadores

C.1 – Transformadores de Distribuição

C.1.1 – Proteção no primário

Geralmente, os transformadores de distribuição são protegidos no lado de alta tensão (AT) através de uma chave-fusível e a proteção deve ser tal que isole o transformador defeituoso afetando poucos consumidores e não causando repercussão na rede primária. As Tabelas C-1 e C-2 mostram o dimensionamento dos elos-fusíveis em função da potência e do número de fases do transformador. Ressalta-se que os elos não protegem contra sobrecargas no transformador na faixa de até 120% da potência nominal, porém, devem proteger contra faltas internas e faltas no secundário [CEMIG, 1994].

Tabela C-1 – Elos-fusíveis em função da potência do transformador trifásico.

Transformadores Trifásicos	
Potência (kVA)	Elo Fusível
15	1 H
30	2 H
45	3 H
75	5 H
112,5	6 K
150	8 K
225	12 K

Tabela C-2 – Elos-fusíveis em função da potência do transformador monofásico.

Transformadores Monofásicos		
Potência (kVA)	Elo Fusível	
	Ligação Fase-Neutro	Ligação Fase-Fase
5	1 H	1 H
10	2 H	1 H
15	3 H	2 H
25	5 H	3 H
37,5	6 K	5 H

O elo-fusível tipo K proporciona melhor proteção para os condutores e permite cobrir maior extensão de circuitos secundários. Por estes motivos estes elos são utilizados para a proteção de transformadores trifásicos de potência superior a 75 kVA [CEMIG, 1994].

C.1.2 – Proteção no secundário

A proteção no secundário pode ser feita utilizando-se disjuntores de baixa tensão (BT) ou mesmo transformadores auto-protegidos. Esta metodologia apresenta algumas

vantagens em relação à proteção por elos-fusíveis instalados no lado de AT e dentre tais vantagens citam-se [CEMIG, 1994]:

- maior sensibilidade uma vez que a zona de proteção dos disjuntores é maior que a dos elos-fusíveis;
- proteção do transformador compatível integralmente com a curva *ANSI*, o que não é possível com a utilização dos elos, devido à característica da curva;
- possibilidade de seletiva da proteção de BT com o elo instalado na AT;
- maior confiabilidade da proteção, pois a chave-fusível apresenta elevado índice de falhas.

No entanto a este tipo de proteção tem algumas desvantagens tais como:

- elevação do índice DEC devido à necessidade de enviar equipes de manutenção para efetuar o religamento do dispositivo;
- elevação do índice FEC.

C.1.3 – Cálculo da corrente de *inrush*

A corrente de *inrush* é um fenômeno transitório, característico da corrente de magnetização de transformadores e é observada quando ocorre a energização. Isto pode causar uma queda momentânea da tensão se a impedância da fonte for considerável e também pode causar a atuação de dispositivos de proteção contra sobrecorrentes, se estes forem ajustados com valores muito baixos.

Levando-se em conta a dificuldade de cálculo e a aleatoriedade de valor da corrente de *inrush* (depende do exato instante da energização do transformador e do valor da densidade de fluxo residual em cada transformador), desenvolveram-se meios práticos para o cálculo da corrente de *inrush* provável.

O método utilizado pela CFPL [CPFL, 2003] para determinar a corrente de *inrush* esperada em um tempo de 0,1 s leva em consideração o número de transformadores que são energizados simultaneamente. A Tabela C-3 fornece um coeficiente a ser multiplicado pela corrente nominal em função do número de transformadores a serem energizados.

Tabela C-3 – Fator de Multiplicação para determinação da corrente de *inrush*.

Número de Transformadores	Fator de Multiplicação
1	12,0
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	6,0

Por exemplo, se um grupo composto por 6 transformadores (3 x 15 + 3 x 30 kVA – 13,8 kV) forem energizados, a corrente de *inrush* esperada é de 37,3 A, conforme pode-se observar nas equações (C.1) e (C.2):

$$I_n = \frac{(3 \times 15 + 3 \times 30)}{\sqrt{3} \times 13,8} = 5,64 \quad (C.1)$$

$$I_{inrush} = I_n \times 6,6 \approx 37,22 \quad (C.2)$$

C.2 – Transformadores de Potência

C.2.1 – Critérios Gerais

A aplicação dos dispositivos na proteção de transformadores de força depende de um conjunto de fatores, dentre os quais se destaca a potência nominal. A Tabela C-4 é uma proposta de classificação, encontrada na prática, para determinar qual deve ser o tipo de dispositivo de proteção a ser utilizado. Ressalta-se que as informações contidas nesta tabela não são rígidas, pois outros parâmetros devem ser levados em consideração como, por exemplo, a localização, a tensão nominal e a importância do transformador no sistema.

Tabela C-4 – Tipo de proteção segundo a potência do transformador

POTÊNCIA	PROTEÇÃO
S < 2500 KVA	Elos-fusíveis
2500 < S < 5000 KVA	Relés de sobrecorrente
5000 < S < 10000 KVA	Relés de sobrecorrente em conexão residual
S > 10000 KVA	Relé diferencial percentual com restrição harmônica, relés auxiliares (pressão, temperatura, etc.)

