



**ANÁLISE DA ESTRATÉGIA DE ABERTURA MONOPOLAR
NA PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

RODRIGO TENÓRIO TOLEDO

**TRABALHO DE GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**ANÁLISE DA ESTRATÉGIA DE ABERTURA MONOPOLAR
NA PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

RODRIGO TENÓRIO TOLEDO

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADA POR:

Prof. Kleber Melo e Silva, DSc. (ENE-UnB)
(Orientador)

Prof. Felipe Vigolvino Lopes, DSc. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Renato Eduardo Farias de Sousa, MSc. (ANEEL)
(Examinador Externo)

Brasília/DF, junho de 2019.

FICHA CATALOGRÁFICA

TOLEDO, RODRIGO TENÓRIO

Análise da Estratégia de Abertura Monopolar na Proteção de Redes de Distribuição. [Distrito Federal] 2019.

xiii, 104p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2019).

Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Proteção de Sobrecorrente

3. Coordenação

I. ENE/FT/UnB

2. Religador

4. Abertura Monopolar

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

TOLEDO, R. T. (2019). Análise da Estratégia de Abertura Monopolar na Proteção de Redes de Distribuição, Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação 2019, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 104p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Rodrigo Tenório Toledo

TÍTULO: Análise da Estratégia de Abertura Monopolar na Proteção de Redes de Distribuição.

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Rodrigo Tenório Toledo

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pelo dom da vida. Por me proporcionar saúde, força e determinação para buscar sempre crescer e evoluir em todas as áreas da minha vida.

A minha mãe Leony Sônia, por sempre me apoiar e me orientar. Obrigado por todos os ensinamentos, pelo carinho e pela paciência. Sou eternamente grato por todo o companheirismo, suporte e amor. Ao meu pai Ernestino, por ter me incentivado a fazer Engenharia Elétrica e por todas as orientações. E a todos meus familiares que contribuíram para a minha formação e meu caráter.

A minha namorada Janaína por todo o carinho, atenção e companheirismo durante grande parte da graduação. Sou muito grato pelo seu amor e por todos os aprendizados e crescimentos adquiridos.

Ao professor Kleber pelas oportunidades, pela orientação em pesquisas, no TCC e pelos ensinamentos ao longo da graduação.

Aos meus grandes amigos de infância, Rodrigo Faria, Marcelo Martins, Gabriel Micussi, Thiago Miranda, Bruno Milhomem, Matheus Belisário, Rodrigo Lima e outros tão importantes quanto. Obrigado por estarem sempre ao meu lado garantindo momentos de felicidade e descontração durante a graduação.

Aos meus amigos da UnB Vitor Serpa, Renan Reader, Rodrigo Alves, Túlio Pereira e outros tão importantes quanto. Obrigado por me acompanharem nesta jornada de estudos, a vida universitária certamente foi mais fácil com vocês.

Aos amigos do LAPSE (Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos), minha gratidão por toda ajuda e apoio fornecido, em especial ao Pedro Campos e Tiago Honorato por toda atenção e solicitude. Também aos meus companheiros de pesquisa Caio Fiche e Thiago Magalhães.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

RESUMO

Neste trabalho é realizado uma análise da estratégia de abertura monopolar na proteção de sobrecorrente não-direcional de redes de distribuição. O objetivo principal é analisar o correto funcionamento dos equipamentos de proteção modelados, como sua coordenação e seletividade, quando da implementação ou não da abertura monopolar em religadores de distribuição. Através do software ATP (*Alternative Transients Program*) foram modelados um circuito de distribuição aéreo real da CEB (Companhia Energética de Brasília) e os seus equipamentos de proteção, que consistem no relé de sobrecorrente, religadores e elos fusíveis. São apresentadas as considerações e os parâmetros utilizados para a modelagem do alimentador, bem como a localização e dimensionamento dos equipamentos de proteção utilizados. Posteriormente são avaliados os comportamentos dos equipamentos de proteção perante diversas situações e condições de falta, avaliando a existência da coordenação e seletividade da proteção implementada. Dos resultados obtidos, pode-se constatar que a metodologia utilizada para o dimensionamento dos equipamentos é eficiente, porém nos casos em que se deseja implementar a abertura monopolar, é necessário uma análise detalhada das correntes residuais geradas. Por fim constatou-se que devido às definições da resolução normativa e aos níveis de tensão obtidos na rede secundária, a redução dos indicadores de continuidade e da compensação ao cliente foram diferentes das esperadas.

Palavras-chave: Distribuição de energia elétrica, proteção de sobrecorrente, religador, sistemas de proteção, coordenação, corrente residual, abertura monopolar.

ABSTRACT

In this work an analysis of the strategy of single-phase tripping in the non-directional over-current protection of distribution networks is performed. The main objective is to analyze the correct operation of the modelled protection equipment, such as its coordination and selectivity, when implementing or not the single-phase tripping in reclosers. A real radial overhead distribution feeder of CEB (*Companhia Energética de Brasília*) and its protection equipment, which consists of the overcurrent relay, reclosers and fuses, were modelled through the software ATP (Alternative Transients Program). The parameters and considerations used to model the feeder are presented, as well as the location and settings commission of the equipment used for protection. Subsequently, the behavior of protective equipment is evaluated as an outcome for different faults conditions, evaluating the coordination and selectivity of the implemented protection. From the results obtained, it can be verified that the methodology used to determine the protective equipment adjustment is efficient, but when single-phase tripping is used an ground residual current analysis is needed. Lastly, it was found that due to the definitions of the normative resolution and the voltage levels obtained in the secondary network, the reduction of indicators of continuity and reduction of customer compensation were not as good as initially expected.

Keywords: Electric power distribution, overcurrent protection, recloser, protection systems, coordination, ground residual current, single-phase tripping.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	vii
Lista de Símbolos	ix
Glossário	xii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Objetivos do Trabalho	3
1.3 Organização do Texto	3
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	5
2.1 Qualidade de Energia	5
2.1.1 Qualidade do Produto	5
2.1.2 Qualidade do Serviço	6
2.2 Filosofia de Proteção da Distribuição	7
2.2.1 Características do Fusível	9
2.2.2 Dimensionamento do Elo Fusível	11
2.2.3 Relé de Sobrecorrente	12
2.2.4 Características do Religador	15
2.2.5 Operação do Religador	16
2.2.6 Ajustes do Religador	20
2.2.6.1 Ajuste do Pick-up Instantâneo de Fase	20
2.2.6.2 Ajuste do Pick-up Instantâneo Residual	20
2.2.6.3 Ajuste do Pick-up Temporizado de Fase	21
2.2.6.4 Ajuste do Pick-up Temporizado Residual	21
2.2.6.5 Ajuste das Curvas de Fase	22

2.2.6.6	Ajuste das Curvas Residuais	23
2.2.6.7	Sequência de Operação	23
2.2.6.8	Corrente de <i>Inrush</i>	24
2.3	Coordenação entre Elementos de Proteção de Sobrecorrente	24
2.3.1	Coordenação Fusível - Fusível	27
2.3.2	Coordenação Relé - Relé	27
2.3.3	Coordenação Relé Residual - Fusível	28
2.3.4	Coordenação Relé - Religador	28
2.3.5	Coordenação Religador - Fusível	29
2.4	Abertura monopolar em religadores	29
2.4.1	Motivação	29
2.4.2	Desafios da abertura monopolar	31
Capítulo 3 – Modelagem do Alimentador e dos Equipamentos de Proteção		33
3.1	ATP / MODELS	33
3.2	Rede de Distribuição Estudada	34
3.2.1	Condutores Elétricos	35
3.2.2	Representação dos Transformadores	37
3.3	Localização dos Equipamentos de Proteção	40
3.3.1	Localização das Chaves Fusíveis	40
3.3.2	Localização dos Religadores	41
3.4	Dimensionamento dos Equipamentos de Proteção	42
3.4.1	Dimensionamento dos TCS	42
3.4.1.1	TC do Relé de Sobrecorrente da SE	44
3.4.1.2	TC do Religador RE-1008	45
3.4.1.3	TC do Religador RE-1204	46
3.4.2	Dimensionamento do Elo Fusível	47
3.4.2.1	Elos Fusíveis à jusante do RE-1008	48
3.4.2.2	Elos Fusíveis à jusante do RE-1204	49
3.4.3	Dimensionamento do Religador RE-1008	51
3.4.3.1	<i>Pick-up</i> Instantâneo	51
3.4.3.2	<i>Pick-up</i> Temporizado	52
3.4.3.3	Curvas Tempo Inverso	52
3.4.4	Dimensionamento do Religador RE-1204	56
3.4.4.1	<i>Pick-up</i> Instantâneo	56
3.4.4.2	<i>Pick-up</i> Temporizado	57
3.4.4.3	Curvas Tempo Inverso	57

3.4.5	Dimensionamento do Relé de Sobrecorrente da SE	60
3.4.5.1	<i>Pick-up</i> Instantâneo	60
3.4.5.2	<i>Pick-up</i> Temporizado	61
3.4.5.3	Curvas Tempo Inverso	61
3.5	Modelagem dos Equipamentos de Proteção no ATP	66
3.5.1	Modelagem do Elo Fusível	66
3.5.2	Modelagem do Relé de Sobrecorrente da SE	69
3.5.3	Modelagem do Religador	70
Capítulo 4 – Apresentação e Análise dos Resultados		72
4.1	Resposta dos Equipamentos de Proteção	72
4.1.1	Implementação do Elo Fusível	73
4.1.2	Implementação do Relé de Sobrecorrente da SE	74
4.1.3	Implementação do Religador	76
4.2	Análises de Coordenação e Seletividade	79
4.2.1	Caso 1 - Variação da duração da falta	80
4.2.1.1	Curto-circuito permanente	80
4.2.1.2	Curto-circuito transitório	81
4.2.2	Caso 2 - Variação da configuração de operação do religador para uma falta a jusante do elo fusível	83
4.2.3	Caso 3 - Variação da configuração de operação do religador para uma falta entre religador e Elo Fusível	84
4.2.4	Caso 4 - Variação da impedância de falta	88
4.2.5	Caso 5 - Variação do tipo de curto-circuito	90
4.2.5.1	Curto-circuito trifásico	90
4.2.5.2	Curto-circuito monofásico	91
4.3	Avaliação dos impactos da Abertura Monopolar na Baixa Tensão	93
4.4	Avaliação da Compensação e Indicadores de Qualidade	97
Capítulo 5 – Conclusão e Propostas Futuras		99
5.1	Propostas de Trabalhos Futuros	101
Referências Bibliográficas		103

LISTA DE FIGURAS

2.1	Chave fusível (MAURIZIO, 2019).	9
2.2	Janelamento para estimação de fasor. (LOPES, 2014).	13
2.3	Religador AR-1000/15kV da ECIL(ENERGIA, 2019).	15
2.4	Diagrama de operação dos religadores com o oscilograma de atuação. (CON- CEIÇÃO, 2012).	17
2.5	Curvas características do religador, tempo inverso rápida e lenta.	19
2.6	(a) Instantâneo - Unidade 50 (b) Tempo Inverso - Unidade 51 (c) Tempo Definido - Unidade 51 (d) Tempo Inverso com Unidade Instantânea - Unidade 50/51 (SILVA, 2014).	23
2.7	Sequência de operação de um religador (SEL, 2016).	24
2.8	Diferença entre elemento de sobrecorrente protetor e protegido.	25
3.1	Alimentador 1004 da CEB.	34
3.2	(a) Rede convencional (b) Rede compacta (ENERGISA, 2012).	36
3.3	Tensões em pu nas barras do alimentador variando Fu.	39
3.4	Zonas de proteção no alimentador 1004.	41
3.5	Curvas de excitação TC C400 (TEAM <i>et al.</i> , 2016).	43
3.6	Posição dos fusíveis protetores de ramal.	48
3.7	Faixa de coordenação religador e fusível (SEL, 2016).	53
3.8	Curvas de fase do religador RE-1008 e do elo fusível F1-50K.	55
3.9	Curvas residuais do religador RE-1008 e do elo fusível F1-50K.	56

3.10	Curvas de fase do religador RE-1204 e do elo fusível F4-50K.	59
3.11	Curvas residuais do religador RE-1204 e do elo fusível F4-50K.	60
3.12	Posição das barras utilizadas para o estudo de coordenação do relé de sobrecorrente da SE.	62
3.13	Curvas de fase do relé da SE e dos religadores.	64
3.14	Curvas residuais do relé da SE e dos religadores.	64
3.15	Curva média de fusão do elo fusível.	67
3.16	Componentes utilizados para modelagem do elo fusível no ATP.	67
3.17	Componentes utilizados para modelagem do relé e disjuntores da SE no ATP. . .	69
3.18	Componentes utilizados para modelagem do religador e disjuntores no ATP. . .	70
4.1	Atuação do elo fusível para uma falta monofásica.	73
4.2	Atuação do elo fusível para uma falta trifásica.	73
4.3	Atuação do relé da SE atuando pela unidade temporizada.	74
4.4	Atuação do relé da SE atuando pela unidade instantânea.	75
4.5	Atuação do religador para uma falta permanente.	77
4.6	Atuação do religador com abertura e bloqueio monopolar.	77
4.7	Atuação do religador com abertura monopolar e bloqueio tripolar.	78
4.8	Atuação do religador com abertura e bloqueio tripolar.	79
4.9	Análise coordenação religador-elo fusível para uma falta permanente.	81
4.10	Análise coordenação religador-elo fusível para uma falta transitória.	82
4.11	Análise coordenação elo fusível-religador com abertura e bloqueio monopolar. . .	84
4.12	Análise coordenação religador-relé SE com abertura e bloqueio monopolar. . . .	85
4.13	Análise coordenação religador-relé SE com abertura monopolar e bloqueio tripolar.	86
4.14	Análise coordenação religador-relé SE com abertura e bloqueio tripolar.	86
4.15	Tempo de bloqueio em função da resistência de falta.	89

4.16	Análise operação do relé da SE para uma falta trifásica.	91
4.17	Análise operação do relé da SE para uma falta monofásica.	92
4.18	Níveis de tensão fase-neutro na BT para AM do religador.	95
4.19	Níveis de tensão fase-neutro na BT para AM do fusível protetor do transformador.	95
4.20	Conexão dos transformadores de distribuição (a) sem AM (b) com AM.	96

LISTA DE TABELAS

2.1	Estatística para os tipos de faltas e suas composições (KAGAN <i>et al.</i> , 2005).	8
2.2	Parâmetros das curvas tempo inverso de acordo com as normas IEC e IEEE (SILVA, 2014).	14
3.1	Descrição dos cabos do alimentador 1004.	36
3.2	Descrição dos transformadores do alimentador 1004.	38
3.3	Valores reais e simulados do alimentador 1004.	39
3.4	Correntes para determinação do TAP do TC da SE.	44
3.5	Correntes para determinação do TAP do TC do Religador RE-1008.	45
3.6	Correntes para determinação do TAP do TC do Religador RE-1204.	46
3.7	TCs utilizados para os relés do alimentador 1004.	47
3.8	Potência nominal do transformador e seu respectivo elo fusível protetor.	47
3.9	Correntes mínimas de curto-circuito no elo fusível F3.	50
3.10	Correntes mínimas de curto-circuito no elo fusível F4.	51
3.11	Tipos de elos dos fusíveis de ramal do alimentador 1004.	51
3.12	Correntes de curto-circuito para cálculo dos <i>pick-ups</i> instantâneos do religador RE-1008.	52
3.13	Fator multiplicador de operações rápidas do religador (CONCEIÇÃO, 2012).	53
3.14	Correntes e tempos de operação do Elo F1.	54
3.15	Correntes de curto-circuito para cálculo dos <i>pick-ups</i> instantâneos do religador RE-1204.	56

3.16	Correntes e tempos de operação do Elo F4.	58
3.17	Correntes de curto-circuito para cálculo dos <i>pick-ups</i> instantâneos do relé de sobrecorrente da SE.	61
3.18	Correntes de curto-circuito e tempos para coordenação do Relé da SE com o RE-1008.	62
3.19	Correntes de curto-circuito e tempos para coordenação do Relé da SE com o RE-1204.	63
3.20	Resumo dos pré-ajustes dos relés de sobrecorrente.	65
3.21	Resumo dos ajustes finais dos relés de sobrecorrente.	66
4.1	Casos utilizados para avaliar a coordenação e seletividade da proteção.	80
4.2	Faixas de classificação de tensões em regime permanente (PRODIST, 2012). . .	94
4.3	Módulo das tensões na BT em regime permanente.	95

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Fator de sensibilidade.
α	Parâmetro para calculo do tempo de atuação do relé.
β	Parâmetro para calculo do tempo de atuação do relé.
Δt	Tempo de coordenação.
fp	Fator de potência.
$F_{SobreCarga}$	Fator de sobrecarga.
Fu	Fator de utilização.
I_{1n}	Corrente nominal primária do TC.
$I_{1n,máx}$	Corrente nominal primária máxima do TC.
$I_{1\phi,85\%}$	Corrente de curto-circuito monofásica em 85% do trecho protegido.
$I_{3\phi,85\%}$	Corrente de curto-circuito trifásica em 85% do trecho protegido.
$I_{1\phi,LOC}$	Corrente de curto-circuito monofásica local.
$I_{1\phi,REM}$	Corrente de curto-circuito monofásica remota.
$I_{2\phi,jus}$	Corrente bifásica na barra a jusante.
$I_{1\phi,mím,jus}$	Corrente monofásica mínima na barra a jusante.
I_{50}	Corrente de <i>pick-up</i> da unidade instantânea.
I_{50F}	Corrente de <i>pick-up</i> da unidade instantânea de fase.
I_{50G}	Corrente de <i>pick-up</i> da unidade instantânea residual.
I_{51}	Corrente de <i>pick-up</i> da unidade temporizada.

I_{51F}	Corrente de <i>pick-up</i> da unidade temporizada de fase.
I_{51G}	Corrente de <i>pick-up</i> da unidade temporizada residual.
$I_{cc,1\phi}$	Corrente de curto-circuito monofásica.
$I_{cc,3\phi}$	Corrente de curto-circuito trifásica.
$I_{cc,1\phi,min}$	Corrente de curto-circuito monofásica mínima.
$I_{cc,2\phi,min}$	Corrente de curto-circuito bifásica mínima.
$I_{cc,3\phi,min}$	Corrente de curto-circuito trifásica mínima.
$I_{cc,1\phi,40\Omega}$	Corrente de curto-circuito monofásica mínima, resistência de falta de 40Ω .
$I_{cc,3\phi,40\Omega}$	Corrente de curto-circuito trifásica mínima, resistência de falta de 40Ω .
$I_{cc,máx}$	Corrente de curto-circuito máxima.
$I_{cc,1\phi}^*$	Conjugado da corrente de curto-circuito monofásico.
$I_{cc,3\phi}^*$	Conjugado da corrente de curto-circuito trifásico.
$I_{L,máx}$	Corrente de carga máxima.
$I_{nom,cha}$	Corrente nominal da chave fusível.
$I_{nom,elo}$	Corrente nominal do elo fusível.
I_{pri}	Corrente primária.
I_{sec}	Corrente secundária.
K	Parâmetro para calculo do tempo de atuação do relé.
KF	Fator de crescimento de carga.
Kr	Fator multiplicador da curva rápida.
L	Parâmetro para calculo do tempo de atuação do relé.
M	Múltiplo da corrente.
M_F	Múltiplo da corrente de fase.
M_G	Múltiplo da corrente residual.
$S_{cc,3\phi}$	Potência de curto-circuito trifásica.

$S_{cc,1\phi}$	Potência de curto-circuito monofásica.
$S_{3\phi}$	Potência nominal trifásica.
S_{base}	Potência base.
t_{op}	Tempo de operação do relé de sobrecorrente.
T_{Curva}	Curva inversa.
T_{re}	Tempo de rearme do religador.
T_d	Tempo de disparo.
T_f	Tempo de fechamento.
$t_{máx,protetor}$	Tempo máximo de eliminação do fusível protetor.
$t_{mín,protegido}$	Tempo mínimo de eliminação do fusível protegido.
$t_{montante}$	Tempo de operação do dispositivo de proteção à montante.
$t_{jusante}$	Tempo de operação do dispositivo de proteção à jusante.
V	Tensão de linha.
V_L	Tensão de leitura.
V_N	Tensão nominal.
Z_0	Impedância de sequência zero.
Z_1	Impedância de sequência positiva.
$Z_{B,1\phi}$	Impedância conectada no secundário do TC para um curto-circuito monofásico.
$Z_{B,3\phi}$	Impedância conectada no secundário do TC para um curto-circuito trifásico.
Z_B	Impedância conectada no secundário do TC.
Z_{BN}	Impedância nominal do TC no TAP escolhido.
Z_{cabo}	Impedância do cabo.
$Z_{relé}$	Impedância do relé.
$Z_{sec,TC}$	Impedância dos enrolamentos do secundário do TC.

GLOSSÁRIO

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	Abertura Monopolar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
AWG	<i>American Wire Gauge</i>
CA	Cabo de alumínio nú sem alma de aço
CEB	Companhia Energética de Brasília
DC	<i>Direct Current</i>
DEC	Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
DIC	Duração de interrupção Individual por unidade Consumidora
DICRI	Duração de interrupção Individual em dia Crítico por unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção contínua por unidade Consumidora
EI	Extremamente Inversa
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
FEC	Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
FIC	Frequência de interrupção Individual por unidade Consumidora
FS	Fator de sobrecorrente
MI	Muito Inversa
NI	Normalmente Inversa

ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RD	Rede de distribuição
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RTC	Relação de Transformação do Transformador de Corrente
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SE	Subestação
TC	Transformador de Corrente
UnB	Universidade de Brasília
XLPE	Isolação de polietileno reticulado

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Os sistemas elétricos de potência têm como função fornecer energia elétrica no instante solicitado pelos usuários, com qualidade e de forma segura. Esse sistema tem como função gerar, transmitir e distribuir energia. No primeiro estágio é feita a transformação da energia de alguma natureza, seja ela hidráulica, térmica, mecânica ou outra, em energia elétrica. Normalmente os grandes centros geradores são afastados dos centros consumidores, tornando necessário a existência do segundo estágio, que é transmitir essa energia gerada para os centros consumidores. Por fim, ao chegar aos centros consumidores entra o terceiro estágio, o de distribuir essa energia, fornecendo a quantidade de energia demandada.

Chegando aos centros de consumo, encontra-se uma grande variedade no montante de potência demandada pelos vários consumidores, variando desde centenas de Watts até centenas de Mega Watts (KAGAN *et al.*, 2005), o que torna inviável o suprimento de energia para todos os consumidores em um mesmo nível de tensão. A redução do valor da tensão de transmissão é feita através das subestações (SEs), o primeiro abaixamento atinge o valor compatível com a demanda dos grandes usuários, que são supridas através de linhas de subtransmissão.

O mesmo sistema de subtransmissão supre as subestações de distribuição que são responsáveis pelo abaixamento para a média tensão (MT), utilizada na distribuição de energia para os centros urbanos e áreas rurais. A rede de distribuição (RD) primária, em média tensão, irá suprir os transformadores de distribuição, dos quais se deriva a rede de baixa tensão (BT) para os pequenos e médios consumidores.

As redes de distribuição primária, foco deste estudo, partem das SEs de distribuição e usualmente operam de forma radial. Essa topologia é constituída por um tronco principal do qual se derivam os ramais, podendo ainda ser construída de forma simples ou com recurso. As

redes primárias de distribuição podem ser aéreas ou subterrâneas, sendo a aérea muito mais difundida devido ao seu menor custo de implementação. A rede subterrânea, por outro lado, apresenta maior segurança sendo comumente utilizada em áreas de grande densidade de carga.