A proteção contra sobrecarga excessiva ou falta externa permanente em transformadores, implica no uso de relés de sobrecorrente temporizados. Neste contexto, um conjunto de critérios deve ser levado em consideração para um correto ajuste das unidades instantânea e temporizada, de fase e de neutro, estejam estes relés instalados no secundário ou no primário do transformador.

Os critérios ou recomendações sugeridos não são rígidos por depender de fatores como: filosofia da empresa, critérios de fabricantes, dados operacionais, esquemas especiais e outros. Assim para uma primeira consideração tem-se que:

- os relés instalados na AT ou BT devem possuir uma corrente de acionamento mínima de $1,2 \times I_{\text{máxima}}$, seja para transformadores ONAF ou OFAF;
- as unidades temporizadas (função 51) devem estar ajustadas segundo as definições contidas na Tabela C-5, conhecido como critério NEC. Estes ajustes são realizados com base na impedância percentual dos transformadores e se há ou não relés no secundário. Ressalta-se que é bastante comum ajustar os relés para uma corrente de acionamento entre 1,2 e 1,5 vezes a corrente a plena carga do transformador.

Tabela C-5 – Ajustes das unidades temporizadas – critério NEC.

Presença do relé 51 no secundário	Ajuste do relé do secundário	Ajuste do relé do primário
SIM	$\leq 2,5 \times I_{\text{nominal secundária}}$	Para $6 \leq Z < 10\%$ $\leq 4 \times I_{\text{nominal primária}}$ Para $Z < 6\%$ $\leq 6 \times I_{\text{nominal primária}}$
NÃO	---	$\leq 2,5 \times I_{\text{nominal primária}}$

- os ajustes dos relés devem proteger a curva de suportabilidade térmica e mecânica dos transformadores (*ANSI*), mesmo para as situações em que ocorrer o deslocamento da curva *ANSI* devido à conexão do transformador ser delta-estrela aterrada. Para este tipo de conexão a falta fase-terra do secundário é vista no primário como uma falta entre fases com um valor de 0,58 pu, conforme pode ser observado na Figura C-1;

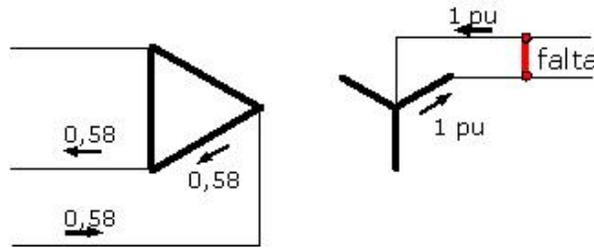


Figura C-1 – Relação entre as correntes de curto do secundário e do primário

- os relés de sobrecorrente instalados no primário devem ser ajustados de forma a deixar circular corrente de *inrush* durante 0,1 s;
- os relés instantâneos (função 50) instalados no primário, não devem operar para a máxima corrente de curto-circuito nos terminais do secundário, ou seja, a corrente de curto-circuito trifásica subtransitória assimétrica;
- os relés devem ser ajustados ou escolhidos de modo a serem seletivos com os dispositivos de proteção (relés, fusíveis, disjuntores, etc) dos circuitos que derivam da barra conectada no secundário.

C.2.1 – Cálculo da corrente de inrush

O cálculo da corrente de *Inrush* em transformadores de potência está diretamente relacionada com a potência (MVA) e com o tipo de isolamento do transformador (a óleo ou a seco). Um procedimento de cálculo normalmente utilizado na prática é sintetizado a seguir:

Isolação a óleo

- Para potências menores que 2 MVA tem-se que a corrente de *inrush* é definida pela equação (C.3):

$$I_{inrush} = 8 \times I_n \quad (C.3)$$

- Para potências maiores ou iguais a 2 MVA tem-se que a corrente de *inrush* é definida pela equação (C.4):

$$I_{inrush} = 10 \times I_n \quad (C.4)$$

Isolação a seco

- Para toda a faixa de potência tem-se que a corrente de *inrush* é definida pela equação (C.5):

$$I_{inrush} = (14a17) \times I_n \quad (C.5)$$

C.3 – Curvas ANSI dos Transformadores

A curva ANSI, que representa a suportabilidade térmica e mecânica dos transformadores para faltas passantes, é determinada pela norma ANSI/IEEE C57.109-1993 [IEEE C57.109, 1993], que possui seis curvas, uma para cada categoria I e IV e duas para cada categoria II e III.

Estas categorias são definidas, conforme pode-se observar na Tabela C-6, com base no número de fases, na potência nominal, na impedância e nas faltas a que os transformadores estão sujeitos durante a sua vida útil. Em relação as faltas estas são divididas em freqüentes e não freqüentes, o que na verdade é uma estimativa com base em experiências históricas.

Tabela C-6 – Categorias padrões para sobrecarga de faltas passantes.

Categoria	Potência nominal – kVA		Curva	Freqüência da falta	Curva extrapolada
	Monofásicos	Trifásicos			
I	5 - 500	15 - 500	a	-	25 a 50 In t = 1250/I ²
II	501 - 1667	501 – 5000	a ou a+b	10	70 a 100 % da máxima falta possível onde I ² t = k. k é determinado no máximo I em t = 2 s.
III	1668 - 10000	5001 – 30000	a ou a+c	5	50 a 100 % da máxima falta possível onde I ² t = k. k é determinado no máximo I em t = 2 s.
IV	> 10000	> 30000	a+c	-	Idem a categoria III

C.3.1 – Categoria I

A curva ANSI referente a categoria I pode ser observada na Figura C-2. Esta curva independe dos valores de impedância e se as faltas são ou não freqüentes.

Esta mesma curva representa para as categorias II e III a suportabilidade térmica dos transformadores para faltas não freqüentes.

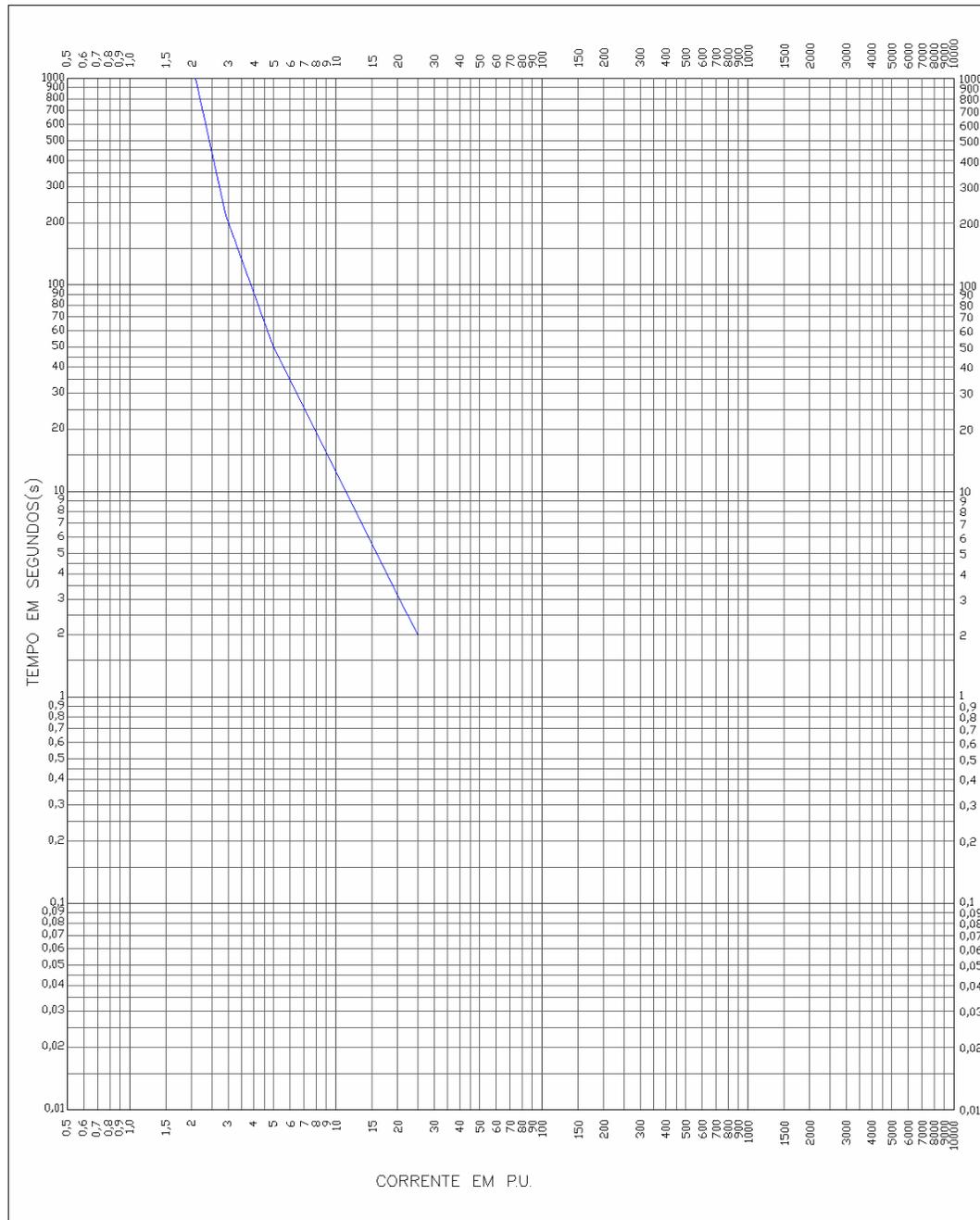


Figura C.2 – Curva ANSI para a categoria I e para faltas não freqüentes das categorias II e III.

C.3.2 – Categoria II

A curva ANSI referente a categoria II para faltas freqüentes pode ser observada na Figura C-3. Para esta categoria as curvas de suportabilidade térmica variam com a impedância. Ressalta-se que para faltas não freqüentes a curva ANSI da categoria II é apresentada na Figura C-2.