Na operação dos sistemas elétricos de potência surgem, com certa frequência, falhas nos seus componentes que resultam em interrupções no fornecimento de energia aos consumidores conectados a esses sistemas, e como consequência a redução da qualidade do serviço prestado. A irregularidade mais comum nos sistemas de potência é o curto-circuito, que dá origem a correntes elevadas circulando nos elementos energizados, tendo como resultado severos distúrbios de tensão ao longo de todo o sistema elétrico, ocasionando, muitas vezes, danos irreparáveis ao sistema e às instalações das unidades consumidoras. Além do curto-circuito, a sobrecarga também representa uma anormalidade comum nos sistemas de potência que de modo semelhante pode originar danos materiais significativos (MAMEDE, 2011).

Dessa forma, torna-se necessário a existência do sistema de proteção, que tem como principal função, assegurar a desconexão de todo sistema elétrico quando submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos. Garantindo assim a máxima continuidade de fornecimento de energia e preservando os equipamentos conectados ao sistema. Em segundo lugar, a proteção tem a função de fornecer as informações necessárias aos responsáveis pela operação do sistema, de modo a facilitar a identificação dos defeitos e a sua consequente recuperação (MAMEDE, 2011). De modo geral, a proteção de um sistema de potência é projetada tomando como base o funcionamento e as características próprias do elemento a ser protegido, considerando-se suas aplicações e funcionalidades específicas.

Nesse contexto, a proteção dos sistemas elétricos se mostra importante no sentido de garantir a máxima continuidade do fornecimento de energia, minimizando a interrupção em áreas não afetadas. A importância da redução das interrupções fica evidente quando avalia-se o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Este documento apresenta os parâmetros que definem a qualidade da energia entregue ao consumidor, estabelecendo os seus indicadores, seus valores de referência e seus limites. No caso de não cumprimento dos valores impostos, a concessionária fica sujeita à aplicação de penalidades, e em casos extremos até a perda do direito de concessão.

Com isso, torna-se evidente a necessidade do estudo, projeto e desenvolvimento da proteção dos sistemas de distribuição, com o intuito de garantir qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo do presente trabalho é estudar as características e o funcionamento da proteção de uma rede de distribuição, utilizando-se de ferramentas computacionais para a modelagem, programação e simulação de uma RD. Incluindo o entendimento dos componentes de um alimentador aéreo e dos equipamentos de proteção utilizados nesse tipo de sistema: relés de sobrecorrente, religadores e chaves fusíveis. Serão analisadas, também, as estratégias e as dificuldades do emprego da abertura monopolar nos religadores, avaliando a viabilidade da implementação desse tipo de abertura em sistemas reais. Para tal, são definidos como objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre a filosofia da proteção do sistema de distribuição bem como o entendimento do funcionamento e dimensionamento dos principais equipamentos desse sistema;
- Modelar no ATP (*Alternative Transients Program*) uma rede de distribuição real da CEB;
- Modelar e dimensionar os equipamentos de proteção utilizados nesse sistema;
- Analisar o correto funcionamento dos equipamentos de proteção modelados, bem como a coordenação e seletividade dos mesmos quando inseridos no alimentador de distribuição;
- Avaliar os níveis de tensão na rede secundária quando há a abertura monopolar dos equipamentos de proteção;
- Analisar a resolução normativa brasileira que determina o cálculo dos indicadores de qualidade e a compensação aos consumidores, avaliando se a norma atual permite às concessionárias a implementação da abertura monopolar.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho encontra-se organizado com a seguinte estrutura:

- No capítulo 2, aborda-se os conceitos teóricos da filosofia de proteção da distribuição e apresenta as equações que determinam os ajustes dos equipamentos;
- No capítulo 3, descreve-se os principais passos para a modelagem do alimentador de distribuição 1004 da CEB e o dimensionamento e determinação dos ajustes dos equipamentos de proteção;
- No capítulo 4, apresentam-se as respostas dos equipamentos de proteção, análises de coordenação e seletividade da proteção à partir da simulação de diferentes tipos de faltas, os níveis de tensão secundária para diferentes aberturas monopolares e uma avaliação da resolução normativa atual;
- Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões e propostas para futuros trabalhos que possam dar continuidade a este estudo.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 QUALIDADE DE ENERGIA

Com a evolução e estruturação do setor elétrico e as recentes privatizações das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, foi necessário desenvolver um maior controle da qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores finais. Para tanto, torna-se importante o estabelecimento de índices de desempenho do fornecimento de energia elétrica, de modo que seja possível avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico, possibilitando comparações e acompanhamentos de melhorias.

De acordo com o documento elaborado pela ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST módulo 8 - Qualidade de energia elétrica (PRODIST, 2012), o fornecimento de energia elétrica aos consumidores deve obedecer a dois conceitos básicos, qualidade do produto e qualidade de serviço.

2.1.1 Qualidade do Produto

A qualidade do produto é caracterizada pela forma de onda da tensão dos componentes de um sistema trifásico, tratando os seguintes fenômenos em regime permanente ou transitório:

1. Permanente:
 - (a) Tensão em regime permanente;
 - (b) Fator de potência;
 - (c) Harmônicos;
 - (d) Desequilíbrio de tensão;
 - (e) Flutuação de tensão;

(f) Variação de frequência.

2. Transitório

(a) Variações de tensão de curta duração - VTCD.

2.1.2 Qualidade do Serviço

A qualidade do serviço, também entendida como a continuidade de fornecimento, analisa as interrupções no sistema elétrico, provocadas por falhas no sistema e por atividades de manutenção programada, em função de serviços necessários de serem realizados no sistema (KAGAN *et al.*, 2005).

Por meio da análise e controle dos indicadores de interrupção, as distribuidoras, os consumidores, as centrais geradoras e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado pela distribuidora e determinar o desempenho do sistema elétrico. Esses indicadores são divididos em: indicadores de continuidade individuais e indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras.

Os indicadores de continuidade individuais devem ser apurados para todas as unidades consumidoras ou por ponto de conexão. Os principais indicadores são:

- **DIC**: Duração de interrupção individual por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- **FIC**: Frequência de interrupção individual por unidade consumidora, expressa em número de interrupções;
- **DMIC**: Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- **DICRI**: Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico¹ por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora.

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras devem ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras, os principais indicadores são:

- **DEC**: Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas

¹Dia crítico é o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais supera a média dos valores diários em três desvios padrões (PRODIST, 2012).

e centésimos de hora. Exprime a quantidade de tempo que, em média, cada consumidor na área em estudo teve interrupção de energia;

- **FEC:** Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções. Exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor na área em estudo sofreu.

Visando manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a ANEEL exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e, para tal, determina limites para os indicadores coletivos de continuidade (DEC e FEC). Esses indicadores são apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente para a ANEEL para verificação da continuidade do serviço prestado.

Atingir esses indicadores e ter uma estabilidade financeira são critérios para garantir à companhia a concessão e permissão de distribuição. Isso significa que, se a distribuidora não atingir os índices estipulados pela ANEEL, ela pode perder o direito da concessão sobre a distribuição de energia elétrica.

Com base nessa questão, esses indicadores são um incentivo para a concessionária investir em sua qualidade de energia e no seu sistema de proteção, para dessa forma reduzir a quantidade de clientes afetados com uma interrupção do fornecimento de energia, garantindo assim seu direito de concessão e permissão de distribuição.

2.2 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

A rede de distribuição, por possuir uma menor distância entre os condutores energizados e o solo/objetos, está mais sujeita a distúrbios de natureza diversa. Para que esses distúrbios não provoquem interrupção de energia para muitos clientes, sua proteção possui um vasto conjunto de dispositivos de proteção, cada um com sua especificidade.

Estudos apontam que 78% das ocorrências em sistemas elétricos são curto-circuitos entre fase e terra, das quais 80% do total das interrupções são transitórias (MAMEDE, 2011). A Tabela 2.1 apresenta os dados estatísticos de um sistema de distribuição para os tipos de faltas e a composição das mesmas. Percebe-se então a necessidade de um sistema de proteção que tenha a capacidade de eliminar faltas transitórias, protegendo o sistema e impedindo a interrupção

do fornecimento de energia aos clientes.

Tabela 2.1. Estatística para os tipos de faltas e suas composições (KAGAN *et al.*, 2005).

Tipo	% Ocorrência	% Permanente	% Transitória
Trifásica	2	95	5
Bifásica	11	70	30
Fase-Terra	79	20	80
Outros	8	-	-

Dessa forma esse sistema deve apresentar algumas características específicas, afim de atuar corretamente nessas situações. De acordo com a apostila de filosofia de proteção elaborada pela Schweitzer Engineering Laboratories, SEL (2016) os principais requisitos dos sistemas de proteção são: sensibilidade, velocidade, seletividade e confiabilidade (segurança/confiança).

Sensibilidade é a capacidade que o sistema de proteção tem de detectar a existência de uma falta dentro da zona protegida, independentemente do tipo de falta. Incluindo aquelas que ocorrem em locais remotos do sistema e eventos potencialmente perigosos que produzem pequenas variações nos sinais de correntes e tensões. A sensibilidade é importante para garantir a detecção de faltas de alta impedância ou de pequenas contribuições para faltas devido a geradores distribuídos de pequeno porte.

Velocidade é a capacidade que o sistema de proteção tem de solucionar as situações anormais, eliminando a falta, no menor tempo possível. Minimizando os danos às pessoas e aos equipamentos. O tempo de eliminação da falta determina o tempo de danos para os cabos e equipamentos, pois esses alcançam uma temperatura que resultará em danos para a isolação e para o condutor.

Seletividade é a capacidade que o sistema de proteção tem de localizar corretamente e isolar somente a parte do sistema afetada pela falta. Minimizando a perda de fornecimento em áreas não afetadas. Esse importante requisito é adquirido ao fazer um estudo de coordenação dos equipamentos de proteção, esse ponto será posteriormente abordado neste trabalho.

Confiabilidade é a característica que o sistema de proteção tem de executar suas funções adequadamente. O sistema é definido como confiável ao operar corretamente e é definido como seguro quando opera somente para aquelas condições em que foi designado a operar. Algumas alterações normais no controle operacional do sistema podem parecer faltas para certos tipos

de dispositivos de proteção, como por exemplo uma operação de chaveamento. Nesse caso o sistema de proteção deve mostrar sua confiabilidade sem emitir um falso *trip*.

2.2.1 Características do Fusível

O fusível é o mais básico elemento de proteção de sobrecorrente de circuitos primários, tem a função de interromper a passagem da corrente pela fusão do elo fusível. São largamente utilizados pelas concessionárias por serem relativamente baratos e isentos de manutenção. Porém apresentam a desvantagem da necessidade de reposição do fusível após sua operação e isolamento da falta. Possuem duas grandes aplicações: proteção de transformadores e proteção dos ramais dos alimentadores de distribuição. A Figura 2.1 apresenta a chave fusível com seus componentes.

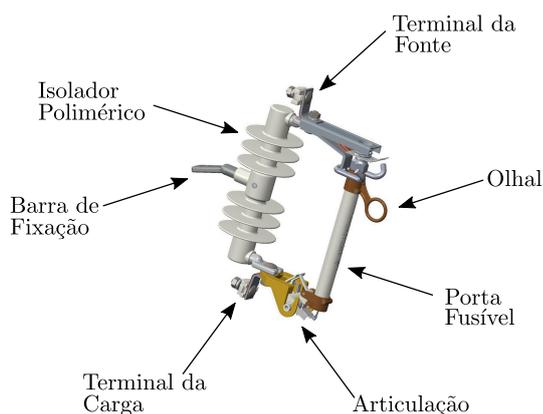


Figura 2.1. Chave fusível (MAURIZIO, 2019).

A função principal dos fusíveis é operar mediante faltas permanentes e isolar a seção defeituosa da rede sem defeito. Os fusíveis são posicionados e dimensionados de forma a atender a seletividade, isolando somente a parte do sistema afetada pela falta. Este elemento consiste em um filamento de um metal ou liga metálica com baixo ponto de fusão. Este se funde por efeito Joule quando a intensidade de corrente elétrica aumenta em razão de um curto-circuito ou de uma sobrecarga.

Durante condições normais de operação, o elemento fusível permanece intacto. Ao se fundir, durante uma falta, um arco elétrico se auto-estabelece através do elo fusível rompido. Durante a passagem da corrente pelo zero, o fusível extingue o arco e a corrente de falta é interrompida. O arco elétrico é um caminho de condução das partículas ionizadas, fornecendo um caminho

para a circulação da corrente de falta (SEL, 2016).

A maioria das chaves fusíveis operam com o princípio da expulsão. Elas empregam um tubo de confinamento de arco com um elo fusível e um desionizador com revestimento de fibra. Durante a interrupção da corrente de falta, ocorre a fusão do elemento fusível. Essa fusão causa o aquecimento do revestimento de fibra e a emissão de gases desionizantes acumulados dentro do tubo (SEL, 2016).

O arco é expandido, comprimido e resfriado dentro do tubo. O escapamento do gás pelas extremidades do tubo carrega para fora algumas partículas de sustentação do arco. A pressão extrema do gás desionizante e a turbulência evitam o reestabelecimento do arco após a passagem da corrente pelo zero (SEL, 2016).

O tempo de operação do fusível é definido por sua curva de característica inversa de tempo por corrente, ou seja, quanto maior a corrente, mais rápido o fusível irá fundir e eliminar a falta. A curva característica do fusível é normalmente dada como uma banda entre duas curvas, a banda mais à esquerda representa o tempo de fusão mínimo, enquanto a curva mais à direita representa o tempo de fusão máximo para os diferentes níveis de corrente.

As curvas são obtidas a partir de testes, estes testes são executados de acordo com as normas ANSI, sendo baseadas em testes com os fusíveis a 25°C. As curvas de tempo de fusão dos fusíveis, fornecidos pelos fabricantes, referem-se à operação do fusível sem considerar a corrente de carga, essa corrente aumenta a temperatura do elemento fusível e reduz o tempo de fusão. A consideração 100% de pré-carregamento reduz o tempo de fusão entre 75% e 80% do valor divulgado para o fusível (SEL, 2016). Para corrigir essa questão, os fabricantes normalmente fornecem as curvas de ajuste de pré-carregamento para os fusíveis.

Outro fator que influencia na capacidade dos fusíveis é a temperatura ambiente. Se essa temperatura for maior que a temperatura teste de 25°C, os fusíveis tenderão a operar mais rapidamente, o oposto também é verdadeiro, se a temperatura ambiente for menor que a temperatura teste de 25°C, os fusíveis tenderão a operar mais lentamente.

Uma regra prática estipula que se as curvas de pré-carregamento do fabricante não estiverem disponíveis, deve-se reduzir a capacidade do fusível em 25% em relação à curva divulgada. Ou seja, deve-se utilizar um tempo de operação que seja igual a 75% do tempo mínimo de fusão

publicado (SEL, 2016). As normas separam os elo-fusíveis em rápidos e lentos. Os fusíveis são divididos nas seguintes categorias:

- **Tipo H:** Apresentam um tempo de atuação mais lento. São os denominados fusíveis de alto surto e são normalmente utilizados na proteção de transformadores de distribuição. Fabricado com as correntes nominais de: 0,5, 1, 2, 3 e 5 A (CONCEIÇÃO, 2012);
- **Tipo K:** Apresentam tempo de atuação rápido. São utilizados na proteção de ramais de alimentadores de distribuição. É agrupado em dois diferentes tipos: Elos preferenciais: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200A; Elos não-preferenciais: 8, 12, 20, 30, 50 e 80 A (SEL, 2016).

Tanto a categoria preferencial como a não-preferencial possuem uma série completa de fusíveis que serão utilizados a depender da aplicação. Ainda que a primeira seja rotulada de preferencial, não existe nenhuma preferência para seu uso em campo (SEL, 2016).

2.2.2 Dimensionamento do Elo Fusível

Os fusíveis devem ser bem dimensionados para tolerar as condições de carga máxima e devem suportar, sem danos, as correntes transitórias, como por exemplo correntes de *in-rush* de transformadores e correntes de partida de motores. Dois elementos distintos devem ser considerados na análise, o cálculo do elo fusível e o cálculo da chave fusível. Devem ser analisados os seguintes pontos:

- A corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou superior a 150% da corrente de carga máxima ($I_{L,máx}$) prevista no ponto da instalação da chave fusível, conforme (2.1). Seguindo o mesmo parâmetro de dimensionamento, a corrente nominal da chave fusível deve ser igual ou superior a 150% da corrente nominal do elo fusível ($I_{nom,elo}$), conforme (2.2) (CONCEIÇÃO, 2012);

$$I_{nom,elo} \geq 1,5 \times I_{L,máx} \quad (2.1)$$

$$I_{nom,cha} \geq 1,5 \times I_{nom,elo} \quad (2.2)$$

- A corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou inferior a 25% para cada curto-circuito monofásico mínimo ($I_{cc,1\phi,40\Omega}$). Considerar uma resistência de falta-terra de 40Ω a ocorrer

no final do trecho protegido por ele, conforme Equação (2.3);

$$I_{nom,elo} \leq 0,25 \times I_{cc,1\phi,40\Omega} \quad (2.3)$$

- Elo deve fundir num tempo inferior a 17s com correntes de 2,5 a 3 vezes a corrente nominal do transformador (CONCEIÇÃO, 2012);
- Devem coordenar com as proteções à montante e à jusante do ponto da instalação da chave.

2.2.3 Relé de Sobrecorrente

A proteção de sobrecorrente, geralmente restrita para as linhas radiais, é a função mais simples e econômica de proteção para as linhas de transmissão e distribuição. Esse tipo de proteção tem sido amplamente utilizada nas redes de distribuição das concessionárias.

O princípio da proteção de sobrecorrente baseia-se apenas na magnitude da corrente para detectar faltas no elemento protegido. O princípio básico consiste na afirmação de que as correntes de curto-circuito são maiores do que as correntes de carga nominais. Na maioria dos casos, há uma separação entre a região da corrente de carga e a região da corrente de falta, tornando possível ajustar o relé de sobrecorrente para operar entre essas duas regiões (SEL, 2016).

Para o ajuste desse elemento de proteção é estabelecido um valor para o qual o relé deve emitir um *trip*, esse sinal é enviado quando o valor da corrente lida pelo relé exceder um determinado valor limite ajustável, conhecido como corrente de *pick-up* ou corrente de partida. Esse sinal de *trip* é enviado para o disjuntor, cujos contatos principais se abrem para remover a fonte e eliminar a falta que causou a condição de sobrecorrente.

Esses relés são conhecidos por serem relés de ação indireta ou relés secundários, por serem ligados indiretamente ao circuito que se deseja proteger, através de um transformador de corrente (TC) (CONCEIÇÃO, 2012). Os elementos de sobrecorrente se dividem em unidades instantâneas (50) e temporizadas (51) de fase (50F,51F) e residual (50G,51G).

No passado os relés fabricados eram eletromecânicos, seguidos pelos relés eletrônicos ou estáticos. Atualmente são utilizados relés numéricos microprocessados, ou digitais, devido a sua

maior confiabilidade, rapidez e versatilidade. Tornando possível a implementação de diversas funções de proteção com um único equipamento.

Os relés microprocessados fazem inicialmente uma conversão dos sinais analógicos contínuos, provenientes dos transformadores de instrumento, em sinais digitais discretos que serão processados pelo relé digital. O sinal discreto resultante é composto de uma série de amostras do sinal original, essas amostras são então utilizadas para o cálculo do fasor. Os valores obtidos são analisados por um algoritmo de proteção, composto por uma série de operações aritméticas efetuadas pelo microprocessador para então tomar a decisão de enviar ou não o *trip* para o disjuntor.

Grande parte dos elementos de sobrecorrente digitais analisam o valor eficaz (RMS) do fasor de corrente na frequência fundamental, resultante de um processo de estimação de fasor, filtragem digital e analógica. O processo de filtragem tem a capacidade de rejeitar as indesejadas componentes DC de decaimento exponencial da corrente. Normalmente o filtro utilizado nesse processo é do tipo cosseno, que além de eliminar a componente DC elimina as componentes harmônicas do sinal. A Figura 2.2 ilustra o processo de janelamento para a estimação de fasor para um sinal de corrente, apresentando o estado de pré-falta e de falta.

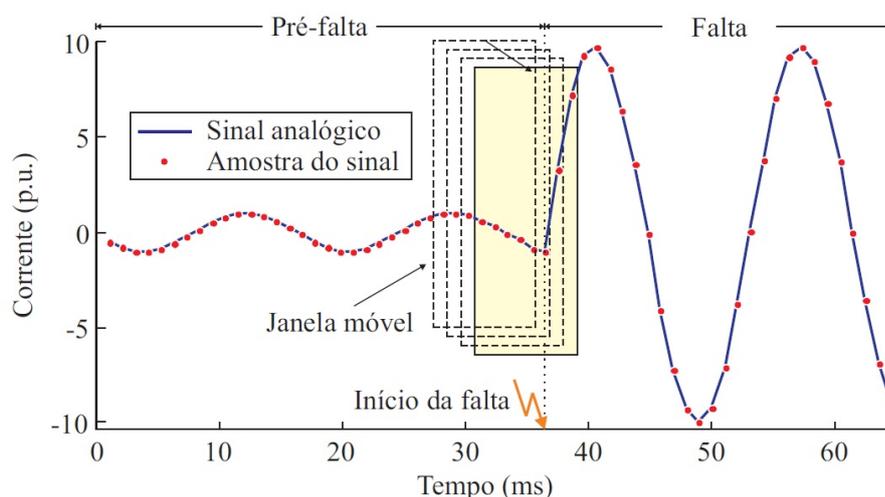


Figura 2.2. Janelamento para estimação de fasor. (LOPES, 2014).

Após o processamento desses sinais o fasor é estimado e utilizado para a execução dos algoritmos de proteção. A unidade de sobrecorrente instantânea (50) atua assim que a corrente ultrapasse o limite (*pick-up*) estabelecido. Na realidade não são instantâneos, mas sem adição de temporização intencional, seu tempo de atuação é o correspondente aos mecanismos de

atuação do relé. O tempo típico de operação está entre 0,5 e 1,5 ciclo (SEL, 2016). A corrente de *pick-up* é ajustável possibilitando a escolha do ajuste dentro de uma faixa relativamente ampla.

A unidade de sobrecorrente temporizada (51) possui uma característica inversa entre corrente e tempo. A Equação (2.4) fornece o tempo de operação do relé em função da corrente medida pelo relé (I_{sec}), essa corrente é então expressa como múltiplos do *pick-up* temporizado (I_{51}). O múltiplo da corrente (M) pode ser obtido conforme a Equação (2.5). Os outros parâmetros Equação (2.4) definem o quanto inverso é a curva, esses parâmetros são apresentados na Tabela 2.2. O parâmetro L define o tempo mínimo de operação, esse comportamento pode ser utilizado para facilitar a coordenação do relé com elos fusíveis (SEL, 2016).

$$t_{op} = T_{Curva} \cdot \left(\frac{K}{M^\alpha - \beta} + L \right) \quad (2.4)$$

$$M = \frac{I_{sec}}{I_{51}} = \frac{I_{pri}}{RTC \times I_{51}} \quad (2.5)$$

Tabela 2.2. Parâmetros das curvas tempo inverso de acordo com as normas IEC e IEEE (SILVA, 2014).

Norma	Tipo de Curva	K	α	L	β
IEC	Normalmente Inversa (NI)	0,14	0,02	0	1
	Muito Inversa (MI)	13,5	1	0	1
	Extremamente Inversa (EI)	80	2	0	1
IEEE	Moderadamente Inversa (MI)	0,515	0,02	1,14	1
	Muito Inversa (MI)	196,1	2	4,91	1
	Extremamente Inversa (EI)	282	2	1,217	1

Portanto são necessárias três definições para determinar do tempo de operação do relé 51 digital: A corrente de *pick-up* (I_{51}) que consequentemente define o múltiplo (M), a curva (T_{Curva}) e o tipo da curva (Normalmente Inversa, Muito Inversa ou Extremamente Inversa).