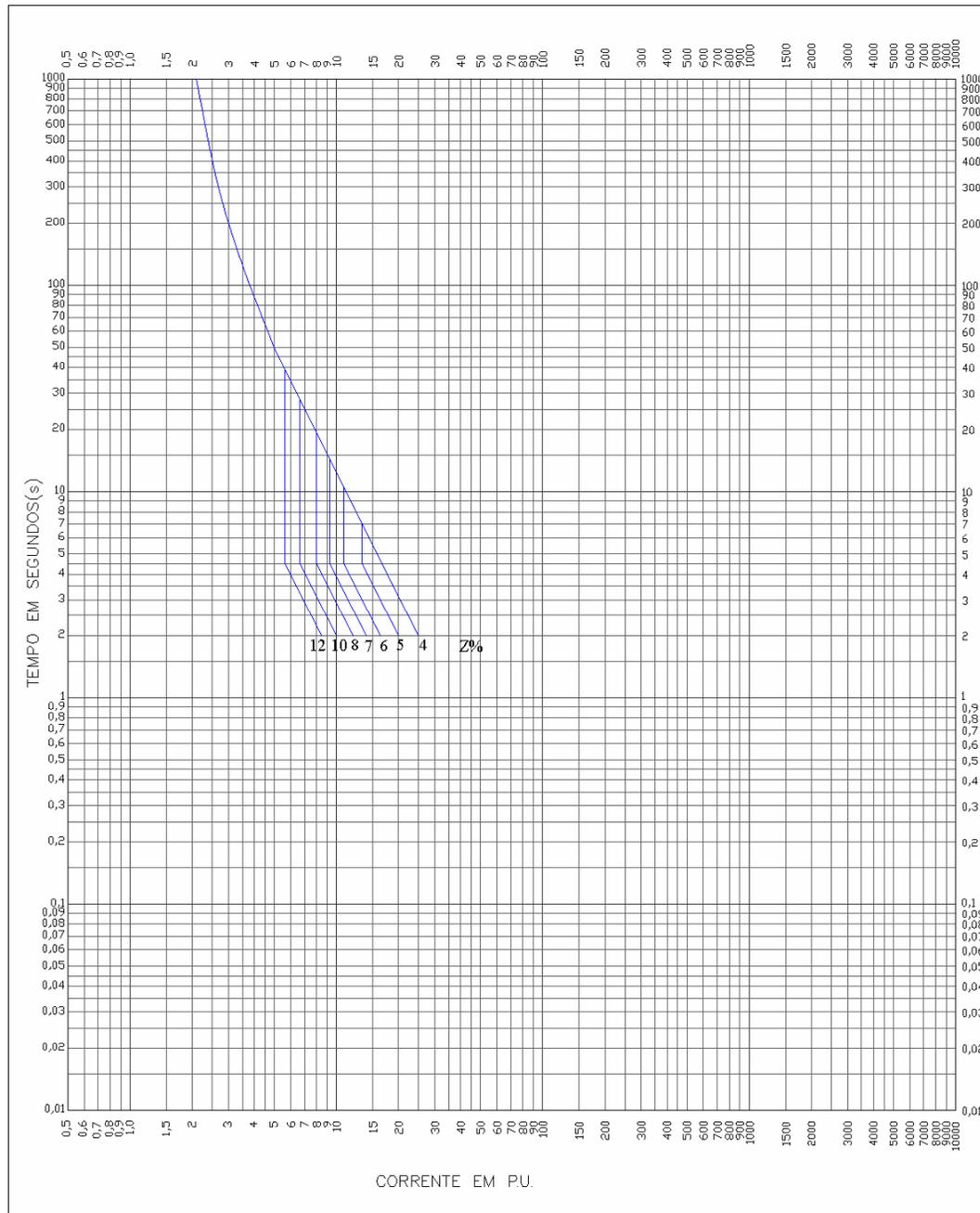


Figura C-3 – Curva ANSI para a categoria II, faltas freqüentes.

C.3.3 – Categoria III

A curva ANSI referente a categoria III para faltas frequentes pode ser observada na Figura C-4. Para esta categoria as curvas de suportabilidade térmica variam com a impedância. Ressalta-se que para faltas não frequentes a curva ANSI da categoria III é apresentada na Figura C-2.

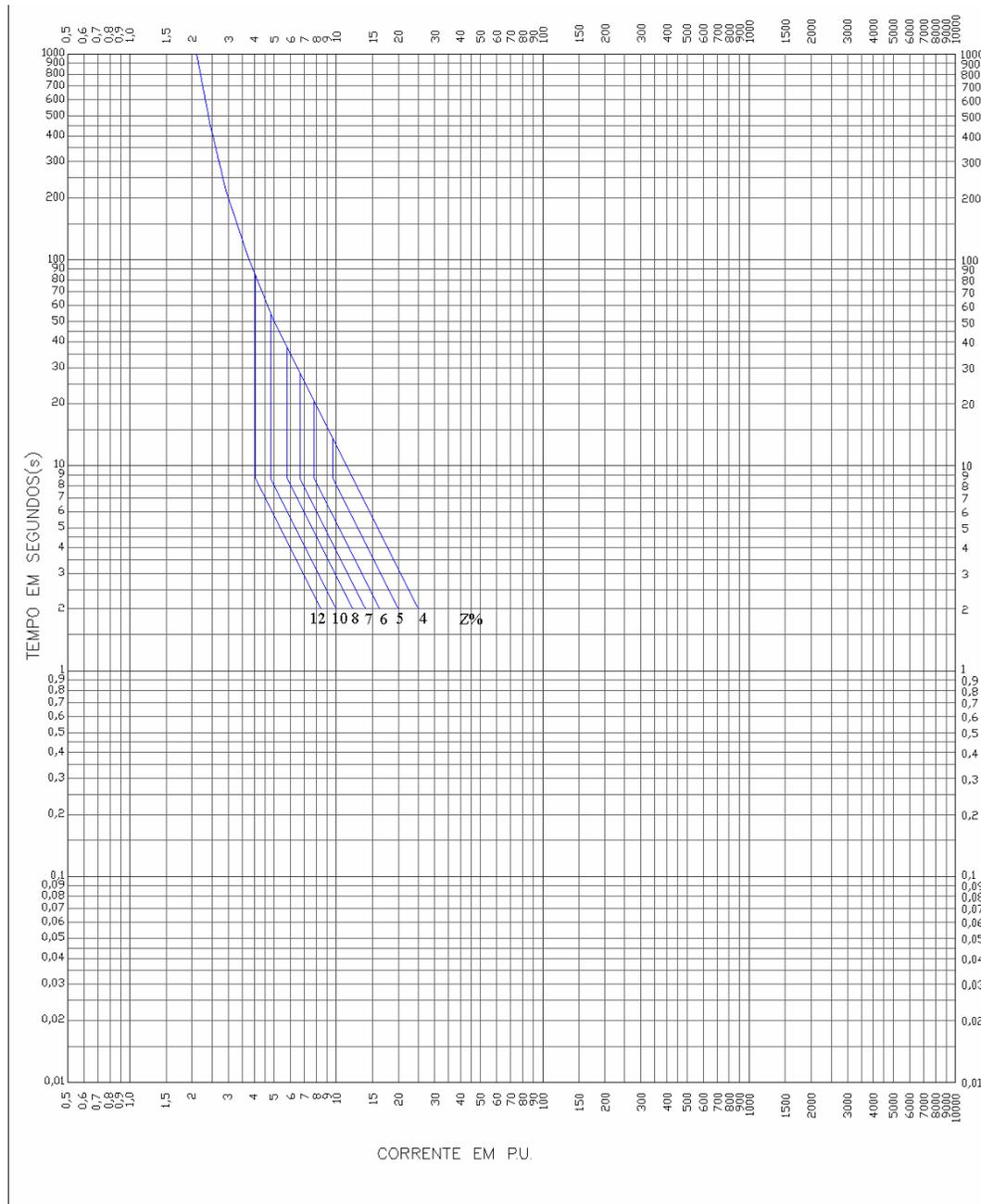


Figura C-4 – Curva ANSI para a categoria III, faltas frequentes.

C.3.4 – Categoria IV

A curva ANSI referente a categoria IV pode ser observada na Figura C-5. Para esta categoria as curvas de suportabilidade térmica variam com a impedância, porém independem se as faltas são ou não freqüentes.