É importante ajustar o *pick-up* do elemento de sobrecorrente de fase acima da corrente de máxima carga para evitar atuações indevidas em situações de sobrecarga. O elemento residual precisa de ser ajustado acima da corrente de desbalanço de sequência zero, a qual tipicamente atinge o valor máximo de 10 a 15% da corrente de fase. A sensibilidade maior do elemento de terra é importante para a detecção de faltas à terra com alta impedância. Nessas faltas, normalmente quando ocorre a queda do condutor na terra, a impedância de falta pode ser tão

elevada que os elementos de fase não se sensibilizariam e falhariam na detecção desse tipo de falta (SEL, 2016).

Para curtos-circuitos no final de um alimentador longo, com carga pesada, pode-se obter uma corrente de falta menor do que a corrente de carga. Para esses casos, não é possível ajustar o relé para detectar faltas no final da linha. Essa limitação de sensibilidade pode ser superada através da utilização de um elemento de sobrecorrente de sequência negativa. Isso é possível pois, a corrente de carga tem característica de sequência positiva, então pode-se ajustar o elemento de sequência negativa com *pick-up* bem baixo (SEL, 2016).

2.2.4 Características do Religador

O religador é um equipamento largamente utilizado na proteção de redes aéreas urbanas e rurais, por permitir que os comuns defeitos transitórios sejam eliminados, sem a necessidade de deslocamento da equipe de manutenção para percorrer o alimentador em falta.



Figura 2.3. Religador AR-1000/15kV da ECIL(ENERGIA, 2019).

Este equipamento automático de interrupção da corrente elétrica, possui uma capacidade de repetições de abertura e fechamento de um circuito alimentado durante a ocorrência de uma falta. Possui uma unidade de controle composta de relé de sobrecorrente de fase (50F/51F), sobrecorrente residual (50G/51G), relé de religamento (79), contador de religamento, chaves de bloqueios, seletor de abertura, ajuste de curvas, entre outros, todos incorporados em uma só unidade (CONCEIÇÃO, 2012).

De acordo com SEL (2016) há vários critérios que devem ser levados em consideração para a instalação de religadores nos diferentes pontos da rede de distribuição, como:

- Em pontos de circuitos longos onde a corrente de curto circuito não tem valor expressivo capaz de sensibilizar o dispositivo de proteção à montante;
- Na derivação de alguns ramais que suprem cargas relevantes;
- Em ramais que necessitam de continuidade de serviço;
- Pontos de bifurcação de alimentadores.

Na CEB, por exemplo, os religadores são usados tanto para a proteção da saída de alimentadores, como para a proteção de ramais ao longo do alimentador, normalmente em circuitos primários de 13,8 kV. A prática comum de uso de religadores automáticos tem reduzido a duração das interrupções de patamares de 1h para menos de 1 min, acarretando em benefícios para as concessionárias quanto aos valores de seus indicadores de continuidade (LEÃO, 2009).

2.2.5 Operação do Religador

O religador normalmente é trifásico, onde o seccionamento tradicionalmente é tripolar. O mecanismo de abertura e fechamento de operação do religador utiliza a energia armazenada em molas carregadas por motor elétrico, podendo também ser acionado por disparo manual em caso de emergência (CONCEIÇÃO, 2012). A operação de religadores é composta de duas unidades principais:

1. **Unidade de Controle:** Responsável pelo processo elétrico de detecção da falta, bloqueio, rearme, religamento, comando da unidade mecânica de manobra, sinalização, medição, registros, entre outros. (CONCEIÇÃO, 2012);
2. **Unidade mecânica de manobra:** Constituída por motores, molas de acionamento e pólos onde estão os contatos fixos e móveis (CONCEIÇÃO, 2012).

O primeiro ciclo de operação do religador é um procedimento mecânico para prepará-lo para a atuação. Inicialmente carregam-se as molas de fechamento através de um motor elétrico, ou manualmente através de uma alavanca. Fecham-se os pólos acionando um botão mecânico de fechamento e ao mesmo tempo carrega-se a mola de abertura, e o religador está ligado. Não ocorrendo nenhum defeito o religador se encontra no estado de pré-carregamento, nessa condição o religador está predisposto a realizar sucessivas manobras de abertura e fechamento

(CONCEIÇÃO, 2012).

O segundo ciclo de operação acontece no instante em que ocorre uma falta no sistema e o religador opera automaticamente na proteção. A Figura 2.4 apresenta o comportamento e funcionamento do equipamento quando ocorre um curto-circuito bifásico.

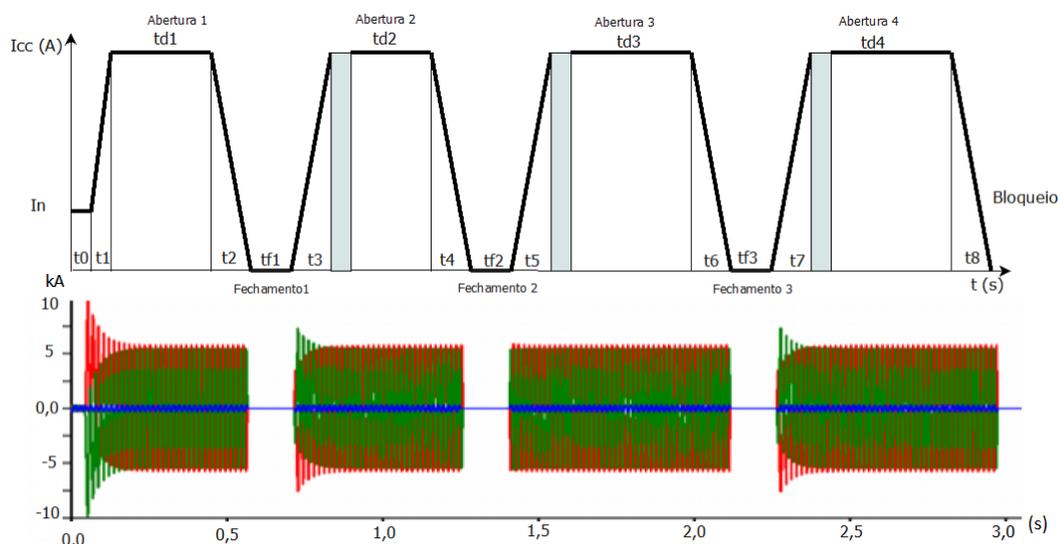


Figura 2.4. Diagrama de operação dos religadores com o oscilograma de atuação. (CONCEIÇÃO, 2012).

Com base na Figura 2.4 e de acordo com Conceição (2012) podemos descrever cada intervalo da operação do religador como:

- t_0 - Período em que circula corrente de regime permanente normal e o religador está carregado pronto para operar;
- t_1 - Ocorre um curto-circuito e há um crescimento do módulo da corrente. O relé leva um tempo para detectar a anormalidade devido ao seu funcionamento e mecanismo de detecção da falta;
- td_1 - A unidade instantânea do relé atua, mas devido ao tempo intrínseco de processamento do relé digital, o religador efetua seu primeiro disparo após um determinado tempo chamado de tempo de disparo (td), e envia um sinal de ($trip$) para a abertura do disjuntor. É ativado o contador de tempo de disparo;
- t_2 - O sistema mecânico de abertura do disjuntor atua levando mais um tempo para executar a completa abertura do circuito;
- tf_1 - O relé de religamento (79) é acionado e aguarda o intervalo de religamento (tf). É então ativado um contador de religamento para determinar as operações do equipamento.

Decorrido o tempo $tf1$, o relé envia um sinal para o disjuntor fechar novamente;

- $t3$ - O sistema mecânico de fechamento atua levando um tempo para que o processo finalize;
- $td2$ - Se a falta persistir, entra em operação o relé temporizado (51). O relé detecta a anormalidade e determina o tempo de operação. A área sombreada é o tempo que o relé leva para detectar a anormalidade, incluso no tempo de disparo td . Decorrido o tempo $td2$, o relé envia um sinal para a abertura do disjuntor;
- $t4$ - O sistema mecânico de abertura do disjuntor atua levando mais um tempo para executar a completa abertura do circuito.

A partir deste ponto o processo de religamento e abertura se repete e todas as temporizações desde $t4$ a $t8$ acontecem se a falta for permanente. Os contadores de tempo de disparo e religamento incrementam uma unidade em sua contagem até o processo final com o bloqueio ou com a interrupção (CONCEIÇÃO, 2012).

Se a falta for permanente, o religador desenvolverá a sequência completa de operações, isto é, três religamentos e quatro disparos. Após o quarto disparo o religador será bloqueado e permanecerá aberto até receber um comando de fechamento local ou remoto. Se a falta for extinta antes da última abertura, não haverá bloqueio. Nesse caso é ativado o tempo de rearme ou de restabelecimento que rearma o religador, resetando todos os contadores, deixando o religador preparado para uma nova sequência de operações (CONCEIÇÃO, 2012).

Visando evitar que o religador rearme durante a sequência de operações que venham a ser mais lentas devido a uma falta não tão severa, determina-se o tempo de rearme conforme apresenta a Equação (2.6), onde: T_{re} representa o tempo de rearme, T_d o tempo de disparo e T_f o tempo de fechamento.

$$T_{re} = 1,1 \times \sum T_d + 1,15 \times \sum T_f \quad (2.6)$$

O religador possui unidades para proteção de fase e residual independentes, cada unidade é definida por duas curvas, uma lenta e uma rápida. Essas curvas são definidas da mesma forma que as curvas do relé de sobrecorrente, sendo assim classificadas como normalmente inversa (NI), muito inversa (MI) ou extremamente inversa (EI).

Os disparos rápidos são desenvolvidos por relés instantâneos (50) ou pela unidade temporizada de tempo dependente (51), com curvas rápidas de característica do tipo inversa. Os disparos lentos são desenvolvidos por relés instantâneos (50) ou por unidades de tempo dependente (51), com curvas inversas mais lentas. A operação rápida e lenta refere-se ao tempo em que os contatos permanecem fechados permitindo a circulação da corrente de falta. A Figura 2.5 ilustra a diferença entre essas duas curvas.

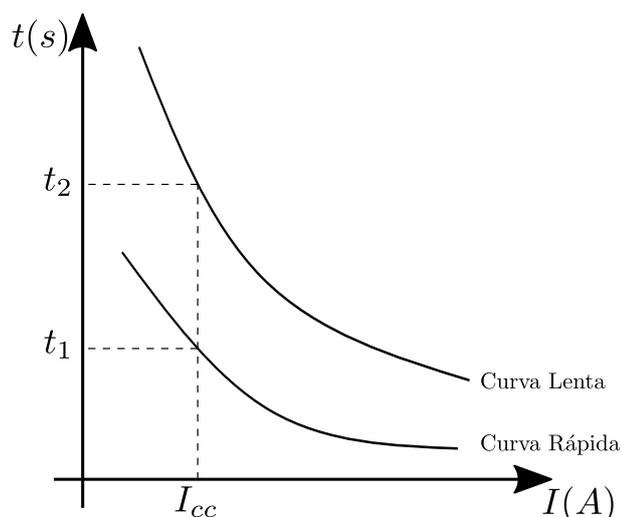


Figura 2.5. Curvas características do religador, tempo inverso rápida e lenta.

A característica de operação do religador permite que ambas as curvas sejam usadas em uma sequência de aberturas e religamentos. Preferencialmente o religador é configurado para operar na curva rápida durante as primeiras operações e operar na curva lenta nas últimas operações antes do bloqueio.

Com base nessas características a melhor aplicação do religador é evitar que faltas de natureza transitória queimem elos fusíveis. Pois normalmente o arranjo adotado consiste na alocação de religadores automáticos na saída da rede de distribuição ou no tronco do alimentador e de elos fusíveis nos ramais laterais. De tal forma que:

1. Uma falta temporária quer seja no alimentador principal ou no ramal, será eliminada pelo religador, e o suprimento de energia será automaticamente restaurado;
2. Uma falta permanente no ramal será eliminada pelo elo fusível;
3. Uma falta permanente no alimentador principal será eliminada pelo bloqueio do religador.

Os religadores devem ser dimensionados para suportarem a corrente nominal e para interromperem a corrente de curto-circuito máxima do seu ponto de instalação. A CEB, por exemplo, possui alguns tipos de religadores em sua rede, os mais modernos são os AR-100 da ECIL equipados com o relé SEL-751. Esses religadores operam na tensão nominal de 13,8 kV e possuem uma corrente nominal de 630 A com capacidade de interrupção simétrica de 20 kA.

2.2.6 Ajustes do Religador

2.2.6.1 Ajuste do Pick-up Instantâneo de Fase

O ajuste do *pick-up* instantâneo de fase (I_{50F}) deve respeitar a Equação (2.7), baseada na máxima corrente de curto-circuito trifásico a 85% do ponto mais distante em que se deseja proteger, multiplicada pelo fator de crescimento de carga (KF). A corrente de curto-circuito trifásica em 85% da rede pode ser calculada com base em duas correntes medidas pelo TC do religador, conforme a Equação (2.8). Na corrente de curto-circuito local (I_{LOC}), para uma falta muito próxima ao religador, e na corrente de curto-circuito remota (I_{REM}), para uma falta no ponto mais distante em que se deseja proteger.

$$I_{50F} = \frac{KF \times |I_{3\phi,85\%}|}{RTC} \quad (2.7)$$

$$I_{3\phi,85\%} = \frac{I_{3\phi,LOC} \times I_{3\phi,REM}}{0,85 \cdot I_{3\phi,LOC} + 0,15 \cdot I_{3\phi,REM}} \quad (2.8)$$

2.2.6.2 Ajuste do Pick-up Instantâneo Residual

O ajuste do *pick-up* instantâneo residual (I_{50G}) deve respeitar a Equação (2.9), baseada na máxima corrente de curto-circuito monofásica a 85% do ponto mais distante em que se deseja proteger, multiplicada pelo fator de crescimento de carga (KF). A corrente de curto-circuito monofásica em 85% da rede pode ser calculada seguindo a Equação (2.8) porém utilizando as correntes de curto-circuito local e remoto para uma falta monofásica.

$$I_{50G} = \frac{KF \times |I_{1\phi,85\%}|}{RTC} \quad (2.9)$$

2.2.6.3 Ajuste do Pick-up Temporizado de Fase

O ajuste do *pick-up* temporizado de fase (I_{51F}) deve respeitar a Equação (2.10), pois dessa forma será garantido que esse valor seja maior que a máxima corrente de carga vista pelo relé e menor que a corrente de curto-circuito bifásica no ponto mais distante em que se deseja proteger.

$$\frac{KF \times F_{Sobrecarga} \times I_{L,máx}}{RTC} \leq I_{51F} \leq \frac{I_{2\phi,jus}}{RTC \times a} \quad (2.10)$$

É necessário que o *pick-up* seja maior que a corrente de carga máxima multiplicada pelo fator de crescimento de carga (KF) e de sobrecarga ($F_{Sobrecarga}$), pois precisa-se garantir que o religador não opere em condições normais ou permitidas. O fator de crescimento de carga garante maior vida útil ao ajuste, pois naturalmente o consumo de energia elétrica aumenta. O fator de sobrecarga por outro lado é importante para contemplar curtos momentos de tempo em que haja consumo superior ao nominal no alimentador. Por fim é necessário dividir o valor obtido pela relação de transformação do TC (RTC), pois esse ajuste é utilizado para medições de corrente secundária.

As correntes de curto-circuito têm diferentes magnitudes a depender do seu tipo, normalmente a maior corrente ocorre em curto-circuitos trifásicos, seguido pelos curtos bifásicos e por fim os curtos monofásicos. Do lado direito da Equação (2.10) temos uma desigualdade com a corrente de curto-circuito bifásica pois desejamos que o relé seja sensibilizado com a menor corrente de curto-circuito entre fases.

Conforme será apresentado em seguida, espera-se que a unidade residual atue para faltas monofásicas, que representam as menores correntes de falta. Seguindo a mesma lógica é necessário dividir o valor da corrente de curto-circuito bifásica pelo RTC e pelo fator de sensibilidade (a) referente ao tipo de relé a ser utilizado, para relés numéricos normalmente utiliza-se $a = 1,1$ (SILVA, 2014).

2.2.6.4 Ajuste do Pick-up Temporizado Residual

O ajuste do *pick-up* temporizado residual (I_{51G}) deve respeitar a Equação (2.11), pois dessa forma será garantido que esse valor seja maior que o máximo desequilíbrio de carga visto pelo relé e menor que a corrente de curto-circuito monofásico no ponto mais distante em que se

deseja proteger.

$$\frac{KF \times F_{Desequilíbrio} \times I_{L,máx}}{RTC} \leq I_{51G} \leq \frac{I_{1\phi,mín,jus}}{RTC \times a} \quad (2.11)$$

O ajuste do *pick-up* utilizado para proteger um alimentador primário de distribuição tem que ser maior do que o máximo desbalanço ($3I_0$) durante operações normais. Em um sistema bem projetado, o desbalanço de sequência zero pode ser muito pequeno, por exemplo 10% da carga (SEL, 2016). O ajuste do *pick-up* de um relé residual deve ser acima desse valor, o desequilíbrio é devido às cargas monofásicas que são distribuídas desuniformemente nas três fases. Em um sistema ideal em que se empregariam somente cargas trifásicas, não existiriam correntes de sequência zero em condições normais de serviço. Nesse caso o ajuste da corrente do *pick-up* residual poderia ser o menor possível.

O valor da corrente de falta medida pelo relé residual diminui com o aumento da distância até a falta. Existe um ponto na linha em que a corrente de falta é igual ao valor do máximo desbalanço. O relé residual não é capaz de detectar faltas além deste ponto (SEL, 2016).

2.2.6.5 Ajuste das Curvas de Fase

Os relés temporizados dos religadores possuem duas categorias, tempo inverso e tempo definido. Dentro dessas duas categorias existem quatro formas de atuação que podem ser vistas na Figura 2.6 abaixo. Os relés de sobrecorrente estão aptos a operar com qualquer dessas quatro curvas, porém usualmente é utilizada a curva de tempo inverso com unidade instantânea (d), pois essa garante maior liberdade para a coordenação dos elementos de sobrecorrente em série.

O processo de coordenação da unidade 51F consiste em garantir que, para todos os múltiplos de corrente, sempre existirá um Δt entre as curvas. Esse Δt , chamado de tempo de coordenação, é a mínima diferença de tempo que deve existir entre dois dispositivos de sobrecorrente mais próximos. Esse valor é baseado no tempo que o mecanismo do disjuntor leva para seccionar, no tempo de extinção do arco dentro do disjuntor e considera ainda um intervalo de segurança. É uma prática comum utilizar 0,30 segundos de tempo de coordenação para os relés microprocessados (SILVA, 2014).

O primeiro passo é definir a curva mais lenta existente à jusante do religador. Com essa curva definida são feitas três verificações de tempo de atuação, para a corrente de curto-circuito

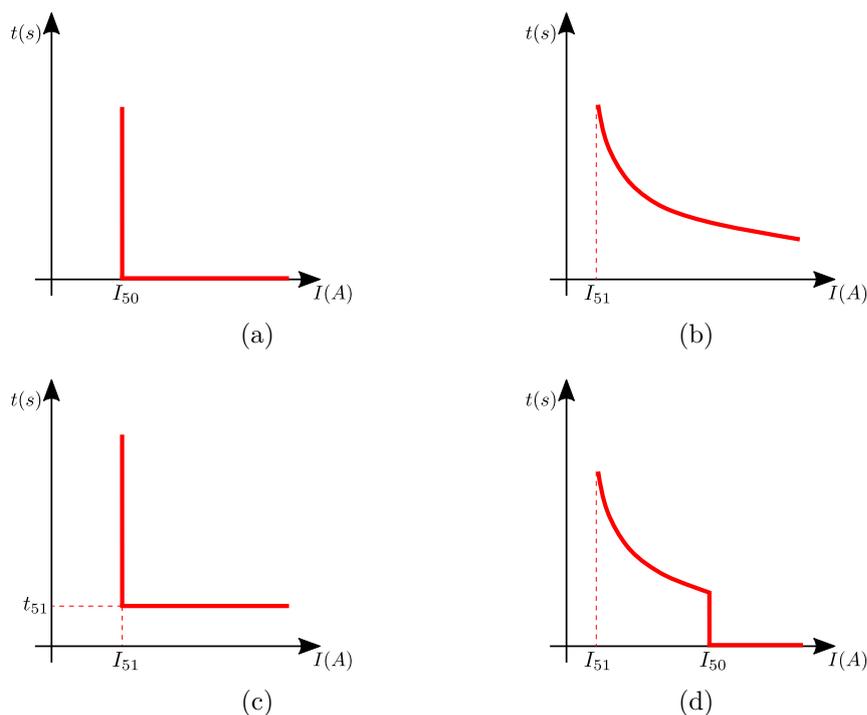


Figura 2.6. (a) Instantâneo - Unidade 50 (b) Tempo Inverso - Unidade 51 (c) Tempo Definido - Unidade 51 (d) Tempo Inverso com Unidade Instantânea - Unidade 50/51 (SILVA, 2014).

trifásica local, remota e 85% do ponto mais distante em que se deseja proteger. Para essas três verificações, deve-se garantir que exista o Δt estipulado.

2.2.6.6 Ajuste das Curvas Residuais

Para o ajuste das curvas residuais rápidas e lentas também é utilizada a característica tempo inverso com unidade instantânea garantindo o mesmo tempo de coordenação de Δt , a única ressalva é que para as três verificações do tempo de atuação são utilizados as correntes de curto-circuito monofásico ao invés da trifásica.

2.2.6.7 Sequência de Operação

Os religadores podem efetuar até quatro desligamentos, podendo ter todas as operações rápidas; todas as operações temporizadas/lentas; ou um número escolhido de operações rápidas, seguidas por operações lentas. Deve-se, preferencialmente, escolher uma sequência de operações com duas operações rápidas e duas operações temporizadas, com o propósito de reduzir a quantidade de queima de elos fusíveis durante defeitos transitórios.

A Figura 2.7 ilustra as correntes durante a operação de um religador com uma sequência de duas operações rápidas e duas temporizadas.

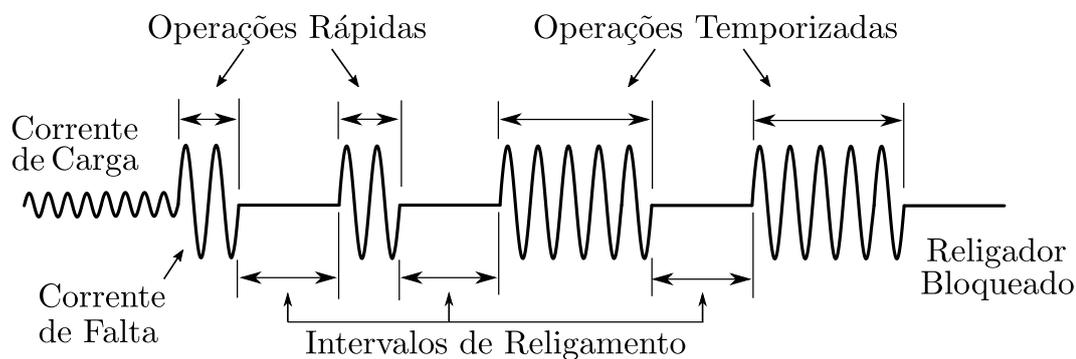


Figura 2.7. Sequência de operação de um religador (SEL, 2016).

2.2.6.8 Corrente de *Inrush*

A corrente de *Inrush* é um fenômeno transitório que ocorre com a energização do transformador ou após a extinção de curtos-circuitos. É uma corrente muito rica em componentes DC, harmônicas pares e ímpares e pode atingir valores de pico de até vinte vezes o valor da corrente nominal do transformador (SILVA, 2014).

As curvas temporizadas dos religadores são geralmente insensíveis às correntes de *Inrush*, devido ao tempo de operação ser maior que 0,1s para as correntes de *Inrush* esperadas no seu ponto de instalação. As curvas rápidas possuem tempos inferiores a 0,1s 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 (SEL, 2016).