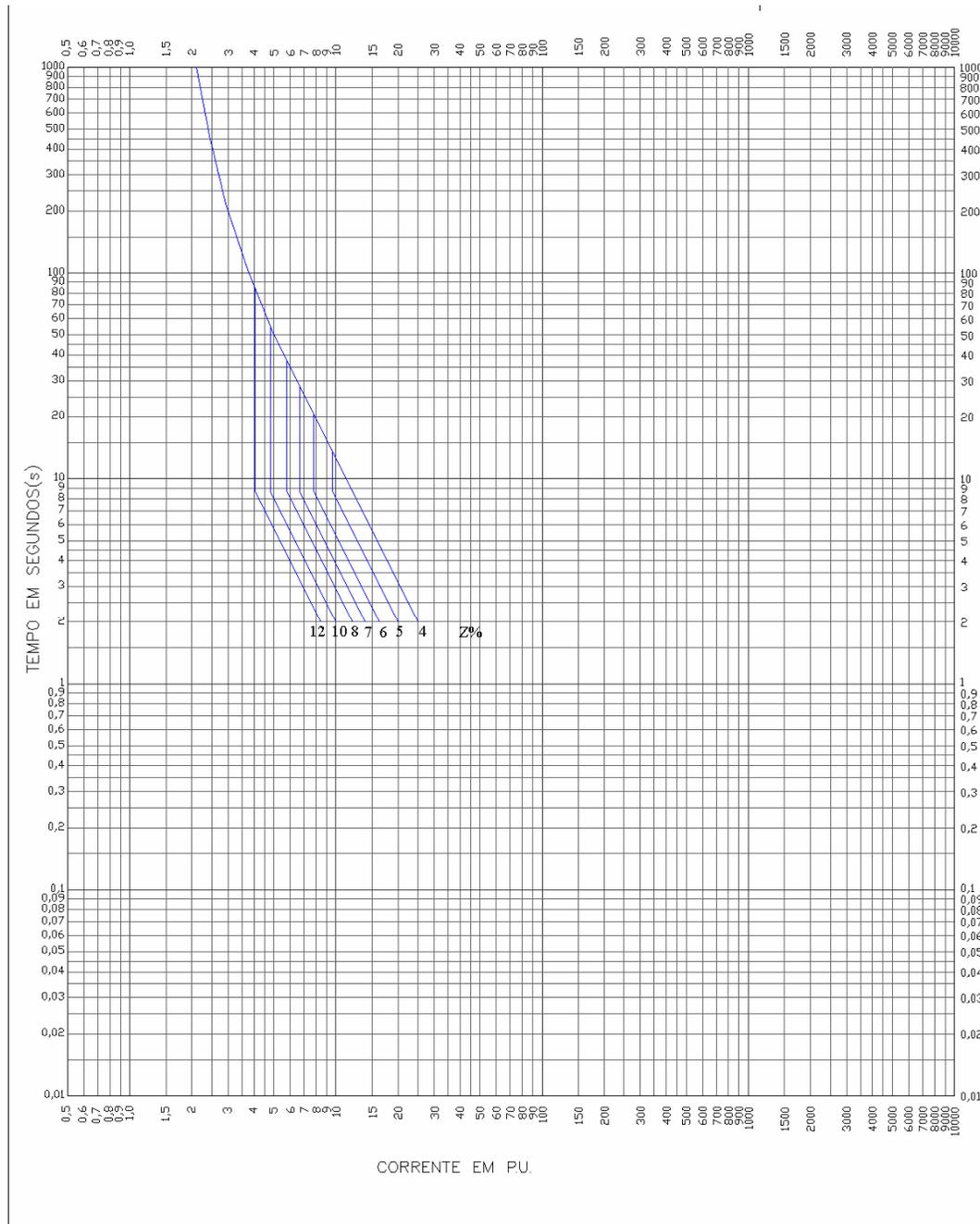


Figura C-5 – Curva ANSI para a categoria IV, faltas freqüentes e não freqüentes.

Anexo D – Curvas dos dispositivos de proteção utilizados nos casos exemplos

D.1 – Elos-fusíveis

As características de atuação Tempo × Corrente dos elos-fusíveis tipo K encontram-se na Figura D-1.