2.3 COORDENAÇÃO ENTRE ELEMENTOS DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

O estudo da coordenação tem o objetivo de introduzir as metas, princípios e estratégias básicas para a determinação dos ajustes e parâmetros para criação de uma harmonia entre os equipamentos de proteção. A determinação dessas características tem o intuito de obter simultaneamente máxima sensibilidade, velocidade, segurança e seletividade. Conforme apresentado em SEL (2016), uma estratégia básica de coordenação envolve as seguintes etapas:

1. Estabelecer duplas de coordenação partindo da carga e indo em direção à fonte;

2. Determinar a corrente de carga máxima;
3. Executar estudo de curto-circuito no trecho protegido e no ponto de instalação do equipamento;
4. Com base na carga máxima e no estudo de curto-circuito, determinar o *pick-up* de todos os dispositivos de sobrecorrente;
5. Determinar as características dos dispositivos de sobrecorrente restantes, partindo sempre da carga e indo em direção à fonte.

A rede de distribuição possui uma grande quantidade de equipamentos distribuídos para a proteção dos ramais e de transformadores. A coordenação entre esses equipamentos é essencial para que o trecho do circuito não seja desligado sem necessidade. Quando são posicionados dois ou mais elementos de sobrecorrente em série, o equipamento mais próximo à falta é denominado de protetor, e constitui a proteção principal. O equipamento a montante deste é denominado de protegido, e constitui a proteção de retaguarda.

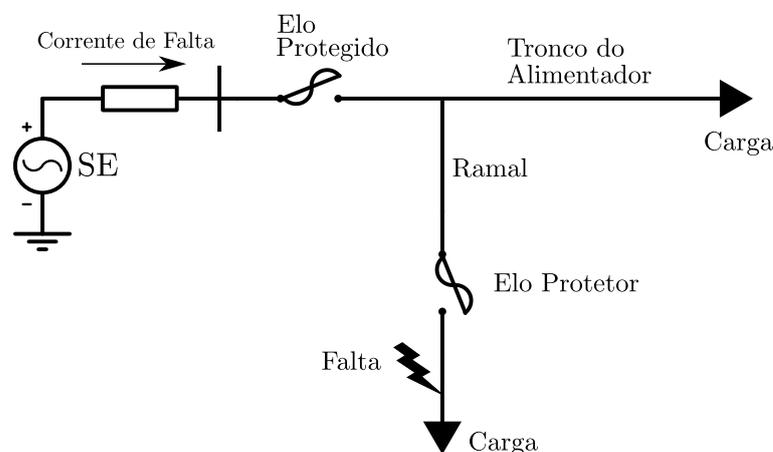


Figura 2.8. Diferença entre elemento de sobrecorrente protetor e protegido.

A função de retaguarda é necessária no caso em que o dispositivo a jusante venha a falhar operacionalmente na ocorrência de um defeito dentro de sua zona de proteção. A operação do dispositivo à montante deve ser mais lenta que a do dispositivo a jusante para evitar uma operação indesejada. Adicionalmente o dispositivo a montante não deve operar para condições normais, sem a presença de falta, como por exemplo, carga máxima, sobrecarga, partidas de cargas a frio e correntes de *inrush*.

Através do correto ajuste dos dispositivos de sobrecorrente é possível obter a coordenação e seletividade, de maneira que o tempo de operação do dispositivo de retaguarda (à montante) seja razoavelmente maior que o tempo de operação do dispositivo principal (à jusante). É interessante que esse requisito seja atendido para todos os tipos de falta dentro da zona protegida pelo dispositivo principal.

A tentativa de se obter simultaneamente sensibilidade, velocidade, segurança e seletividade provoca conflitos de coordenação. De acordo com SEL (2016) surgem os seguintes pontos de conflito:

1. **Sensibilidade vs. Segurança:** É interessante que a corrente de *pick-up* do relé do alimentador e a capacidade nominal do elo fusível sejam tão baixas quanto possível, para propiciar a máxima sensibilidade. Entretanto, pode ser necessário aumentar esses valores de operação para evitar a operação indevida durante condições normais de operação, como corrente de carga superior à normal e correntes de *inrush*;
2. **Velocidade vs. Segurança:** Idealmente, o tempo de operação de um dispositivo de sobrecorrente deve ser simultaneamente mais rápido que o tempo de danos dos equipamentos protegidos e ser mais lento que a duração dos fenômenos transitórios normais que podem ocorrer no sistema;
3. **Velocidade vs. Seletividade:** Para propiciar a seletividade, é sempre desejável que o dispositivo mais próximo da falta opere primeiro. Dessa forma introduz-se uma temporização intencional no dispositivo a montante. Se o dispositivo a jusante tiver uma característica de operação lenta, a temporização adicionada ao dispositivo a montante pode possibilitar a criação de danos no equipamento protegido devido à invasão da curva de danos do equipamento protegido.

Dessa forma, é necessário achar uma solução intermediária que atenda simultaneamente aos requisitos conflitantes, fazendo uma análise do comportamento do circuito, analisando suas peculiaridades. Diversas combinações de coordenação são possíveis, a seguir serão apresentadas as duplas de coordenação mais comuns.

2.3.1 Coordenação Fusível - Fusível

Conforme dito anteriormente, é comum na rede de distribuição a instalação de chaves fusíveis para proteção de ramais de distribuição e de transformadores, possuindo, portanto, um elevado número de elos fusíveis na rede. A corrente nominal do elo protetor e do elo protegido é calculada conforme as equações (2.1) e (2.2). De acordo com Conceição (2012) os seguintes critérios devem ser considerados:

- O tempo máximo de eliminação do fusível protetor não deve exceder 75% do tempo mínimo de fusão do fusível protegido, conforme mostra a Equação (2.12) (SEL, 2016);

$$t_{máx,protetor} \leq 0,75 \times t_{min,protegido} \quad (2.12)$$

- O elo protegido deverá coordenar com o elo protetor pelo menos para a corrente de curto-circuito fase-terra mínima no ponto de instalação do elo protetor;
- Deve-se procurar aplicar os critérios de coordenação no máximo entre duas chaves em série. Um elevado número de elos fusíveis em série dificulta a coordenação devido a sua faixa de proteção;
- A coordenação entre elos fusíveis de alimentadores e ramais com os elos de transformadores, pode acarretar em uma corrente nominal muito elevada do elo fusível a montante do transformador, prejudicando a seletividade da proteção do circuito em média tensão. Dessa forma, pode ser desprezada a coordenação em face da proteção do alimentador.

Os fusíveis são divididos em duas categorias, preferencial (6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200) e não-preferencial (8, 12, 20, 30, 50 e 80), para auxiliar sua coordenação. Como esses grupos são fabricados com valores alternados, algum grau de coordenação é natural e inerente entre fusíveis adjacentes dentro do mesmo grupo.

2.3.2 Coordenação Relé - Relé

Quando existirem dois ou mais relés instalados em um mesmo alimentador, todos devem operar o mais rápido possível dentro do critério de seletividade de proteção. Dessa forma, o relé mais próximo da falta deve operar primeiro e na falha deste, deve operar o relé de retaguarda mais próximo do defeito e assim sucessivamente (CONCEIÇÃO, 2012). Conforme descrito em

2.2.6.7 para manter a seletividade, deve-se realizar a coordenação entre os relés. A coordenação consiste em garantir um retardo de tempo Δt de atuação do relé mais a montante com relação ao relé a jusante. Este tipo de coordenação é mais utilizada em sistemas radiais, que constitui o sistema do presente estudo.

2.3.3 Coordenação Relé Residual - Fusível

A coordenação que funciona bem para os relés de fase não é tão simples para os relés residuais. Isso ocorre, pois, os fusíveis são elementos de sobrecorrente de fase. Dessa forma, o valor nominal do fusível deve ser escolhido de acordo com a carga máxima. Esse valor é normalmente maior que a corrente de *pick-up* do relé residual, os quais possuem valores baixos para detecção de faltas com impedância de conexão (SEL, 2016).

2.3.4 Coordenação Relé - Religador

Assim como na coordenação entre Relé-Relé, a coordenação entre Relé-Religador deve satisfazer a Equação (2.13) para todas as faltas dentro da zona de proteção do dispositivo à jusante. Esse critério é válido para curvas que possuem ou não elemento instantâneo. Deve-se garantir que o relé de fase ou residual que comanda o disjuntor do alimentador não venha a operar enquanto o religador realiza a sua sequência de operação, até que a falta seja extinta ou até que o religador bloqueie.

$$t_{montante} > t_{jusante} + \Delta t \quad (2.13)$$

Na prática, é necessário checar a coordenação para a corrente de falta correspondente ao ajuste instantâneo do relé de sobrecorrente à jusante e utilizar a mesma curva inversa adicionando-se o intervalo de coordenação. Em geral, esse critério resulta em tempos de operação mais rápidos para o dispositivo à montante. O elemento instantâneo do relé a montante é ajustado de maneira normal, isto é, para uma falta a 85% da distância entre os relés (SEL, 2016).

2.3.5 Coordenação Religador - Fusível

É possível através da combinação das curvas rápida e lenta de um religador executar o esquema de preservação do fusível. O objetivo desse esquema é que a curva rápida do religador elimine as faltas temporárias localizadas a jusante do fusível. Se a falta for permanente, o fusível vai operar durante a primeira operação lenta do religador, normalmente na sua terceira operação (SEL, 2016). Dessa forma temos os seguintes critérios:

- O tempo mínimo de fusão do elo fusível deve ser maior do que o tempo de eliminação da curva rápida do religador;
- O tempo máximo de eliminação do elo fusível deve ser menor do que o tempo de operação da curva lenta do religador.

A faixa de coordenação entre esses dois elementos é definida pela intersecção da curva de eliminação total do fusível com a curva lenta do religador e a intersecção da curva de fusão mínima do fusível com a curva rápida do religador. Convém lembrar que uma regra prática geral para determinação do tempo mínimo de fusão, com a compensação do pré-aquecimento, consiste em assumir que o tempo de fusão é 75% do tempo de operação divulgado pelo fabricante (SEL, 2016).

Idealmente, a faixa das correntes de falta para as quais espera-se que o fusível opere, deve cair dentro da faixa de coordenação. Isso não é sempre possível, pois, existe uma grande probabilidade de existir uma impedância de falta. Quando a impedância de falta aumenta, há uma redução drástica no nível de corrente de falta. O resultado é a possibilidade de a corrente de falta ser menor do que a mínima corrente para a qual o fusível é projetado para operar (SEL, 2016).

2.4 ABERTURA MONOPOLAR EM RELIGADORES

2.4.1 Motivação

A procura pela melhoria dos indicadores e pelo aumento da confiabilidade e continuidade dos serviços das concessionárias provocou a reavaliação de algumas práticas antigas na proteção dos

sistemas de distribuição. Embora esses sistemas utilizem dispositivos de proteção monofásicos, como os fusíveis, as distribuidoras tem resistido a implementar a abertura monopolar (AM) em seus religadores. As principais justificativas para sua não implementação são: proteção das cargas trifásicas, dificuldade de coordenar dispositivos ao longo do alimentador e a perda de sensibilidade dos dispositivos de proteção para faltas de baixa magnitude (HATAWAY; MOXLEY, 2009).

Os religadores mais modernos já possuem essa função e permitem a configuração da abertura monopolar (AM) para diferentes tipos de aplicação. Em contrapartida, essa funcionalidade impõe alguns desafios do ponto de vista da implementação, comunicação e coordenação adaptativa, de tal forma que é necessário ter alguns cuidados extras para experimentar suas vantagens sem comprometer a confiabilidade e segurança da proteção.

Conforme apresentado pela Tabela 2.1 o tipo mais comum de falta no sistema de distribuição é a monofásica. Dessa forma, quando consideramos a opção de seletividade na eliminação da falta, é evidente o benefício em isolar somente a fase afetada ao invés do seccionamento das três fases. Esquemas de disparo monofásico isolam apenas a fase envolvida, podendo reduzir o número de interrupções em dois terços para faltas monofásicas e um terço para faltas bifásicas (HATAWAY; MOXLEY, 2009). Entretanto, de acordo com o submódulo 20 dos procedimentos de rede, elaborado pelo ONS, o religamento automático pode ser monopolar ou tripolar, de tal forma que o fechamento monopolar ocorre apenas para as faltas monofásicas enquanto que o fechamento tripolar deve ocorrer para os demais tipos de falta.

A aplicação mais comum dos religadores com AM é em redes de distribuição rural, pois esse tipo de alimentador usualmente possui em sua maioria, clientes com padrão de entrada monofásico e uma rede de distribuição que cobre extensas áreas. Devido à sua distância, as interrupções de fornecimento nas redes rurais tendem a ser mais longas, devido a três principais motivos: tempo necessário para execução da manutenção, tempo necessário para localizar o defeito e tempo gasto para transportar equipamentos e suprimentos ao local. Outro fator que contribui para o sucesso dessa filosofia em redes rurais, é o fato de o nível de corrente de carga nesses alimentadores serem menores, de tal forma que a preocupação com o desbalanço das correntes é minimizada (FAHEY; BURBURE, 2008).

2.4.2 Desafios da abertura monopolar

De acordo com Cheney *et al.* (2009) existem três possíveis modos de operação quando se utiliza uma única unidade de controle em conjunto com um religador capaz de executar a AM.

1. **Abertura e bloqueio monopolar:** permite abertura, religamento e bloqueio independente. Esse modo resulta no menor impacto de interrupção para uma falta monofásica, não pode ser implementado quando não existir uma proteção específica para cargas trifásicas e quando não é permitido a operação do sistema desbalanceado;
2. **Abertura monopolar e bloqueio tripolar:** permite a abertura e religamento independente, porém caso alguma fase precise ser bloqueada, as outras fases também são seccionadas. Essa configuração é utilizada quando o sistema não suporta longos períodos com correntes desbalanceadas, resultando em um bloqueio pela corrente residual;
3. **Abertura e bloqueio tripolar:** é a configuração que permite a operação tradicional do religador, atuando de forma tripolar independente do tipo de falta. Utilizado quando os níveis de carga proíbem qualquer desequilíbrio incremental que uma interrupção monofásica momentânea causaria.

Conforme apresentado na filosofia da proteção da distribuição, o elemento de sobrecorrente residual é muito utilizado nos alimentadores com o intuito de aumentar a sensibilidade da proteção do sistema para faltas que envolvem o terra e por permitirem a identificação de faltas de baixa magnitude para o terra. A utilização da AM apresenta algumas restrições para esse tipo de elemento, pois no momento em que uma fase é seccionada, a corrente residual deixa de ter um valor irrisório, de tal forma que dependendo do *pick-up* desse elemento residual, pode ocorrer uma atuação indevida.

Em operação normal do sistema existirá um baixo desequilíbrio entre as correntes, originado pelo desbalanço das cargas, e por consequência uma baixa corrente residual. Normalmente, é possível configurar os ajustes para os elementos residuais acomodando esse desbalanço nominal, garantindo a alta sensibilidade e a identificação das faltas de baixa magnitude. No entanto, durante os períodos em que uma ou duas fases estão seccionadas, mesmo com a corrente de carga normal fluindo nas fases operacionais, o desequilíbrio do circuito aparecerá como uma

corrente residual significativa. Nesse momento é necessário reajustar ou bloquear a proteção residual do equipamento que efetuou a AM e de todos os dispositivos de proteção à montante dele (CHENEY *et al.*, 2009).

Dependendo dos níveis de carga, devido a uma AM, esta corrente residual pode ser grande em comparação com o desequilíbrio típico e a sensibilidade da proteção do sistema, nesse caso pode ser necessário sacrificar a sensibilidade para permitir a operação monopolar. A solução mais direta para resolver esse problema é aumentar os *pick-ups* dos ajustes de sobrecorrente residual. Entretanto esse aumento pode ser inviável onde o valor da corrente residual para uma falta é inferior à corrente de desequilíbrio gerada pela AM (HATAWAY; MOXLEY, 2009). Isso pode ocorrer, por exemplo, para uma falta monofásica de alta impedância no fim de um ramal do alimentador.

Além da corrente residual, podem ocorrer problemas de coordenação entre o equipamento com função de religamento à montante e o religador que efetuou a AM. As correntes que esses dois dispositivos leem podem ser diferentes, de tal forma que o tempo de atuação do dispositivo à montante não seja o mesmo do religador que efetuou a AM. Caso não exista uma margem de tempo entre os dispositivos, pode-se perder a coordenação entre os equipamentos. Esse problema pode ainda ser agravado quando se avalia a sequência de operação do religador para faltas que envolvem mais de uma fase, se as duas fases operarem de forma independente, o dispositivo à montante terá muitas operações para ter que coordenar (HATAWAY; MOXLEY, 2009).

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DO ALIMENTADOR E DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

3.1 ATP / MODELS

O ATP (*Alternative Transients Program*) é um software do tipo EMTP (*Electromagnetic Transients Program*), desenvolvido por Scott W. Meyer. Este programa é capaz de realizar simulações de transitórios eletromagnéticos em sistemas polifásicos, com distintas configurações. Um estudo de transitórios pode tanto levar à especificação dos dispositivos de proteção dos equipamentos de um sistema elétrico quanto pode permitir a determinação dos motivos que provocaram uma perturbação no sistema (FILHO; PEREIRA, 1996).

Este software possui diversos modelos para representação de componentes elétricos visando implementações e simulações dos sistemas elétricos de potência. A formulação matemática do programa é baseada no método das características (método de Bergeron) para elementos com parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para parâmetros concentrados. Como um programa digital o ATP não permite obter uma solução contínua no tempo, são calculados valores a intervalos discretos de tempo (FILHO; PEREIRA, 1996).

A MODELS é uma linguagem de programação descritiva voltada para as simulações no domínio do tempo, essa linguagem é utilizada para descrever o comportamento dinâmico de sistemas físicos complexos (DUBE, 1996). No presente estudo essa linguagem foi utilizada para implementar os equipamentos de proteção, relés de sobrecorrente, fusíveis e religadores.

No ATP, a MODELS pode ser usada para descrever a operação dos componentes do circuito e de controle. Essa linguagem permite uma grande quantidade de alternativas para a medição de grandezas não fornecidas diretamente pelo programa ou mesmo para o pós-processamento das grandezas calculadas pelo ATP em programas externos (DUBE, 1996).

3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO ESTUDADA

A rede de distribuição utilizada para esse estudo é um alimentador aéreo real da CEB, apresentado na Figura 3.1. O alimentador tem característica radial, com cabos de alumínio CA na configuração convencional e compacta, operando na tensão primária de 13,8 kV, na frequência de 60 Hz. Esse alimentador aéreo é intitulado de 1004, pois é o quarto circuito abastecido pela subestação 10. Atende a área SHIS QL's 22, 24, 26 e QI's 23, 25, 26 do Lago Sul, possui 23,45 quilômetros de rede aérea com potência instalada de 6420 kVA que atendem 1557 clientes.

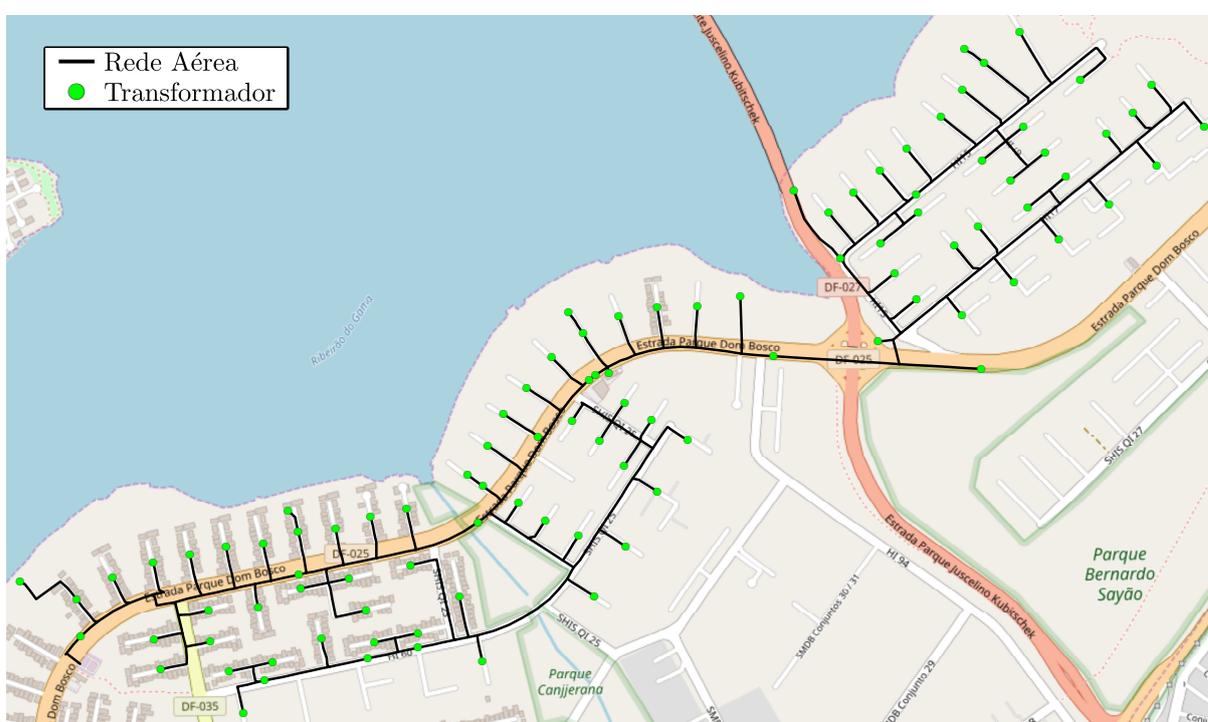


Figura 3.1. Alimentador 1004 da CEB.

A subestação 10 da CEB é abastecida por três linhas em 34,5 kV, sendo duas linhas da subestação Mangueiral, representada pela sigla MG e a terceira linha da subestação da usina do Paranoá, representada pela sigla UPA. A SE 10 possui dois autotransformadores de 20 MVA, que rebaixam a tensão de 34,5 para 13,8 kV. O barramento de 13,8 kV da SE-10 é do tipo barra simples com oito alimentadores de distribuição aérea, possui também quatro bancos de capacitores para compensação de energia reativa, sendo cada banco de 2,4 MVar.

Esse barramento possui corrente de curto-circuito monofásica de $12,22\angle - 80,12^\circ$ kA e corrente de curto-circuito trifásico de $9,53\angle - 78,41^\circ$ kA. Esses valores de corrente de curto-

circuito determinam a impedância equivalente de Thévenin do barramento de 13,8 kV. Percebe-se que, diferentemente do usual, nesse ponto a corrente de curto-circuito monofásico possui módulo superior ao trifásico. Isso ocorre devido à localização desse barramento no sistema, uma vez que ele está conectado ao terminal estrela aterrado do transformador Dyn da SE, as contribuições de sequência zero são elevadas nesse ponto, o que gera uma reatância equivalente de sequência zero inferior à reatância equivalente de sequência positiva.

As impedâncias de sequência positiva e zero que representam o sistema elétrico a montante da SE são calculadas com bases nas Equações (3.1) e (3.2). Considerando que a tensão nominal nesse barramento é de 1 pu, temos que a potência de curto-circuito trifásica $S_{cc,3\phi}$ é igual ao conjugado da corrente de curto-circuito trifásica $I_{cc,3\phi}^*$, assim como a potência monofásica $S_{cc,1\phi}$ é igual ao conjugado da corrente de curto-circuito monofásica $I_{cc,1\phi}^*$. Dando origem aos seguintes valores: $Z_1 = 0,16796 + j0,81899 \Omega$ e $Z_0 = j0,28901 \Omega$.

$$Z_1 = \frac{S_{base}}{S_{3\phi}^*} \quad (3.1)$$

$$Z_0 = 3 \frac{S_{base}}{S_{1\phi}^*} - 2 \frac{S_{base}}{S_{3\phi}^*} \quad (3.2)$$

3.2.1 Condutores Elétricos

Os cabos da rede de distribuição estudada se dividem em duas grandes classes, a rede convencional e a rede compacta.