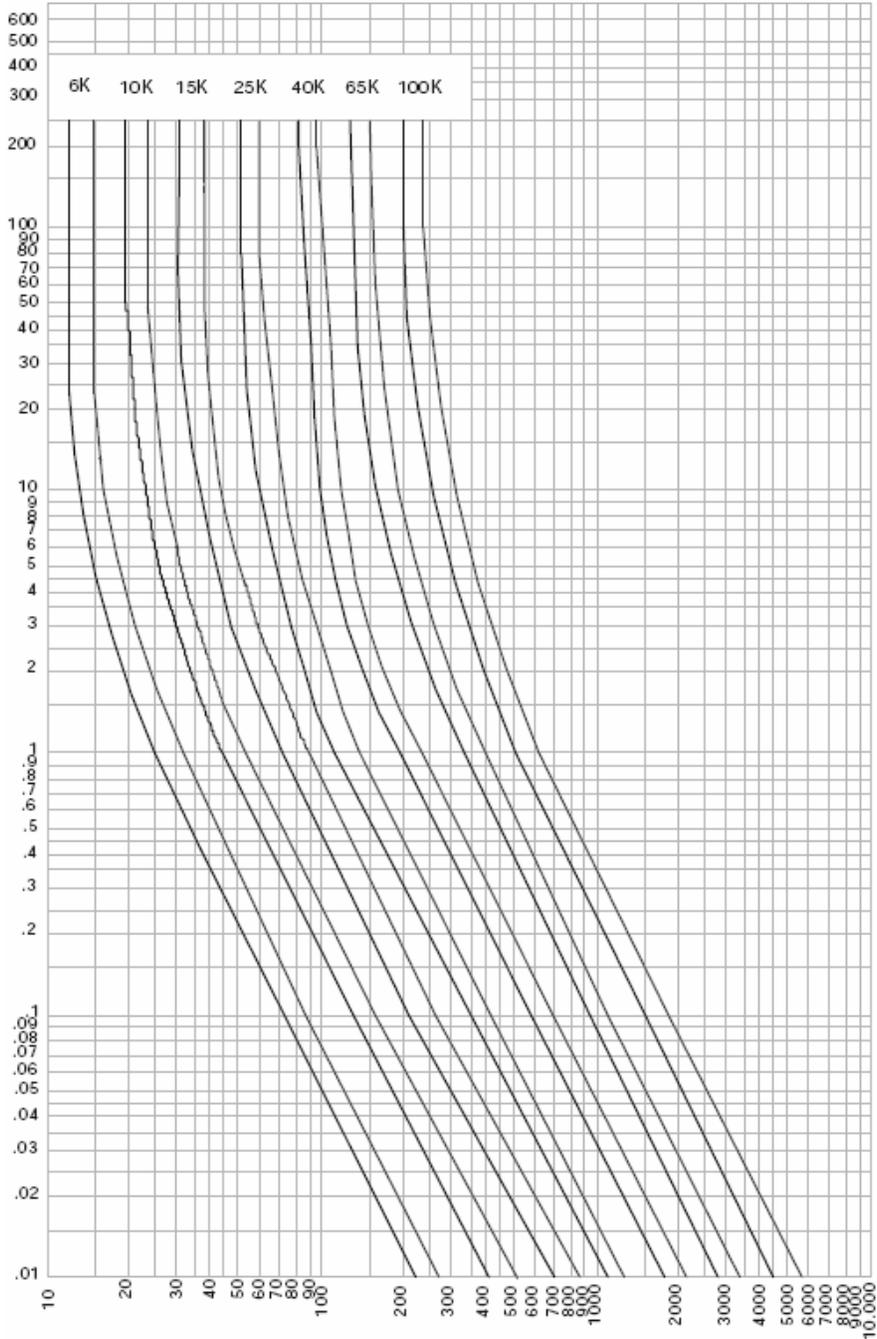


Figura D-1 – Curvas Tempo × Corrente para os elos-fusíveis tipo k

D.2 – Relé Eletromecânico IAC 53

Na Figura D-2 encontram-se as curvas de atuação Tempo × Corrente para os relés eletromecânicos IAC 53.

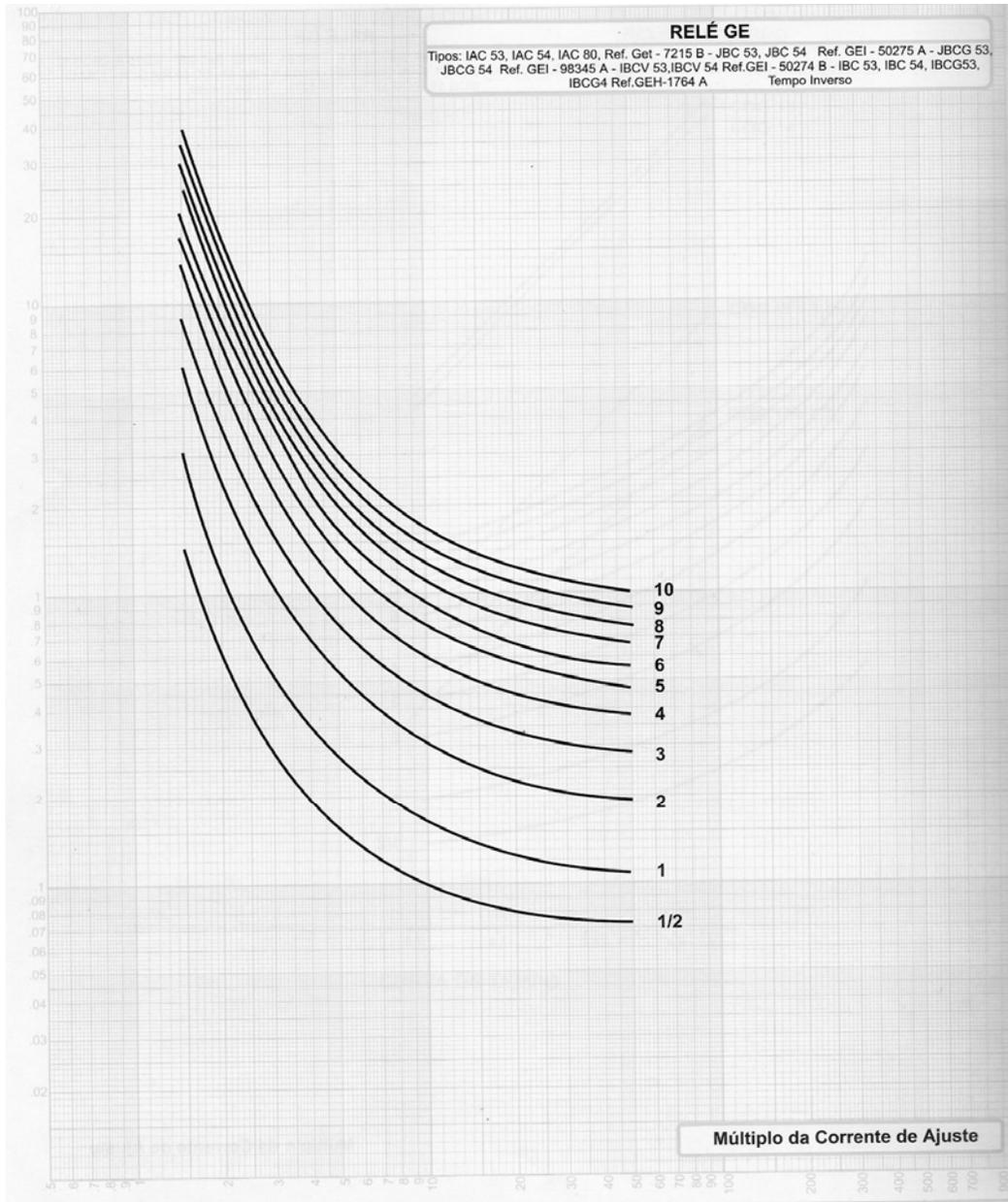


Figura D-2 – Curvas Tempo × Corrente para os relés eletromecânicos IAC 53.