- **Rede convencional:** Recebe essa denominação pois é a configuração mais tradicional, principalmente pela questão financeira. Os condutores dessa configuração são de alumínio nú sem alma de aço (CA) e ficam dispostos horizontalmente.
- **Rede compacta:** Esse tipo de rede possui cabos de alumínio cobertos em XLPE, denominados de cabo protegido¹. Os cabos são separados por espaçadores poliméricos em formato losangular e sustentados por um cabo mensageiro. Essa configuração permite uma maior proximidade entre os condutores.

A rede compacta apresenta um melhor desempenho face às adversidades e condições ambi-

¹Cabo protegido é um cabo de alumínio dotado de cobertura protetora de composto extrudado de polímero termofixo ou termoplástico, cuja cobertura tem a função de reduzir a corrente de fuga em caso de contato acidental do cabo com objetos aterrados e diminuir o espaçamento entre os condutores. A cobertura não apresenta confinamento do campo elétrico, portanto não confere a característica de isolamento ao cabo.

entais quando comparada à rede convencional, pois permite eventuais contatos dos condutores energizados com outros objetos e com a arborização. Atualmente a CEB instala esse tipo de condutor para toda nova construção de rede e em troncos dos alimentadores radiais, com o intuito de garantir maior segurança e elevar o índice de confiabilidade da sua rede de distribuição.

A Figura 3.2 abaixo mostra a diferença estrutural entre as redes convencional e compacta. A rede convencional usualmente é empregada com isoladores de porcelana, enquanto que na rede compacta utilizam-se isoladores poliméricos.

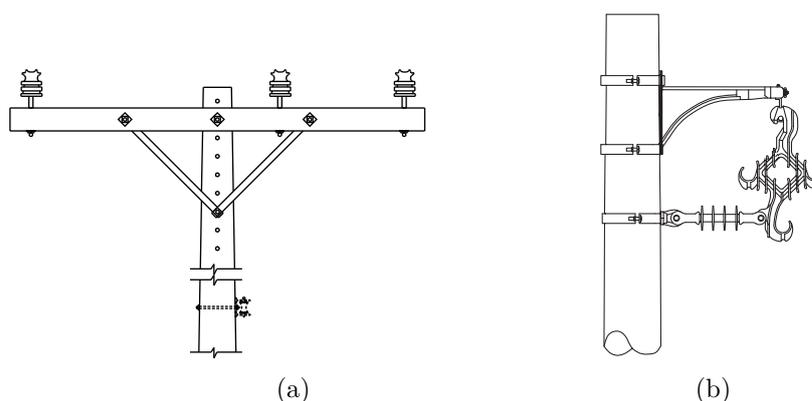


Figura 3.2. (a) Rede convencional (b) Rede compacta (ENERGISA, 2012).

A Tabela 3.1 apresenta as distâncias e características elétricas necessárias para a modelagem das linhas no ATP para cada tipo de cabo existente no alimentador estudado. Para a modelagem dessas linhas foi utilizado o elemento LCC. As informações apresentadas na Tabela foram obtidas no catálogo técnico dos condutores elétricos de alumínio da ALUBAR.

Tabela 3.1. Descrição dos cabos do alimentador 1004.

Descrição do Cabo	Comprimento Total [km]	Geometria	Área [mm^2]	Rout [cm]	Resis [$\frac{\Omega}{km}$]
4 AWG	11,92	Horizontal	21,12	0,25928	1,3605
2 AWG	1,44	Horizontal	33,54	0,32674	0,8567
1/0 AWG	0,16	Horizontal	53,52	0,41275	0,5369
4/0 AWG	1,30	Horizontal	107,41	0,58472	0,2675
50 mm^2	4,28	Compacta	50	0,39894	0,5807
185 mm^2	4,35	Compacta	185	0,76738	0,1545

Foi necessário agrupar os trechos de linha que possuem o mesmo condutor e mesma disposição, de tal forma que não fosse necessário criar um elemento para cada vão de rede, que normalmente possui de 30 a 60 metros. Essa consideração permitiu uma redução do número

de elementos necessários na simulação, facilitando a modelagem sem comprometer a correta representatividade da rede. Para o preenchimento do elemento LCC foram inseridas as seguintes informações:

- Resistividade do solo em que a rede está localizada. No presente trabalho foi utilizado $350 \Omega \cdot \text{m}$;
- Consideração do efeito *skin*;
- Comprimento de cada trecho de linha;
- Tipo de representação da linha, no presente trabalho foi utilizado o modelo Pi equivalente a parâmetros concentrados;
- Parâmetros elétricos dos cabos: raio interno, externo e resistência DC por quilômetro;
- Representação geométrica em que os condutores estão dispostos, como distância horizontal e distância vertical. O elemento LCC permite a consideração da distância vertical no ponto médio do vão, para considerar uma possível flecha, muito comum em linhas de transmissão. Porém por se tratar de uma rede de distribuição, essa flecha foi desconsiderada devido à proximidade entre as torres de sustentação da rede.

3.2.2 Representação dos Transformadores

É razoável considerar que os clientes conectados ao alimentador 1004 tem padrão de entrada trifásico, pois podemos classificar esses clientes como majoritariamente grandes residências e alguns consumidores comerciais. Dessa forma as cargas conectadas na baixa tensão (380/220 V) foram referenciadas na média tensão (13,8 kV) como uma carga trifásica equivalente. Essa consideração é muito importante para a primeira etapa deste estudo, pois com essa representação não é necessário modelar a rede de baixa tensão.

Partindo do pressuposto de que os consumidores conectados no alimentador têm suas cargas equilibradas entre as três fases, as cargas do alimentador foram representadas por cargas trifásicas conectadas em estrela. Para determinar a impedância das cargas foram feitas duas considerações, considerando um cenário menos conservador:

- **Fator de utilização** (Fu) de 100%, ou seja, a potência consumida pela carga é a potência nominal do transformador;

- **Fator de potência** (fp) das cargas conectadas ao transformador é de 0,92 indutivo.

Para o cálculo da resistência e reatância equivalente foram utilizadas as Equações (3.3) e (3.4). A Tabela 3.2 abaixo apresenta o quantitativo e a impedância utilizada para modelar cada tipo de transformador no ATP.

$$R = \frac{|V|^2}{S_{3\phi}} \times fp \quad (3.3)$$

$$X = \frac{|V|^2}{S_{3\phi}} \times \text{sen}(\text{acos}(fp)) \quad (3.4)$$

Tabela 3.2. Descrição dos transformadores do alimentador 1004.

Potência Nominal [kVA]	Quantidade	P [kW]	Q [kVAr]	R [Ω]	X [Ω]
15	2	13,8	5,88	11680,32	4975,80
30	17	27,6	11,76	5840,16	2487,90
45	34	41,4	17,64	3893,44	1658,60
75	37	69,0	29,39	2336,06	995,16
112,5	5	103,5	44,09	1557,38	663,44
150	3	138,0	58,79	1168,03	497,58
225	2	207,0	88,18	778,69	331,72

Após a escolha dos fatores de utilização e de potência, foi necessário verificar se os níveis de tensão em todos os pontos do alimentador respeitam os valores definidos pela ANEEL no anexo 1 do PRODIST - Módulo 8.

Esse documento estipula os níveis de tensão admissíveis para diversos níveis de tensão. Para que os pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV estejam em condição adequada, a faixa de variação de tensão de leitura (V_L) deve respeitar a Equação (3.5), onde V_N é a tensão nominal de linha, que no presente estudo é 13,8 kV.

$$0,93V_N \leq V_L \leq 1,05V_N \quad (3.5)$$

A Figura 3.3 abaixo apresenta os níveis de tensão em todas as barras do alimentador variando o fator de utilização do transformador de 0,8 a 1,2. Esses gráficos foram gerados a partir da exportação das tensões nodais do ATP.

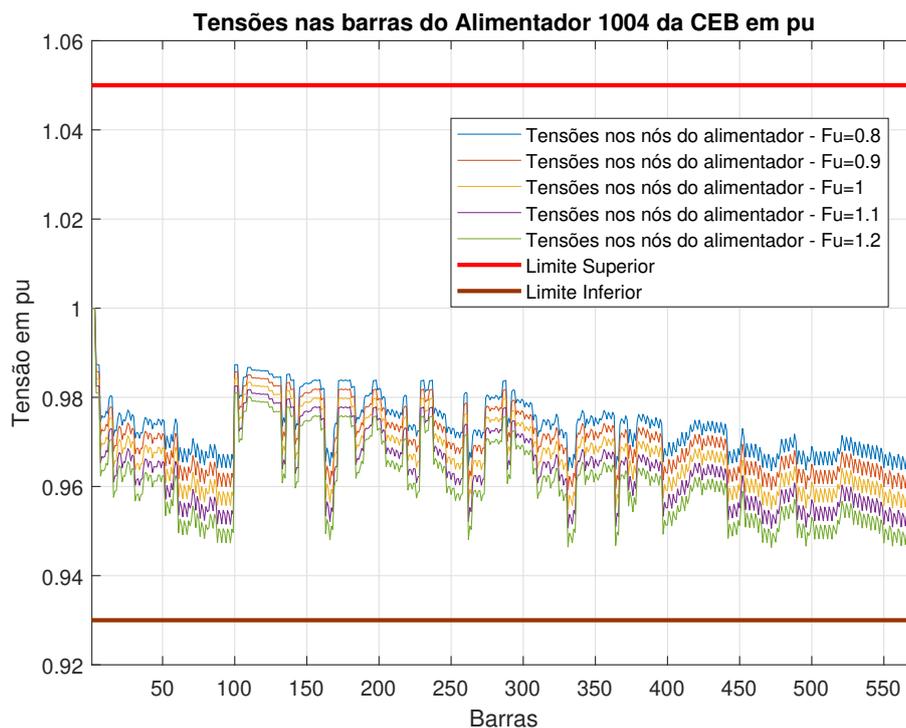


Figura 3.3. Tensões em pu nas barras do alimentador variando F_u .

A título de comparação a Tabela 3.3 fornece valores médios reais do alimentador, valores estes que foram obtidos através da plataforma SCADA da CEB e os valores obtidos na simulação em regime permanente no ATP.

Tabela 3.3. Valores reais e simulados do alimentador 1004.

Fonte dos Dados	Fator de Potência (fp)	Fluxo Potência Ativa [kW]	Fluxo Potência Reativa [kVAr]
SCADA (Real)	0,9262	2063,04	833,56
ATP (Simulado)	0,9200	1874,28	832,86

Analisando a Tabela 3.3 e o gráfico apresentado na Figura 3.3 percebe-se que a escolha de um fator de utilização 1 e um fator de potência de 0,92 indutivo asseguram uma boa representação do sistema de distribuição real, garantindo que os valores de tensão não extrapolem os limites estipulados pela ANEEL. Para a escolha do fator de utilização foi priorizado o valor do fluxo de potência ao invés da corrente de carga devido a metodologia utilizada na representação das cargas, que foram modeladas como de potência constante.

Parte do tronco do alimentador 1004 compartilha ao longo de 3,65 quilômetros a mesma estrutura de rede com o circuito 1008. Dessa forma foi necessário representar seis condutores

nesse trecho de rede, três de cada circuito, para consideração do acoplamento elétrico entre os circuitos.

Por questão de simplificação, foi considerado que todas as cargas do alimentador 1008 estariam concentradas em uma única impedância equivalente, de tal forma que haveria um fluxo de potência equivalente ao das cargas distribuídas pelo alimentador. Para a determinação dessa impedância equivalente foi utilizado a potência total dos transformadores desse circuito com o mesmo fator de utilização de 100% e o fator de potência de 0,92 indutivo. A impedância equivalente também foi calculada de acordo com as Equações (3.3) e (3.4).

3.3 LOCALIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

3.3.1 Localização das Chaves Fusíveis

As chaves fusíveis são muito empregadas para proteção de transformadores, proteção de derivações e ramais e também como chaves de transferência que podem operar como normalmente aberta e serem manobradas em caso de contingência. A chave fusível também pode ser utilizada nos casos em que o curto-circuito mínimo não é suficiente para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda.

É um costume comum dos projetos de rede de distribuição da CEB não ultrapassar a três o número de chaves fusíveis em série, incluída a chave de entrada do consumidor. Outro costume da companhia é somente utilizar a chave de ramal no caso em que o ramal tenha extensão superior a 300 metros ou em que exista pelo menos três transformadores sendo alimentados por esse ramal.

No alimentador em estudo foram modeladas apenas as chaves de proteção de ramais, as chaves fusíveis de transformadores não foram consideradas nesse estudo, pois além das cargas terem sido modeladas na média tensão a CEB já possui uma padronização do elo fusível utilizado com base na potência nominal do transformador. Essa determinação não compromete o estudo de coordenação e seletividade do alimentador, visto que os fusíveis protetores de ramal já serão escolhidos de tal forma que estejam coordenados com os fusíveis à jusante.

3.3.2 Localização dos Religadores

Os religadores podem ser utilizados tanto para a proteção da saída de alimentadores, como para a proteção de ramais, ao longo do alimentador. No presente estudo estes dispositivos serão utilizados para a proteção de dois ramais do alimentador 1004. Conforme apresentado nas características do religador 2.2.4 os critérios levados em consideração para a instalação dos religadores na rede de distribuição são:

- Em pontos de circuitos longos onde a corrente de curto circuito não tem valor expressivo capaz de sensibilizar os dispositivos de proteção à montante;
- Na derivação de alguns ramais que suprem cargas relevantes;
- Em ramais que necessitam de continuidade de serviço;
- Pontos de bifurcação de alimentadores.

A Figura 3.4 representa a localização e as zonas de proteção principal de cada dispositivo digital de sobrecorrente. Os dois religadores denominados pela CEB de RE-1008 (Azul) e RE-1204 (Vermelho) e o relé da subestação (Roxo). Nessa configuração é possível considerar que os religadores foram posicionados em derivações de ramais da rede de distribuição.

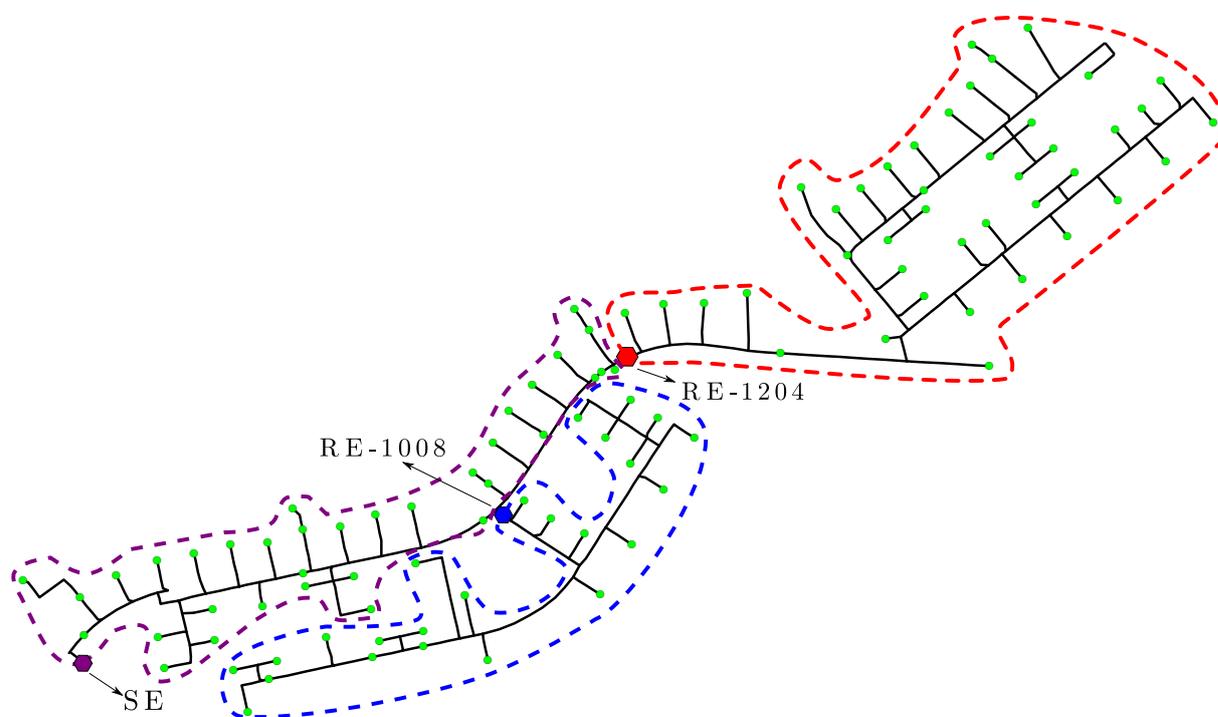


Figura 3.4. Zonas de proteção no alimentador 1004.

Com essa composição temos que a área interna às zonas tracejadas em azul e vermelho terão

como equipamentos de proteção principal os religadores RE-1008 e RE-1204 respectivamente. Essas mesmas zonas terão ainda como proteção de retaguarda remota o relé de sobrecorrente da subestação, que nas regiões azul e vermelha atuará caso ocorra uma eventual falha do sistema de proteção principal. Já para a área interna à área roxa esse mesmo relé de sobrecorrente da SE será o dispositivo de proteção principal.

Com a composição apresentada na Figura 3.4 não será necessário a execução do estudo de coordenação entre os dois religadores, uma vez que os mesmos não estão em série. Cada religador deverá coordenar simultaneamente à montante com o relé da SE e à jusante com os fusíveis internos à sua zona de proteção.

3.4 DIMENSIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

3.4.1 Dimensionamento dos TCs

Os TCs são conectados em série com a carga e tem como principal função isolar os equipamentos de medição e de proteção do circuito de alta tensão, fornecendo uma corrente de dimensões adequadas para serem utilizadas pelos equipamentos. Os TCs possuem dois pontos de conexão: o primário e o secundário. O primário conduz uma corrente elevada que circula no circuito de interesse, já o secundário fornece uma corrente de magnitude inferior e proporcional à corrente no seu primário, padronizada por norma em 1A ou 5A.

Os TCs utilizados no alimentador em estudo são de baixa reatância do tipo C400 com 5A de corrente secundária. De acordo com a norma ANSI C57.13, a denominação C vem da palavra *Calculated*, que indica que o efeito do fluxo de dispersão na relação de transformação pode ser desprezado e o desempenho do TC é calculado a partir da sua curva de excitação e dos circuitos equivalentes (TEAM *et al.*, 2016). O número 400 representa a máxima tensão secundária que o TC é capaz de suportar, essa tensão é determinada considerando a máxima corrente secundária de 100A de tal forma que o máximo erro de relação² seja inferior a 10%.

Os transformadores de corrente, assim como os transformadores de potência, possuem um

²O erro de relação ocorre devido à corrente que circula no ramo de magnetização do transformador de corrente, e que portanto não será lida pelo equipamento de proteção. Esse erro é calculado pela razão entre a corrente que circula pelo ramo de magnetização e a corrente secundária total.

comutador chamado TAP que permite variar a quantidade de espiras em que se deseja conectar no seu circuito secundário. Como a corrente secundária é fixada em 5A é possível definir os TAPs de acordo com a corrente que circulará pelo primário do TC. Esses valores de TAP variam de acordo com o tipo de TC, para o C400 especificamente, é possível selecionar esse TAP de 100:5A até 1200:5A conforme mostra a Figura 3.5.

A curva de excitação para o TC do tipo C400 é apresentada na Figura 3.5. Analisando essa curva é possível perceber que à partir da reta E_k ocorre a saturação da tensão secundária do TC conforme há um aumento da corrente secundária, essa característica faz com que haja um corte da corrente medida, de tal forma que a proporcionalidade desejada com a corrente primária seja perdida.

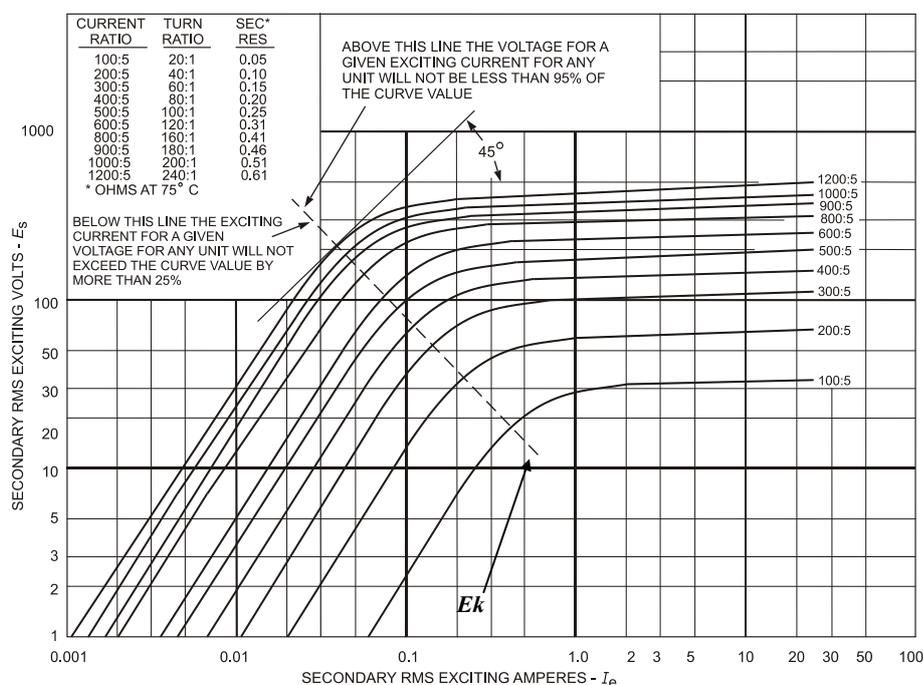


Figura 3.5. Curvas de excitação TC C400 (TEAM *et al.*, 2016).

Para o correto dimensionamento do TC são considerados os três critérios mostrados abaixo, e para a definição do melhor TAP é escolhido o valor máximo de corrente encontrado entre os métodos.

- **Critério de carga:** Considera a máxima corrente de carga multiplicada por um fator de sobrecarga, tipicamente 150%.

$$I_{1n} \geq F_{SobreCarga} \cdot I_{L,máx} \quad (3.6)$$

- **Critério de curto-circuito:** Considera a máxima corrente de curto-circuito que pode ser medida no ponto em que o TC está instalado. O fator de Sobre Corrente (FS) representa a máxima relação da corrente de curto-circuito que pode passar pelo primário do TC e a sua corrente nominal primária, para que a precisão da classe seja mantida. Por determinação das normas ANSI C57.13 e ABNT 6546 esse fator deve ser igual a vinte.

$$I_{1n} \geq \frac{I_{cc,máx}}{FS} \quad (3.7)$$

- **Critério de Saturação:** Esse critério analisa dois tipos de curto-circuito, trifásico e monofásico, isso se deve pois as impedâncias equivalentes vistas pelo relé mudam nesses dois tipos de falta. Para o cálculo das impedâncias do circuito de conexão com o relé, são consideradas a impedância do TC, dos cabos e do próprio relé. Para os TCs conectados em estrela temos as seguintes Equações (3.8) e (3.9), que descrevem o cálculo da impedância equivalente ou *burden* (Z_B) (SILVA, 2014).

$$Z_{B,1\phi} = Z_{sec,TC} + Z_{relé} + 2 \cdot Z_{cabo} \quad (3.8)$$

$$Z_{B,3\phi} = Z_{sec,TC} + Z_{relé} + Z_{cabo} \quad (3.9)$$

Essa consideração é feita para garantir que não haja erro de medição da corrente secundária, devido à saturação do transformador de corrente.

$$I_{1n} \geq \sqrt{\frac{Z_B \cdot 1,2I_{cc,máx} \cdot I_{1n,máx}}{20 \cdot Z_{BN}} \cdot \left(\tan(-\angle I_{cc,máx}) + 1 \right)} \quad (3.10)$$

3.4.1.1 TC do Relé de Sobrecorrente da SE

A Tabela 3.4 apresenta os valores de corrente em regime permanente simuladas no ATP para a determinação do TAP mais adequado para a conexão do TC utilizado pelo relé de sobrecorrente da SE.

Tabela 3.4. Correntes para determinação do TAP do TC da SE.

Corrente	Valor RMS [A]	Fase [°]
Carga	261,66	-25,24
$I_{cc,1\phi}$	12224,02	-80,12
$I_{cc,3\phi}$	9530,02	-78,41

- **Critério de carga:** Com base na Equação (3.6) a corrente nominal primária do TC para a corrente de carga é:

$$I_{1n} \geq 1,5 \cdot 261,66 = 392,49 \text{ A} \quad (3.11)$$

- **Critério de curto-circuito:** Com base na Equação (3.7) a corrente nominal primária do TC para a corrente de curto-circuito é:

$$I_{1n} \geq \frac{12224,02}{20} = 611,20 \text{ A} \quad (3.12)$$

- **Critério de Saturação:** Com base na Equação (3.10) as correntes nominais no primário do TC para os curtos-circuitos monofásico e trifásico são:

$$I_{1n,cc1\phi} \geq \sqrt{\frac{0,612 \cdot 1,2 \cdot 12224,02 \cdot 1200}{20 \cdot 4} \cdot \left(\tan(80,12) + 1 \right)} = 956,59 \text{ A} \quad (3.13)$$

$$I_{1n,cc3\phi} \geq \sqrt{\frac{0,463 \cdot 1,2 \cdot 9530,02 \cdot 1200}{20 \cdot 4} \cdot \left(\tan(78,41) + 1 \right)} = 683,14 \text{ A} \quad (3.14)$$

Conforme apresentado pelas Equações (3.11) a (3.14) o TAP do TC do relé de sobrecorrente da SE será de 1000:5A, de modo a garantir que não haja saturação dos seus núcleos magnéticos para o curto-circuito monofásico na saída do alimentador.

3.4.1.2 TC do Religador RE-1008

A Tabela 3.5 apresenta os valores de corrente em regime permanente simuladas no ATP para a determinação do TAP mais adequado para a conexão do TC utilizado pelo religador RE-1008.

Tabela 3.5. Correntes para determinação do TAP do TC do Religador RE-1008.

Corrente	Valor RMS [A]	Fase [°]
Carga	56,89	-25,13
$I_{cc,1\phi}$	3308,57	-74,79
$I_{cc,3\phi}$	5695,62	-70,33

- **Critério de carga:** Com base na Equação (3.6) a corrente nominal primária do TC para a corrente de carga é:

$$I_{1n} \geq 1,5 \cdot 56,89 = 85,34 \text{ A} \quad (3.15)$$

- **Critério de curto-circuito:** Com base na Equação (3.7) a corrente nominal primária do TC para a corrente de curto-circuito é:

$$I_{1n} \geq \frac{5695,62}{20} = 284,78 \text{ A} \quad (3.16)$$

- **Critério de Saturação:** Com base na Equação (3.10) as correntes nominais no primário do TC para os curtos-circuitos monofásico e trifásico são:

$$I_{1n,cc1\phi} \geq \sqrt{\frac{0,332 \cdot 1,2 \cdot 3308,57 \cdot 1200}{20 \cdot 4} \cdot \left(\tan(74,79) + 1 \right)} = 304,13 \text{ A} \quad (3.17)$$

$$I_{1n,cc3\phi} \geq \sqrt{\frac{0,323 \cdot 1,2 \cdot 5695,62 \cdot 1200}{20 \cdot 4} \cdot \left(\tan(70,33) + 1 \right)} = 354,62 \text{ A} \quad (3.18)$$

Conforme apresentado pelas Equações (3.15) a (3.18) o TAP do TC do religador RE-1008 será de 400:5A, de modo a garantir que não haja saturação dos seus núcleos magnéticos para os curtos-circuitos monofásico e trifásico.

3.4.1.3 TC do Religador RE-1204

A Tabela 3.6 apresenta os valores de corrente em regime permanente simuladas no ATP para a determinação do TAP mais adequado para a conexão do TC utilizado pelo religador RE-1204.

Tabela 3.6. Correntes para determinação do TAP do TC do Religador RE-1204.

Corrente	Valor RMS [A]	Fase [°]
Carga	105,49	-25,67
$I_{cc,1\phi}$	2586,12	-73,25
$I_{cc,3\phi}$	4879,02	-68,76

- **Critério de carga:** Com base na Equação (3.6) a corrente nominal primária do TC para a corrente de carga é:

$$I_{1n} \geq 1,5 \cdot 105,49 = 158,24 \text{ A} \quad (3.19)$$

- **Critério de curto-circuito:** Com base na Equação (3.7) a corrente nominal primária do TC para a corrente de curto-circuito é:

$$I_{1n} \geq \frac{4879,02}{20} = 243,95 \text{ A} \quad (3.20)$$

- **Critério de Saturação:** Com base na Equação (3.10) as correntes nominais no primário do TC para os curtos-circuitos monofásico e trifásico são:

$$I_{1n,cc1\phi} \geq \sqrt{\frac{0,332 \cdot 1,2 \cdot 2586,12 \cdot 1200}{20 \cdot 4} \cdot \left(\tan(73,25) + 1\right)} = 258,47 \text{ A} \quad (3.21)$$

$$I_{1n,cc3\phi} \geq \sqrt{\frac{0,323 \cdot 1,2 \cdot 4879,02 \cdot 1200}{20 \cdot 4} \cdot \left(\tan(68,76) + 1\right)} = 318,35 \text{ A} \quad (3.22)$$

Conforme apresentado pelas Equações (3.19) a (3.22) o TAP do TC do religador RE-1204 será de 400:5A, de modo a garantir que não haja saturação dos seus núcleos magnéticos para o curto-circuito trifásico. A Tabela 3.7 apresenta um resumo do dimensionamento dos TCs utilizados para os relés de proteção do alimentador.

Tabela 3.7. TCs utilizados para os relés do alimentador 1004.

Relé	Relação de transformação
SE	1000:5A
RE-1008	400:5A
RE-1204	400:5A

3.4.2 Dimensionamento do Elo Fusível

Conforme dito anteriormente a CEB possui uma Tabela que padroniza o tipo de elo fusível com relação à potência nominal do transformador a ser protegido. Conforme mostra a Tabela 3.8.

Tabela 3.8. Potência nominal do transformador e seu respectivo elo fusível protetor.

Potência Nominal do Transformador [kVA]	Elo Fusível	Potência Nominal do Transformador [kVA]	Elo Fusível
15	1H	300	12K
30	2H	400	15K
45	3H	500	20K
75	5H	750	30K
112,5	6K	1000	40K
150	8K	1500	65K
225	10K	2000	80K

A seguir serão dimensionados os elos fusíveis protetores de ramal, que ficarão à jusante dos religadores e à montante dos transformadores de distribuição. Esses elos serão determinados

com base na corrente de carga, corrente de curto-circuito monofásico mínimo e nos fusíveis protetores de transformador localizados à jusante do elo protetor do ramal. Serão posicionados dois fusíveis protetores de ramal à jusante de cada religador, conforme apresenta a Figura 3.6.

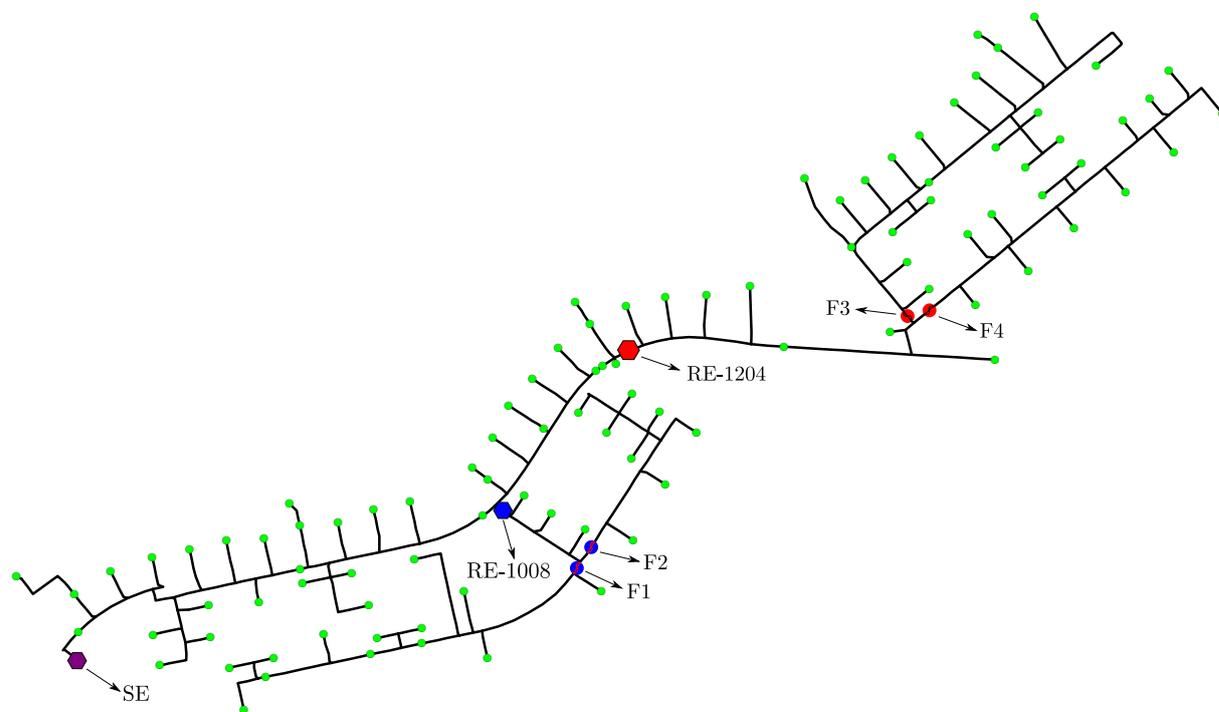


Figura 3.6. Posição dos fusíveis protetores de ramal.

A escolha dos fusíveis nos pontos apresentados foi motivada pela redução da quantidade de elementos de sobrecorrente em série, considerando que todos os transformadores possuem seu próprio elo conforme determina a Tabela 3.8. Buscando reduzir a quantidade de tempos de coordenação necessários, aumentando a velocidade da atuação da proteção. Essa escolha permitirá reduzir a corrente nominal dos elos fusíveis protegidos, correntes nominais elevadas prejudicariam a velocidade da proteção pois os religadores teriam que atuar com tempos superiores.

3.4.2.1 Elos Fusíveis à jusante do RE-1008

De acordo com a Equação (2.1) que considera a corrente de carga e a Equação (2.3) que considera a corrente de curto-circuito monofásico mínimo é possível encontrar os limites superior e inferior para a corrente nominal dos elos. De acordo com as simulações, para o elo fusível F1

temos os seguintes limites:

$$I_{nom,F1} \geq 1,5 \times 32,04 = 48,06 \text{ A} \quad (3.23)$$

$$I_{nom,F1} \leq 0,25 \times 205,73 = 51,43 \text{ A} \quad (3.24)$$

Dando origem à seguinte inequação $48,06 \leq I_{nom,F1} \leq 51,43$. Com base na desigualdade anterior o fusível será de 50K e coordenará com os elos 3H e 5H à jusante, que são de proteção dos transformadores de 45 e 75 kVA respectivamente. Normalmente evita-se o uso do elo 50K quando se tem elos preferenciais à jusante, isso se deve pois a escolha de elos dentro da mesma classe favorece a coordenação. Entretanto devido à escolha da posição e da quantidade de elos não existem elos preferenciais nesse trecho, e portanto será utilizado o elo do tipo 50K.

Para o elo fusível F2 temos os seguintes limites:

$$I_{nom,F2} \geq 1,5 \times 18,58 = 27,87 \text{ A} \quad (3.25)$$

$$I_{nom,F2} \leq 0,25 \times 199,51 = 49,88 \text{ A} \quad (3.26)$$

Chegado à seguinte relação $27,87 \leq I_{nom,F2} \leq 49,88$. Com base na desigualdade anterior o fusível F2 será de 40K e estaria coordenado com os elos 2H, 3H e 5H à jusante, que são de proteção dos transformadores de 30, 45 e 75 kVA respectivamente.

3.4.2.2 Elos Fusíveis à jusante do RE-1204

De acordo com as mesmas equações utilizadas na seção anterior é possível encontrar os limites superior e inferior para a corrente nominal dos elos localizados à jusante do religador 1204. De acordo com as simulações, para o elo fusível F3 temos os seguintes limites:

$$I_{nom,F3} \geq 1,5 \times 58,06 = 87,09 \text{ A} \quad (3.27)$$

$$I_{nom,F3} \leq 0,25 \times 223,73 = 55,93 \text{ A} \quad (3.28)$$

Dando origem à seguinte inequação $87,09 \leq I_{nom,F3} \leq 55,93$. Percebe-se que existe uma inconsistência matemática entre as Equações (3.27) e (3.28), a primeira determina que o elo deveria ser do tipo 100K enquanto a segunda determina que o elo deveria ser do tipo 50K.

É necessário avaliar a viabilidade da instalação do elo do tipo 100K, a Tabela 3.9 informa as correntes de curto-circuito mínimas em que o elo fusível F3 deve atuar. Percebe-se que as correntes mínimas para os três tipos de curto-circuito apresentam magnitude muito próxima e o tempo de fusão para essas correntes é de cerca de 250 segundos ou um pouco mais de quatro minutos. Esse tempo de atuação foi obtido avaliando curva característica de tempo de fusão por corrente do elo fusível do tipo 100K.

Tabela 3.9. Correntes mínimas de curto-circuito no elo fusível F3.

Tipo de Curto	Magnitude [A]
$I_{cc1\phi,min}$	223,73
$I_{cc2\phi,min}$	214,27
$I_{cc3\phi,min}$	228,55

Devido aos elevados tempos de atuação para as correntes mínimas de curto-circuito descartar-se a possibilidade do elo F3 ser do tipo 100K. Esses tempos elevados resultariam em tempos de atuação extremamente elevados para o religador e o relé de sobrecorrente da SE.

O fusível do tipo 50K, em contrapartida, fundiria em aproximadamente dois segundos e meio para as mesmas correntes de curto-circuito mínimas. Além da questão do tempo de atuação, é importante frisar que o elo do tipo 50K não oferecerá nenhum risco de atuação indevida para correntes de carga e sobrecargas do sistema, visto que o *pick-up* do elo é de 100 A, com tempo de fusão da ordem de 300 segundos. Dessa forma prioriza-se o dimensionamento do elo pela corrente de curto-circuito mínima, e portanto o elo fusível F3 será do tipo 50K.

Para o elo fusível F4 temos os seguintes limites:

$$I_{nom,F4} \geq 1,5 \times 34,79 = 52,18 \text{ A} \quad (3.29)$$

$$I_{nom,F4} \leq 0,25 \times 202,98 = 50,74 \text{ A} \quad (3.30)$$

Chegado à seguinte relação $52,18 \leq I_{nom,F4} \leq 50,74$. Percebe-se que existe uma inconsistência matemática entre as Equações (3.29) e (3.30), a primeira determina que o elo deveria ser do tipo 65K enquanto a segunda determina que o elo deveria ser do tipo 50K.

Para avaliar a viabilidade da instalação do elo do tipo 65K a Tabela 3.10 informa as correntes de curto-circuito mínimas que F3 deve atuar. Percebe-se que as correntes mínimas para os três tipos de curto-circuito apresentam magnitude muito próxima e o tempo de fusão para

essas correntes é de cerca de 10 segundos. Esse tempo de atuação foi obtido avaliando curva característica de tempo de fusão por corrente do elo fusível do tipo 65K.

Tabela 3.10. Correntes mínimas de curto-circuito no elo fusível F4.

Tipo de Curto	Magnitude [A]
$I_{cc1\phi,min}$	202,98
$I_{cc2\phi,min}$	194,52
$I_{cc3\phi,min}$	207,22

O fusível do tipo 50K, em contrapartida, fundiria em aproximadamente três segundos para as mesmas correntes de curto-circuito mínimas. Como os limites das inequações (3.29) e (3.30) são muito próximos será priorizado para o dimensionamento do fusível F4 o critério da corrente de curto-circuito mínima, e portanto o fusível F4 será do tipo 50K.

A Tabela 3.11 abaixo apresenta um resumo do dimensionamento do tipo dos elos fusíveis para o alimentador 1004.

Tabela 3.11. Tipos de elos dos fusíveis de ramal do alimentador 1004.

Fusível	Tipo do Elo
F1	50K
F2	40K
F3	50K
F4	50K

3.4.3 Dimensionamento do Religador RE-1008

3.4.3.1 *Pick-up* Instantâneo

Os *pick-ups* instantâneos de corrente de fase e residual foram calculados de acordo com as Equações (2.7) e (2.8) respectivamente. A Tabela 3.12 abaixo informa as correntes de curto-circuito local e remota obtidas na simulação para o cálculo da corrente de curto-circuito a 85% da rede protegida. Será considerado um fator de crescimento de carga (KF) de 1,1, que representa uma previsão de crescimento de 10% da carga instalada no alimentador.

$$I_{50F} = \frac{1,1 \times 3344,12}{80} = 45,982 \text{ A} \quad (3.31)$$

Tabela 3.12. Correntes de curto-circuito para cálculo dos *pick-ups* instantâneos do religador RE-1008.

Corrente	Módulo [A]	Fase [°]		Corrente	Módulo [A]	Fase [°]
$I_{3\phi,LOC}$	5695,62	-70,33		$I_{1\phi,LOC}$	3308,58	-74,79
$I_{3\phi,REM}$	3099,48	-49,71		$I_{1\phi,REM}$	1931,57	-62,87
$I_{3\phi,85\%}$	3344,12	-51,49		$I_{1\phi,85\%}$	2063,96	-63,98

$$I_{50G} = \frac{1,1 \times 2063,96}{80} = 28,379 \text{ A} \quad (3.32)$$

3.4.3.2 *Pick-up* Temporizado

Os *pick-ups* temporizados de corrente de fase e residual foram calculados de acordo com as Equações (2.10) e (2.11) respectivamente. Para a determinação desses parâmetros será priorizado o princípio da velocidade da proteção, portanto o limite inferior da desigualdade determinará o valor do *pick-up* temporizado. A corrente de carga no RE-1008 obtida pela simulação no ATP em regime permanente é de $56,89 \angle -25,13^\circ \text{ A}$.

$$I_{51F} \geq \frac{1,1 \times 1,5 \times 56,89}{80} = 1,173 \text{ A} \quad (3.33)$$

$$I_{51G} \geq \frac{1,1 \times 0,3 \times 56,89}{80} = 0,235 \text{ A} \quad (3.34)$$

3.4.3.3 Curvas Tempo Inverso

Para a determinação das curvas do RE-1008 é necessário definir alguns parâmetros para o funcionamento do equipamento. Um fator muito importante para a coordenação entre o religador e o fusível é a duração do intervalo de religamento. Para ambos os religadores serão utilizadas, em ordem, duas operações rápidas e duas operações lentas com um intervalo de religamento de meio segundo.

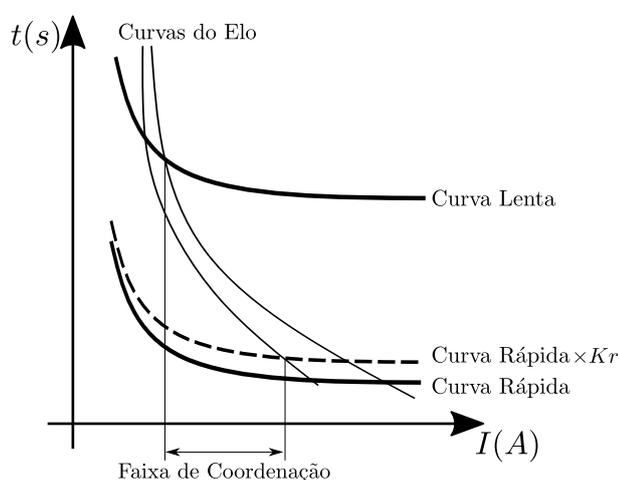
Conforme descrito anteriormente é necessário que a curva rápida do religador opere antes da curva mínima do elo fusível, e que a curva lenta do religador opere depois da curva máxima do elo fusível para correntes superiores ao curto-circuito mínimo que se deseja proteger. Além disso é necessário considerar um fator multiplicador K_r para a coordenação da curva rápida do religador, que de acordo com a Tabela 3.13 deve ser de 1,80.

Tabela 3.13. Fator multiplicador de operações rápidas do religador (CONCEIÇÃO, 2012).

Tempo de Religamento [s]	Fator Multiplicador K_r
0,5	1,80
1,0	1,35
1,5	1,35
2,0	1,35

O pré-aquecimento de um elo fusível originado em condições de pré-carregamento, provoca um tempo de abertura inferior ao estipulado pela curva do fabricante. O fator multiplicador é inserido na análise justamente para considerar o tempo de aquecimento acumulado durante as operações rápidas do religador, devido à passagem da corrente de falta pelo elo fusível.

A faixa de coordenação é então definida pela interseção das curvas de fusão do elo fusível com as curvas do religador, como mostra a Figura 3.7. Essa faixa de coordenação deve iniciar na corrente de curto-circuito mínimo e terminar na corrente de curto-circuito máxima, de tal forma que dentro desse intervalo o religador elimine faltas transitórias com as curvas rápidas e o fusível elimine faltas permanentes antes da curva lenta do religador.

**Figura 3.7.** Faixa de coordenação religador e fusível (SEL, 2016).

Para a análise de coordenação entre o religador e os elos à jusante, utiliza-se o elo mais lento, que para o RE-1008 é o elo fusível F1 do tipo 50K. A Tabela 3.14 apresenta os valores de corrente utilizados para a determinação das curvas de fase e residual. Para a obtenção das correntes mínimas, foram simuladas faltas com resistência de 40Ω no final do ramal protegido pelo fusível F1. A Tabela também apresenta os tempos de atuação do fusível do tipo 50K para

suas respectivas correntes de curto-circuito.

Tabela 3.14. Correntes e tempos de operação do Elo F1.

Tipo de Curto	Corrente no RE-1008 [A]	Corrente no F1 [A]	Tempo de atuação do F1 [s]
$I_{cc1\phi,mín}$	228,933	205,729	7,0
$I_{cc3\phi,mín}$	230,940	207,684	6,6
$I_{cc1\phi,máx}$	2882,858	2882,516	0,04
$I_{cc3\phi,máx}$	4964,710	4964,283	0,03

Para a falta monofásica mínima é necessário calcular o valor da corrente residual $3I_0 = I_a + I_b + I_c$, pois para esse tipo de falta a corrente de carga é relevante em relação à corrente de curto-circuito. Para esse caso a corrente residual é $3I_0 = 205,729\angle -10,60^\circ + 33,2713\angle -144,27^\circ + 31,278\angle 96,83^\circ = 173,482\angle -8,69^\circ A$. Com as correntes de falta mínima que circulam pelo religador e os tempos de atuação do fusível é possível determinar os múltiplos de corrente e as curvas lentas com base nas Equações (2.4) e (2.5).

$$M_F = \left(\frac{230,94}{80 \times 1,173} \right) = 2,4610 \quad (3.35)$$

$$Curva, F_{Lenta} = \frac{6,6}{\left(\frac{0,14}{2,4610^{0,02} - 1} \right)} = 0,8568 \quad (3.36)$$

$$M_G = \left(\frac{173,482}{80 \times 0,235} \right) = 9,2278 \quad (3.37)$$

$$Curva, G_{Lenta} = \frac{7}{\left(\frac{0,14}{9,2278^{0,02} - 1} \right)} = 2,2723 \quad (3.38)$$

Para a determinação das curvas rápidas é necessário avaliar as máximas correntes de curto-circuito que o religador deve estar coordenado, essas correntes foram obtidas através da simulação de faltas no local da instalação do fusível, o valor dessas correntes foram apresentadas na Tabela 3.14. Porém como apresentado anteriormente, o relé de sobrecorrente do religador 1008 está configurado com valores de *pick-up* instantâneo inferiores à corrente de curto-circuito obtidas na simulação.