D.3 – Relé IM30 DRE, SEL 351 e Religador Nulec

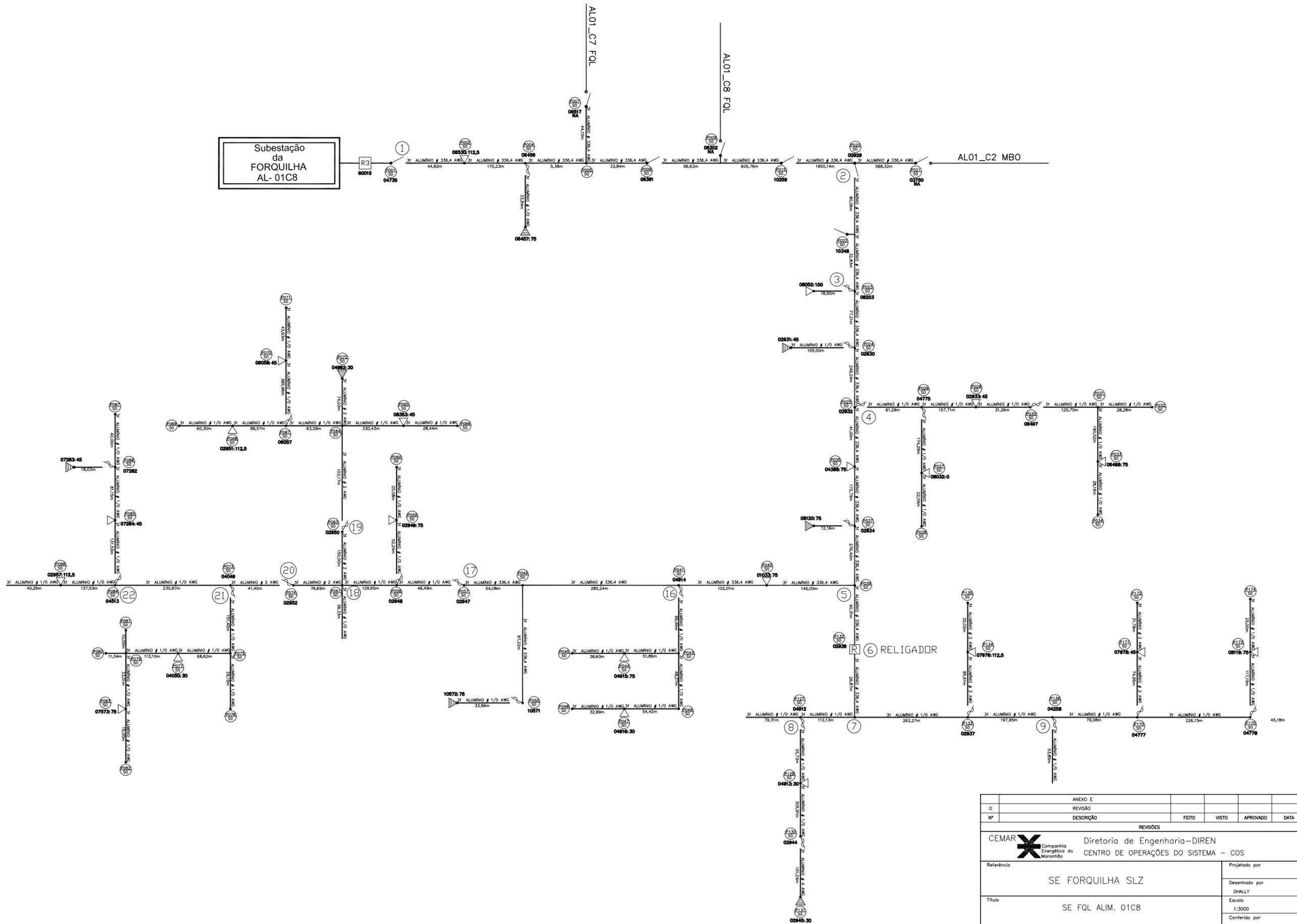
O relé IM30 DRE, SEL 351 e o religador Nulec são dispositivos de proteção que tem a característica de atuação normalizada. Dessa forma, a curva de atuação Tempo × Corrente para o relé IM30 DRE e para o religador Nulec estão baseadas nas normas IEC

(curvas A, B e C) e IEEE (moderadamente inversa, muito inversa, inversa, extremamente inversa e normalmente inversa) apresentadas no Anexo A.

Para o relé SEL 351 as curvas de atuação estão baseadas nas normas US (moderadamente inversa, muito inversa, inversa, extremamente inversa e pouco inversa) e IEC (curvas A, B e C).

Devido a característica de atuação ser normalizada, estes dispositivos permitem um elevado número de respostas no plano Tempo \times Corrente e, por isso, não são mostradas as respectivas curvas de atuação.

Anexo E – Unifilar do sistema elétrico em estudo



REVISÕES					
Nº	DESCRIÇÃO	FEITO	VISTO	APROVADO	DATA
0	REVISÃO				

CEMAR Companhia Energética do Maranhão		Diretoria de Engenharia-DIREN CENTRO DE OPERAÇÕES DO SISTEMA - COS	
Referência	SE FORQUILHA SLZ		Projetado por Desenhado por Escala Conferido por
Título	SE FQL ALIM. 01C8		Escala 1:3000 Conferido por
Nº CEMAR	Folha	01/01	Data
Nº PROJETISTA	Mapoteca		NOVEMBRO/2005
			Aprovado por