Dessa forma para o estudo de coordenação será avaliada a maior corrente de falta em que a unidade temporizada deve atuar. Os valores de *pick-up* instantâneo são de 3678,533 A para o elemento de fase e de 2270,353 A para o elemento residual.

Com as correntes de falta máxima que circulam pelo religador e os tempos de atuação do fusível é possível determinar os múltiplos de corrente e as curvas rápidas com base nas Equações (2.4) e (2.5). Importante lembrar que para a determinação dessas curvas será considerado o fator multiplicador K_r para consideração do aquecimento do elo fusível.

$$M_F = \left(\frac{3678,533}{80 \times 1,173} \right) = 39,2001 \quad (3.39)$$

$$Curva, F_{Rápida} = \frac{0,03/1,80}{\left(\frac{0,14}{39,2001^{0,02} - 1} \right)} = 0,0091 \quad (3.40)$$

$$M_G = \left(\frac{2270,353}{80 \times 0,235} \right) = 120,7635 \quad (3.41)$$

$$Curva, G_{Rápida} = \frac{0,04/1,80}{\left(\frac{0,14}{120,7635^{0,02} - 1} \right)} = 0,0160 \quad (3.42)$$

O que tornou possível analisar a coordenação entre a curva residual e o elo fusível foi a análise da corrente residual, já que o elo fusível é um elemento de proteção de fase. Para a corrente de curto-circuito monofásica mínima foi necessário calcular a corrente residual porém para o curto-circuito monofásico máximo considera-se que a corrente residual é a própria corrente de falta, já que a contribuição de corrente de carga é irrelevante em comparação com a elevada corrente de falta máxima.

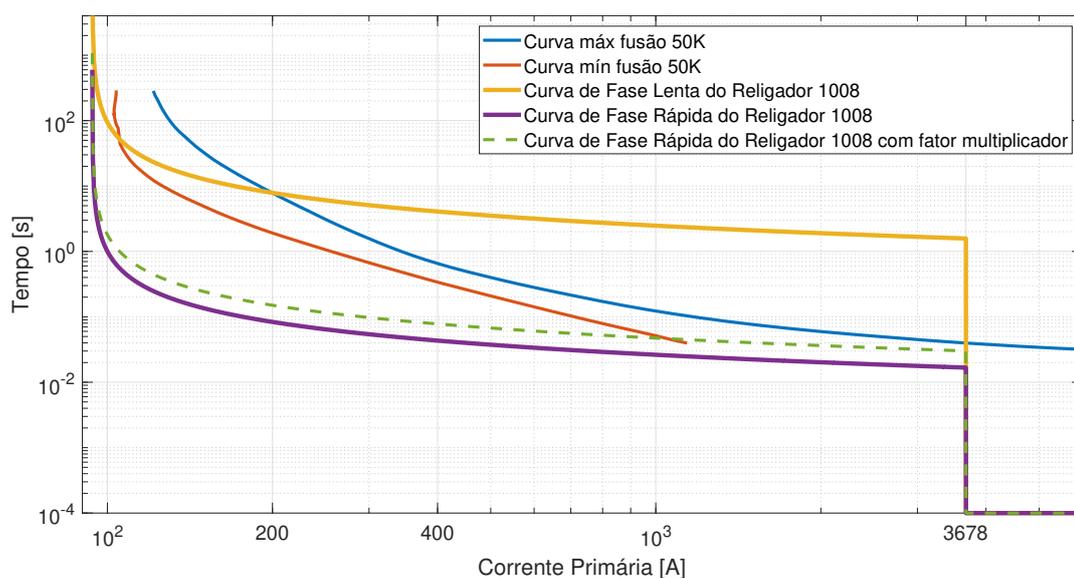


Figura 3.8. Curvas de fase do religador RE-1008 e do elo fusível F1-50K.

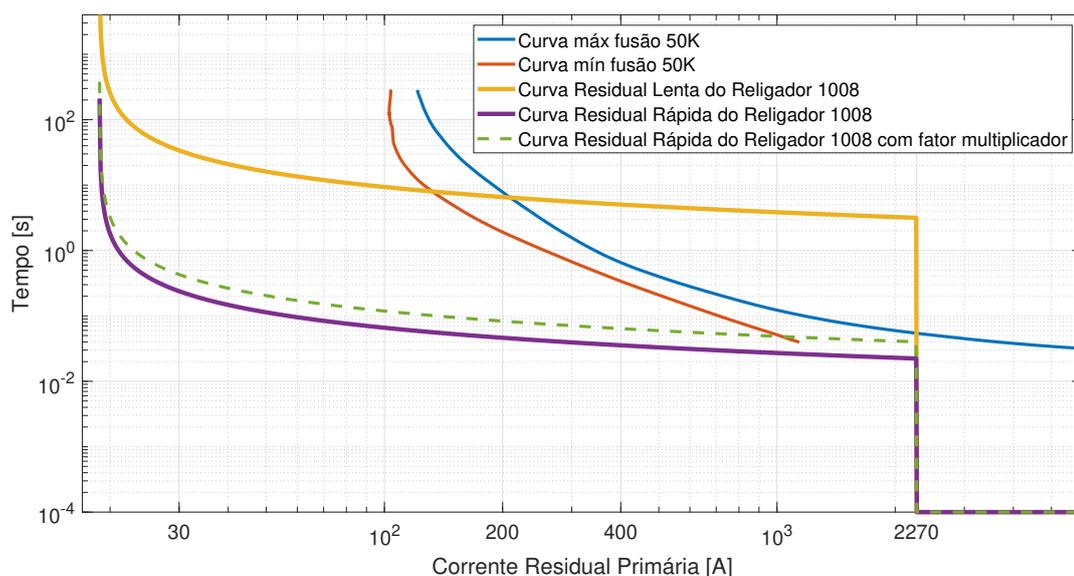


Figura 3.9. Curvas residuais do religador RE-1008 e do elo fusível F1-50K.

As Figuras 3.8 e 3.9 permitem uma comparação entre as curvas do religador RE-1008 e do elo fusível F1, possibilitando a identificação das faixas de coordenação. Essas faixas são respectivamente de 207-3678 A e 205-2270 A.

3.4.4 Dimensionamento do Religador RE-1204

3.4.4.1 *Pick-up* Instantâneo

Os *pick-ups* instantâneos de corrente de fase e residual foram calculados de acordo com as Equações (2.7) e (2.8) respectivamente. A Tabela 3.15 abaixo informa as correntes de curto-circuito local e remota obtidas na simulação para o cálculo da corrente de curto-circuito a 85% da rede protegida.

Tabela 3.15. Correntes de curto-circuito para cálculo dos *pick-ups* instantâneos do religador RE-1204.

Corrente	Módulo [A]	Fase [°]	Corrente	Módulo [A]	Fase [°]
$I_{3\phi,LOC}$	4879,02	-68,76	$I_{1\phi,LOC}$	2586,12	-73,25
$I_{3\phi,REM}$	1892,32	-44,05	$I_{1\phi,REM}$	1157,34	-57,73
$I_{3\phi,85\%}$	2095,18	-45,59	$I_{1\phi,85\%}$	1265,05	-58,86

$$I_{50F} = \frac{1,1 \times 2095,18}{80} = 28,809 \text{ A} \quad (3.43)$$

$$I_{50G} = \frac{1,1 \times 1265,05}{80} = 17,394 \text{ A} \quad (3.44)$$

3.4.4.2 *Pick-up* Temporizado

Os *pick-ups* temporizados de corrente de fase e residual foram calculados de acordo com as Equações (2.10) e (2.11) respectivamente. Para a determinação desses parâmetros também será priorizado o princípio da velocidade da proteção, portanto o limite inferior da desigualdade determinará o valor do *pick-up* temporizado. A corrente de carga no RE-1204 obtida pela simulação no ATP em regime permanente é de $105,50 \angle -25,67^\circ \text{ A}$.

$$I_{51F} \geq \frac{1,1 \times 1,5 \times 105,50}{80} = 2,176 \text{ A} \quad (3.45)$$

$$I_{51G} \geq \frac{1,1 \times 0,3 \times 105,50}{80} = 0,435 \text{ A} \quad (3.46)$$

3.4.4.3 Curvas Tempo Inverso

Para o religador 1204 utilizaremos as mesmas considerações apresentadas na determinação das curvas do religador 1008. Nesse caso em específico os dois elos fusíveis à jusante do religador 1204, F3 e F4, são do tipo 50K. Para o estudo de coordenação será utilizado o fusível que deve atuar para a menor corrente de curto-circuito e portanto maior tempo de atuação, determinando a faixa de coordenação do religador com os elos fusíveis.

Para a determinação das correntes de falta mínima também foram simulados curtos-circuitos com resistência de falta de 40Ω . A menor corrente de curto-circuito mínima é obtida para uma falta no final do trecho protegido pelo elo fusível F4. A Tabela 3.16 apresenta os valores de corrente utilizados para a determinação das curvas de fase e residual. A Tabela também apresenta os tempos de atuação do fusível do tipo 50K para suas respectivas correntes de curto-circuito.

Para a falta monofásica mínima é necessário calcular o valor da corrente residual $3I_0 = I_a + I_b + I_c$, pois para esse tipo de falta a corrente de carga é relevante em relação à corrente de curto-circuito. Para esse caso a corrente residual é $3I_0 = 268,487 \angle -17,08^\circ + 110,952 \angle -145,38^\circ + 102,894 \angle 96,81^\circ = 158,206 \angle -14,54^\circ$. Com as correntes de falta mínima que circulam

Tabela 3.16. Correntes e tempos de operação do Elo F4.

Tipo de Curto	Corrente no RE-1204 [A]	Corrente no F4 [A]	Tempo de atuação do F4 [s]
$I_{cc1\phi,mín}$	268,487	202,983	7,35
$I_{cc3\phi,mín}$	273,656	208,529	6,5
$I_{cc1\phi,máx}$	1872,042	1870,682	0,035
$I_{cc3\phi,máx}$	3795,571	3794,074	0,033

pelo religador e os tempos de atuação do fusível é possível determinar os múltiplos de corrente e as curvas lentas com base nas Equações (2.4) e (2.5).

$$M_F = \left(\frac{273,656}{80 \times 2,176} \right) = 1,5720 \quad (3.47)$$

$$Curva, F_{Lenta} = \frac{6,5}{\left(\frac{0,14}{1,5720^{0,02} - 1} \right)} = 0,4219 \quad (3.48)$$

$$M_G = \left(\frac{158,206}{80 \times 0,435} \right) = 4,5462 \quad (3.49)$$

$$Curva, G_{Lenta} = \frac{7,35}{\left(\frac{0,14}{4,5462^{0,02} - 1} \right)} = 1,6143 \quad (3.50)$$

Para a determinação das curvas rápidas é necessário avaliar as máximas correntes de curto-circuito que o religador deve estar coordenado, essas correntes foram obtidas através da simulação de faltas no local da instalação do fusível, o valor dessas correntes foram apresentadas na Tabela 3.16. Porém como apresentado anteriormente, o relé de sobrecorrente do religador 1008 está configurado com valores de *pick-up* instantâneo inferiores à corrente de curto-circuito obtidas na simulação.

Dessa forma para o estudo de coordenação será avaliado a maior corrente de falta em que a unidade temporizada deve atuar. Os valores de *pick-up* instantâneo são de 2304,698 A para o elemento de fase e de 1391,557 A para o elemento residual.

Com as correntes de falta máxima que circulam pelo religador e os tempos de atuação do fusível é possível determinar os múltiplos de corrente e as curvas rápidas com base nas Equações (2.4) e (2.5).

$$M_F = \left(\frac{2304,698}{80 \times 2,176} \right) = 13,2393 \quad (3.51)$$

$$Curva, F_{Rápida} = \frac{0,035/1,80}{\left(\frac{0,14}{13,2393^{0,02} - 1} \right)} = 0,0074 \quad (3.52)$$

$$M_G = \left(\frac{1391,557}{80 \times 0,435} \right) = 39,9873 \quad (3.53)$$

$$Curva, G_{Rápida} = \frac{0,038/1,80}{\left(\frac{0,14}{39,9873^{0,02} - 1} \right)} = 0,0115 \quad (3.54)$$

Novamente o que tornou possível a avaliação da coordenação entre a curva residual e o elo fusível foi a análise da corrente residual, já que o elo fusível é um elemento de proteção de fase. Para a corrente de curto-circuito monofásica mínima foi necessário calcular a corrente residual porém para o curto-circuito monofásico máximo considera-se que a corrente residual é a própria corrente de falta, já que a contribuição de corrente de carga é irrelevante.

As Figuras 3.10 e 3.11 permitem uma comparação entre as curvas do religador RE-1204 e do elo fusível F4, possibilitando a identificação das faixas de coordenação. Essas faixas são respectivamente de 208-2304 A e 202-1391 A.

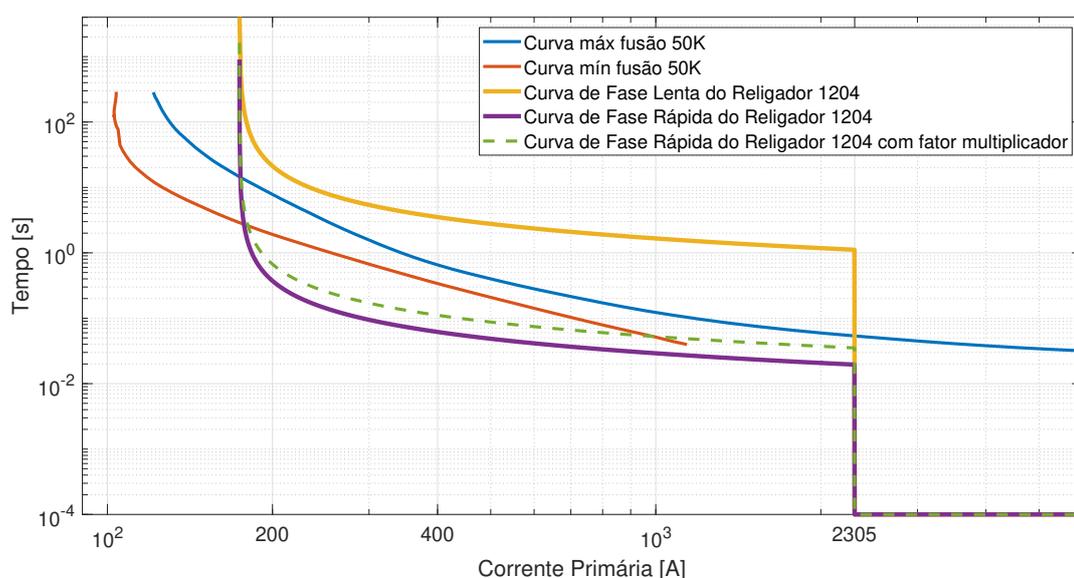


Figura 3.10. Curvas de fase do religador RE-1204 e do elo fusível F4-50K.

Avaliando a Figura 3.10 tem-se a impressão de que a curva lenta de fase não está coordenada com a curva máxima de fusão do elo fusível 50K, uma vez que não há o cruzamento da

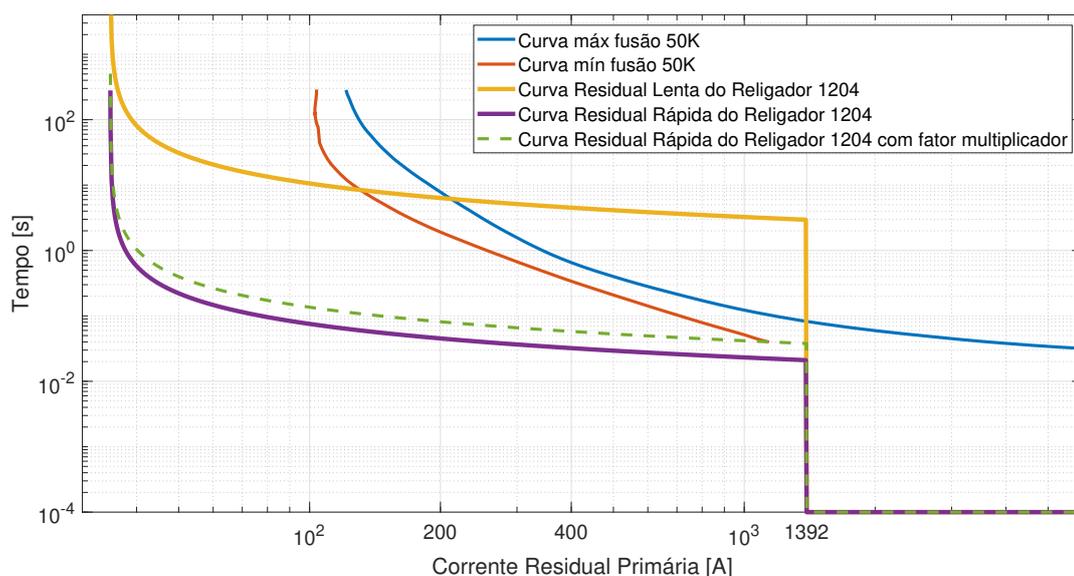


Figura 3.11. Curvas residuais do religador RE-1204 e do elo fusível F4-50K.

curva lenta do religador com a curva máxima de fusão do elo. Porém esses equipamentos estão coordenados e essa distância entre as curvas tem origem na diferença de corrente que circula pelo religador (273,656 A) e pelo elo fusível (208,539 A). Como esses equipamentos estão espacialmente mais afastados existem mais cargas entre eles, essa corrente de carga acaba sendo relevante devido a baixa magnitude da corrente de falta mínima.

3.4.5 Dimensionamento do Relé de Sobrecorrente da SE

3.4.5.1 *Pick-up* Instantâneo

Os *pick-ups* instantâneos de corrente de fase e residual foram calculados de acordo com as Equações (2.7) e (2.8) respectivamente. A Tabela 3.17 abaixo informa as correntes de curto-circuito local e remota obtidas na simulação para o cálculo da corrente de curto-circuito a 85% da rede protegida. Também será considerado um fator de crescimento de carga (KF) de 1,1, que representa uma previsão de crescimento de 10% da carga instalada no alimentador.

$$I_{50F} = \frac{1,1 \times 5295,52}{200} = 29,125 \text{ A} \quad (3.55)$$

$$I_{50G} = \frac{1,1 \times 2969,85}{200} = 16,334 \text{ A} \quad (3.56)$$

Tabela 3.17. Correntes de curto-circuito para cálculo dos *pick-ups* instantâneos do relé de sobrecorrente da SE.

Corrente	Módulo [A]	Fase [°]	Corrente	Módulo [A]	Fase [°]
$I_{3\phi,LOC}$	9530,02	-78,41	$I_{1\phi,LOC}$	12224,02	-80,21
$I_{3\phi,REM}$	4904,44	-68,55	$I_{1\phi,REM}$	2618,98	-72,47
$I_{3\phi,85\%}$	5295,52	-69,37	$I_{1\phi,85\%}$	2969,85	-72,75

3.4.5.2 *Pick-up* Temporizado

Os *pick-ups* temporizados de corrente de fase e residual foram calculados de acordo com as Equações (2.10) e (2.11) respectivamente. Como desejamos que a proteção seja a mais rápida possível, garantindo a segurança e a coordenação, iremos utilizar o valor inferior da desigualdade para a determinação do *pick-up* temporizado.

A corrente de carga na SE obtida pela simulação no ATP em regime permanente é de $261,66\angle -25,24^\circ$ A.

$$I_{51F} \geq \frac{1,1 \times 1,5 \times 261,66}{200} = 2,159 \text{ A} \quad (3.57)$$

$$I_{51G} \geq \frac{1,1 \times 0,3 \times 261,66}{200} = 0,432 \text{ A} \quad (3.58)$$

3.4.5.3 Curvas Tempo Inverso

O estudo de coordenação entre o relé da SE e os religadores deve ser feito com base nas curvas lentas dos religadores com o intuito de garantir a operação dos elos fusíveis. De tal forma que para uma falta permanente em um ramal protegido por um elo fusível, o religador não bloqueie e o relé da SE não atue.

Se utilizássemos as curvas rápidas do religador para determinação das curvas do relé da SE o critério da seletividade não seria respeitado. De tal forma que para uma falta permanente em um ramal protegido por um elo fusível haveria um seccionamento de todo o alimentador, devido à atuação do relé da SE na primeira operação lenta do religador, ao invés da fusão do elo protetor. Essa descoordenação ocorreria pois não seria oferecido o tempo necessário para o elo fusível atuar na operação lenta do religador.

Para o estudo de coordenação do relé de sobrecorrente da SE com os religadores é necessário verificar a existência do intervalo de coordenação ($\Delta t = 0,3s$) em três pontos principais (SILVA,

2014). Com o auxílio da Figura 3.12 definimos esses pontos como:

- **Barra 2 (B_2):** Para um curto-circuito nessa barra não haverá tempo de atraso intencional na operação do religador (RE), pois o mesmo irá atuar na sua unidade instantânea;
- **Limite da cobertura da unidade 50 ($B_{85\%23}$):** Corrente equivalente a 85% do trecho protegido pelo religador, entre as barras 2 e 3. É necessário calcular o tempo em que o religador irá atuar na curva lenta da unidade temporizada;
- **Barra 3 (B_3):** Barra mais distante a ser protegida pelo religador, também é necessário calcular o tempo em que o religador irá atuar na curva lenta da unidade temporizada.

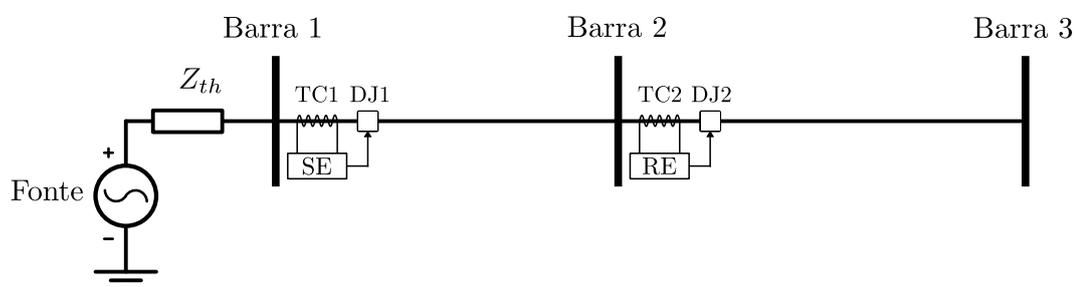


Figura 3.12. Posição das barras utilizadas para o estudo de coordenação do relé de sobrecorrente da SE.

As Tabelas 3.18 e 3.19 apresentam as correntes e tempos utilizados para a determinação das curvas do tipo normalmente inversa de fase e residual. Conforme mostra a Figura 3.4 é necessário avaliar a coordenação do relé de sobrecorrente da SE com os dois religadores, pois os dois estão em série com o relé da SE. Fazendo a avaliação da coordenação dos dois religadores de forma separada, serão escolhidas as curvas de fase e residual mais lentas (valores de curvas mais altos), para garantir que exista a coordenação com todos os equipamentos de proteção do alimentador de distribuição.

Tabela 3.18. Correntes de curto-circuito e tempos para coordenação do Relé da SE com o RE-1008.

Tipo	Local	Corrente RE-1008	$t_{op,RE}$	Corrente SE	$t_{op,SE}$	Curva
$I_{cc1\phi}$	B_3	$1494,5111\angle -55,34^\circ$	3,478	$1619,5399\angle -53,72^\circ$	3,778	2,159
	$B_{85\%23}$	$1634,8341\angle -56,75^\circ$	3,405	$1762,7117\angle -55,33^\circ$	3,705	2,165
	B_2	$3308,6368\angle -74,79^\circ$	0,000	$3323,0764\angle -74,35^\circ$	0,300	0,205
$I_{cc3\phi}$	B_3	$2167,1781\angle -40,72^\circ$	1,851	$2314,9373\angle -40,65^\circ$	2,151	0,819
	$B_{85\%23}$	$2407,8065\angle -42,52^\circ$	1,789	$2562,4684\angle -42,56^\circ$	2,089	0,827
	B_2	$5695,6224\angle -70,33^\circ$	0,000	$5707,3042\angle -70,25^\circ$	0,300	0,155

Tabela 3.19. Correntes de curto-circuito e tempos para coordenação do Relé da SE com o RE-1204.

Tipo	Local	Corrente RE-1204	$t_{op,RE}$	Corrente SE	$t_{op,SE}$	Curva
$I_{cc1\phi}$	B_3	$1157,3371\angle -57,73^\circ$	3,113	$1258,3731\angle -55,35^\circ$	3,413	1,817
	$B_{85\%23}$	$1265,0492\angle -58,85^\circ$	3,033	$1369,0973\angle -56,67^\circ$	3,333	1,818
	B_2	$2586,1613\angle -73,25^\circ$	0,000	$2619,0181\angle -72,46^\circ$	0,300	0,194
$I_{cc3\phi}$	B_3	$1892,3249\angle -44,06^\circ$	1,208	$2007,2827\angle -43,56^\circ$	1,508	0,542
	$B_{85\%23}$	$2095,1761\angle -45,60^\circ$	1,158	$2215,5055\angle -45,20^\circ$	1,458	0,545
	B_2	$4879,0293\angle -68,76^\circ$	0,000	$4904,4400\angle -68,55^\circ$	0,300	0,148

As correntes de curto-circuito foram obtidas em simulação no regime permanente no ATP. Com as correntes de falta foi possível obter os tempos de operação do religador, que foram calculados com base nas Equações (2.4) e (2.5), utilizando seus respectivos *pick-ups* temporizados de fase e residual para o cálculo do múltiplo de corrente.

Definido o tempo de atuação do religador calculamos o tempo de operação do relé de sobre-corrente da SE somando o intervalo de coordenação de 0,3 segundos. Importante ressaltar que a corrente que circula pelo relé da SE para a mesma falta é maior que a corrente que circula nos religadores, devido à corrente de carga do alimentador. Finalmente, com o tempo de atuação do relé da SE e as mesmas Equações (2.4) e (2.5) é possível determinar as curvas de tempo inverso.

O tempo de operação do religador para faltas na barra B_2 é considerada como zero por não existir atraso intencional. De fato, esse tempo de operação é maior que zero, pois é necessário considerar o tempo de processamento do dispositivo e o tempo de abertura total do disjuntor. Nesse estudo analisamos apenas os atrasos intencionais, pois tanto na operação instantânea quanto na temporizada esse tempos inerentes ao completo seccionamento da corrente estão presentes.

Conforme dito anteriormente, para garantir a coordenação, serão escolhidas as curvas mais lentas para a definição do ajuste do relé da SE, dessa forma a curva de fase será a 0,8270 NI e a curva residual será a 2,1653 NI. As Figuras 3.13 e 3.14 permitem uma comparação entre as curvas do relé da SE com as curvas dos religadores, possibilitando a identificação da coordenação para todos os valores de corrente de curto-circuito.

Avaliando as duas Figuras 3.13 e 3.14 percebe-se que a distância entre as curvas azul (curva de fase e residual do relé da SE) e vermelha (curva de fase e residual lenta do religador 1008)

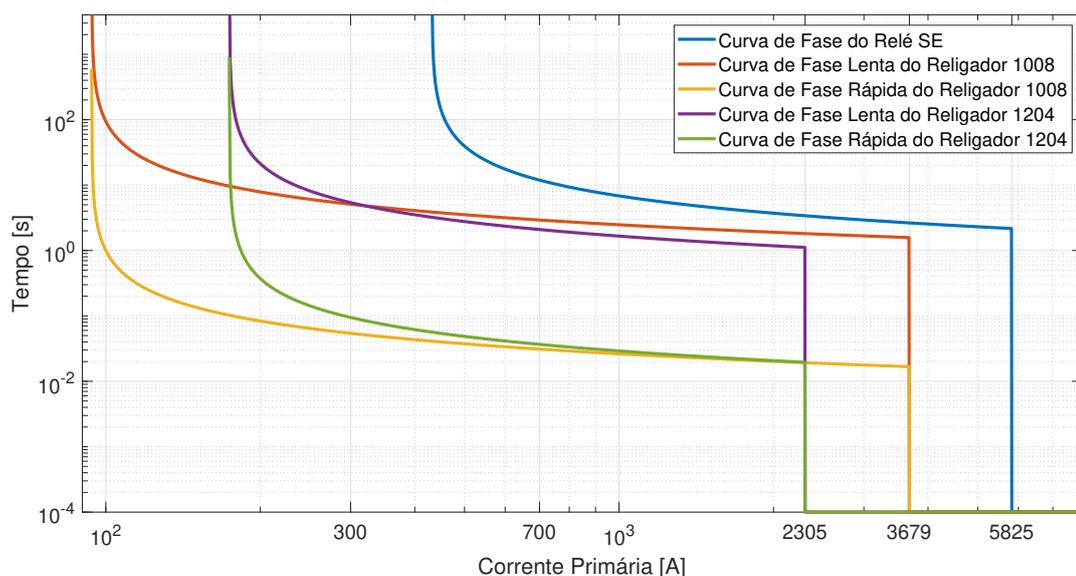


Figura 3.13. Curvas de fase do relé da SE e dos religadores.

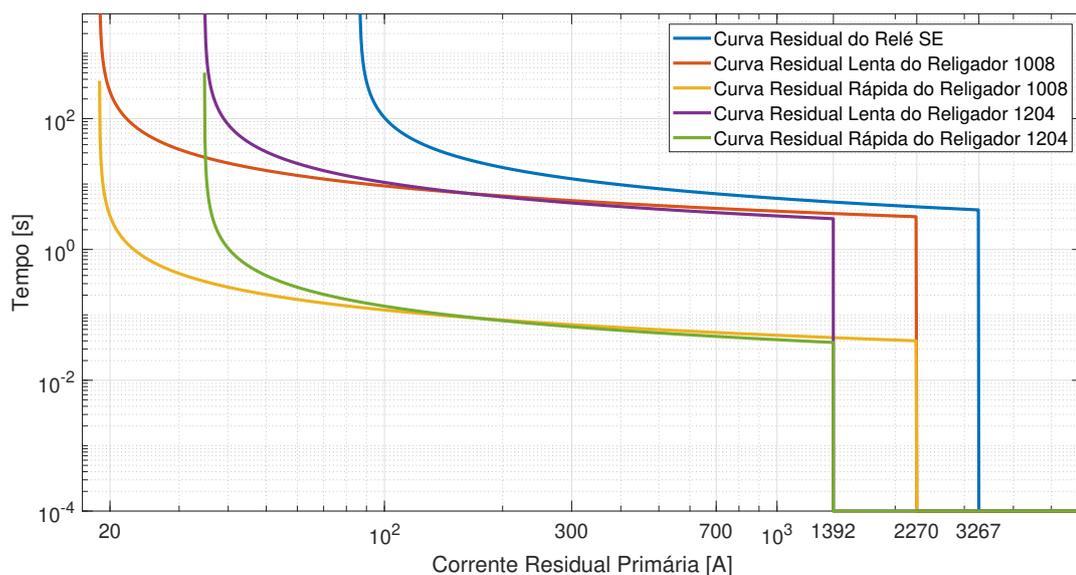


Figura 3.14. Curvas residuais do relé da SE e dos religadores.

está um pouco acima do intervalo de coordenação, de 0,3 segundos, no ponto do *pick-up* instantâneo do religador 1008. Assim como na Figura 3.11, isso se deve à diferença de corrente que circula pelo relé da SE e pelo religador para a mesma falta, devido à corrente de carga do alimentador. Porém, de fato, essas curvas estão sim coordenadas com o intervalo de coordenação, analisaremos diferença de tempo no próximo capítulo deste trabalho.

A Tabela 3.20 apresenta um resumo dos ajustes do relé da subestação e dos relés dos religadores RE-1008 e RE-1204. Todas as curvas apresentadas na Tabela são do tipo normalmente

inversa com os valores das constantes apresentadas na Tabela 2.2 para a norma IEC-61869.

Tabela 3.20. Resumo dos pré-ajustes dos relés de sobrecorrente.

Relé	RTC	I_{50F}	I_{51F}	$C_{F,ráp}$	$C_{F,len}$	I_{50G}	I_{51G}	$C_{G,ráp}$	$C_{G,len}$
SE	200	29,125	2,159	-	0,8270	16,334	0,432	-	2,1653
RE-1008	80	45,982	1,173	0,0091	0,8568	28,379	0,235	0,0160	2,2723
RE-1204	80	28,809	2,176	0,0074	0,4219	17,394	0,435	0,0115	1,6143

Nesse momento, com todos os ajustes pré-definidos, é necessário avaliar se a proteção residual dos religadores atuaria como resposta a um seccionamento monopolar dos fusíveis à jusante. Para essa análise serão avaliadas as correntes residuais que circulam pelo religador para uma abertura monopolar dos fusíveis protetores de ramais.

Para o religador RE-1008 avalia-se primeiramente a abertura monopolar do fusível F1, teremos no religador uma corrente residual primária de $3I_0 = 25,03\angle -25,04^\circ + 56,62\angle -145,09^\circ + 57,14\angle 94,65^\circ = 31,62\angle 153,81^\circ A$, equivalente a 0,395 A no secundário. Essa corrente tem módulo superior ao *pick-up* residual temporizado de 0,235 A e de acordo com as Equações (2.4) e (2.5) a unidade residual atuaria em 0,215 segundos na operação rápida e em 30,47 segundos na lenta.

Para a abertura monopolar do fusível F2, teremos no religador RE-1008 uma corrente residual primária de $3I_0 = 18,34\angle 153,09^\circ A$, equivalente a 0,229 no secundário. Para esse caso a abertura monopolar não resultará em abertura do religador, uma vez que o módulo da corrente residual é inferior ao *pick-up* residual temporizado de 0,235 A. Portanto, para evitar a atuação indevida da unidade residual, é necessário reajustar o *pick-up* residual temporizado do religador RE-1008 para $1,1 \cdot 0,395 = 0,435$.

Aplicando a mesma análise para o religador RE-1204, com a abertura monopolar do fusível F3, teremos no religador uma corrente residual primária de $3I_0 = 48,44\angle -24,55^\circ + 104,01\angle -145,47^\circ + 106,365\angle 93,59^\circ = 55,36\angle 150,72^\circ A$, equivalente a 0,692 A no secundário. Essa corrente tem módulo superior ao *pick-up* residual temporizado de 0,435 A e de acordo com as Equações (2.4) e (2.5) a unidade residual atuaria em 0,173 segundos na operação rápida e em 24,228 segundos na lenta.

Para a abertura monopolar do fusível F4, teremos no religador RE-1008 uma corrente residual primária de $3I_0 = 33,08\angle 150,46^\circ A$, equivalente a 0,414 no secundário. Para esse

caso a abertura monopolar não resultará em abertura do religador, uma vez que o módulo da corrente residual é inferior ao *pick-up* residual temporizado de 0,435 A. Portanto, para evitar a atuação indevida da unidade residual, é necessário reajustar o *pick-up* residual temporizado do religador RE-1204 para $1,1 \cdot 0,692 = 0,761$.

Dessa forma, para evitar a atuação indevida das unidades residuais, sacrifica-se a sensibilidade da unidade residual para garantir a seletividade da proteção. Para isso o valor do *pick-up* residual temporizado será elevado para os dois religadores, afim de garantir que não haja uma operação residual após a abertura monopolar dos fusíveis à jusante. A Tabela 3.21 apresenta os valores finais dos ajustes do relé da subestação e dos relés dos religadores RE-1008 e RE-1204. Todas as curvas apresentadas na Tabela são do tipo normalmente inversa com os valores das constantes apresentadas na Tabela 2.2 para a norma IEC-61869.

Tabela 3.21. Resumo dos ajustes finais dos relés de sobrecorrente.

Relé	RTC	I_{50F}	I_{51F}	$C_{F,ráp}$	$C_{F,len}$	I_{50G}	I_{51G}	$C_{G,ráp}$	$C_{G,len}$
SE	200	29,125	2,159	-	0,8270	16,334	0,432	-	2,1653
RE-1008	80	45,982	1,173	0,0091	0,8568	28,379	0,435	0,0160	2,2723
RE-1204	80	28,809	2,176	0,0074	0,4219	17,394	0,761	0,0115	1,6143

3.5 MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO NO ATP

3.5.1 Modelagem do Elo Fusível

Como apresentado anteriormente o elo fusível possui uma faixa de operação, compreendida entre as curvas características de operação máxima e mínima. Para a modelagem do elo no ATP foi definida a curva média de fusão, conforme mostra a Figura 3.15. Com a definição da curva média foram feitas regressões da curva, a função que apresentou a melhor representatividade da curva original foi a regressão exponencial, com a seguinte equação $y = a \cdot x^b$. Para obter a melhor representação ao longo de toda a curva, foi necessário obter parâmetros a e b da equação da regressão em três trechos distintos e contínuos da curva.

A Figura 3.16 representa a modelagem do elo fusível no ATPDraw. Nessa modelagem foram utilizadas as chaves TACs para a execução do seccionamento da corrente que flui pelo equipamento de proteção modelado e blocos MODELS que permitem a livre programação e

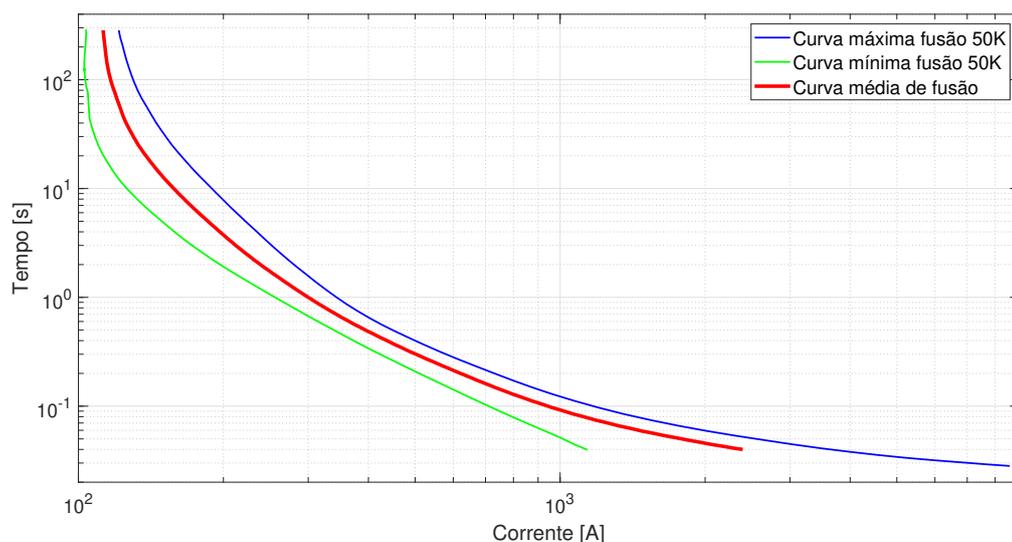


Figura 3.15. Curva média de fusão do elo fusível.

descrição da operação de cada componente do equipamento de proteção.

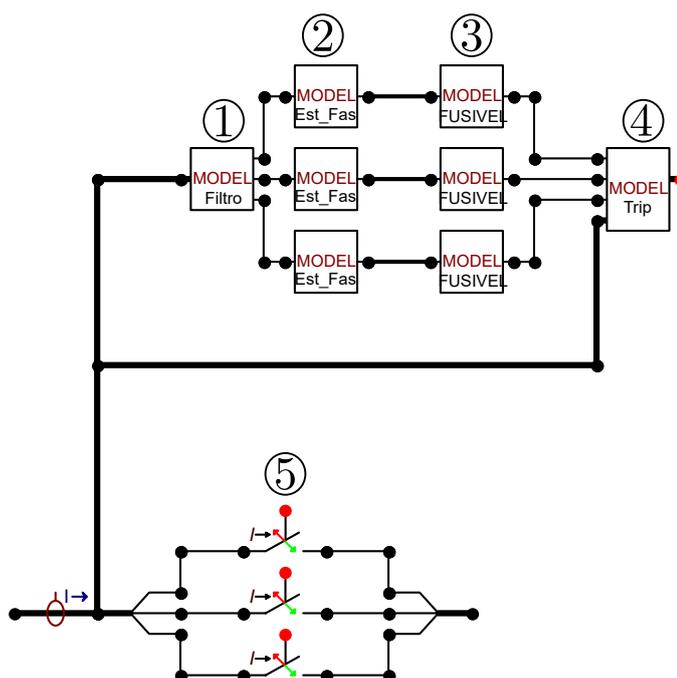


Figura 3.16. Componentes utilizados para modelagem do elo fusível no ATP.

O bloco ① da Figura 3.16 é um filtro passa-baixa do tipo Butterworth de terceira ordem. Esse filtro é responsável por eliminar componentes transitórios de alta frequência garantindo que não exista interferência dessas componentes e impedindo que aconteça o *aliasing*³ pela delimitação de uma frequência de corte. Esse processo de filtragem gera um pequeno atraso

³Efeito de sobreposição de espectro durante o processo de amostragem dos sinais.

temporal com relação ao sinal original, processo esse que é inerente ao processo de filtragem com filtros Butterworth (SILVA, 2009). O filtro tem como entrada as correntes de linha e como saída os mesmos sinais porém livres das componentes de alta frequência.

O bloco (2) é responsável pela estimação do fasor de corrente, esse bloco é essencial para a modelagem das unidades de proteção, pois a maior parte dos relés de proteção operam baseados no valor do fasor na frequência fundamental ao invés da resolução de equações diferenciais. Esse algoritmo de estimação deve, de forma rápida e precisa, eliminar a componente DC de decaimento exponencial, transitórios, não linearidades e interferências de harmônicas (SILVA, 2009). O bloco de estimação de fasor tem como entrada o sinal de corrente filtrada e tem como saída a parte real e a imaginária do fasor da corrente em 60 Hz.

Em seguida temos o bloco (3) responsável pela modelagem do elo fusível. Esse bloco permite a seleção de qual fusível se deseja representar (40K ou 50K para esse estudo). Ao selecionar o tipo de fusível o programa estará selecionando quais parâmetros a e b serão utilizados em cada trecho na equação da regressão, e com isso determinar os tempos de atuação com base no valor da corrente que circula pelo elo fusível. Esse bloco tem como entrada o fasor de corrente e como saída o sinal de abertura ou *trip*.

Por fim o bloco (4) recebe esse sinal de abertura do bloco do elo fusível e tem como função abrir de forma independente as chaves representadas por (5). Essa abertura ocorre apenas no momento em que a corrente passa por zero. Isso ocorre pois com a fusão do elo é criado um arco elétrico através do fusível rompido, somente durante a passagem da corrente pelo zero que esse arco é completamente extinto e a corrente de falta é de fato interrompida. Esse bloco possui como entrada as correntes e os sinais de *trip* do bloco (3), e como saída têm os sinais de comando de abertura das chaves.

É importante destacar que para a modelagem do elo fusível foram utilizados um filtro passa-baixa e um algoritmo de estimação de fasor para facilitar a representação desse equipamento analógico no programa digital, tendo em vista que os fabricantes fornecem suas curvas de atuação com base no valor RMS da corrente que circula pelo elo fusível. Porém na realidade esse equipamento não possui esses componentes para seu funcionamento, uma vez que seu funcionamento é baseado apenas no derretimento do seu elo por meio do efeito Joule.

3.5.2 Modelagem do Relé de Sobrecorrente da SE

O relé da subestação possui as unidades de proteção de sobrecorrente não-direcional instantânea e residual. A Figura 3.17 representa a modelagem das unidades implementadas no ATPDraw para esse equipamento. Foram utilizadas na modelagem, chaves TACs, bloco de transformador de corrente e blocos MODELS.

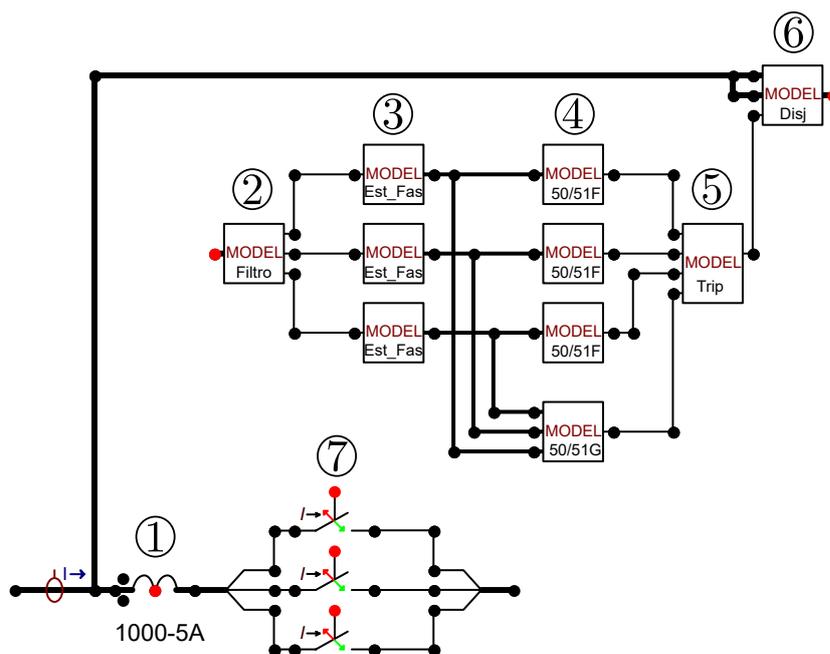


Figura 3.17. Componentes utilizados para modelagem do relé e disjuntores da SE no ATP.

O bloco (1) da Figura 3.17 representa um transformador de corrente com relação de transformação de 1000:5A, esse bloco além de realizar a transformação da corrente também carrega a informação da curva de saturação para esse TC. Esse bloco têm como entrada a corrente primária e como saída a corrente secundária que será lida pelos equipamentos de proteção.

Os blocos (2) e (3) representam respectivamente o filtro passa-baixa e o bloco de estimação de fasor. São iguais aos blocos (1) e (2) apresentados na modelagem do elo fusível e possuem as mesmas funções descritas anteriormente.

Os blocos (4) representam os relés de sobrecorrente de fase e residual. Neles são configuradas as curvas de operação da unidade temporizada e os valores de *pick-up* instantâneo e temporizado. Essas variáveis são utilizadas para o cálculo do tempo de atuação do relé, obtido com o valor do fasor da corrente secundária medida.

Em seguida temos o bloco (5), que é responsável por receber os sinais de *trip* das três

unidades de fase e da unidade residual para enviar os comandos de abertura e fechamento ao disjuntor, representado pelo bloco (6). O disjuntor recebe esse sinal e envia o comando de abertura das chaves TACs que representam os contatos dos disjuntores, bloco (7), porém o disjuntor só envia esse comando de abertura no momento em que a corrente passa novamente a ser nula. Essa consideração é feita para considerar a extinção do arco elétrico e a completa interrupção da corrente de falta. O bloco (6) considera ainda um tempo de atraso mecânico para a abertura dos contatos do disjuntor, esse atraso é definido em ciclos de onda.

3.5.3 Modelagem do Religador

Como dito anteriormente o religador possui uma complexa unidade de controle, composta de diversas unidades incorporadas ao mesmo equipamento. A Figura 3.18 representa a modelagem dessas unidades do religador no ATPDraw. Para esse equipamento também foram utilizadas na modelagem chaves TACs, bloco de transformador de corrente e blocos MODELS.

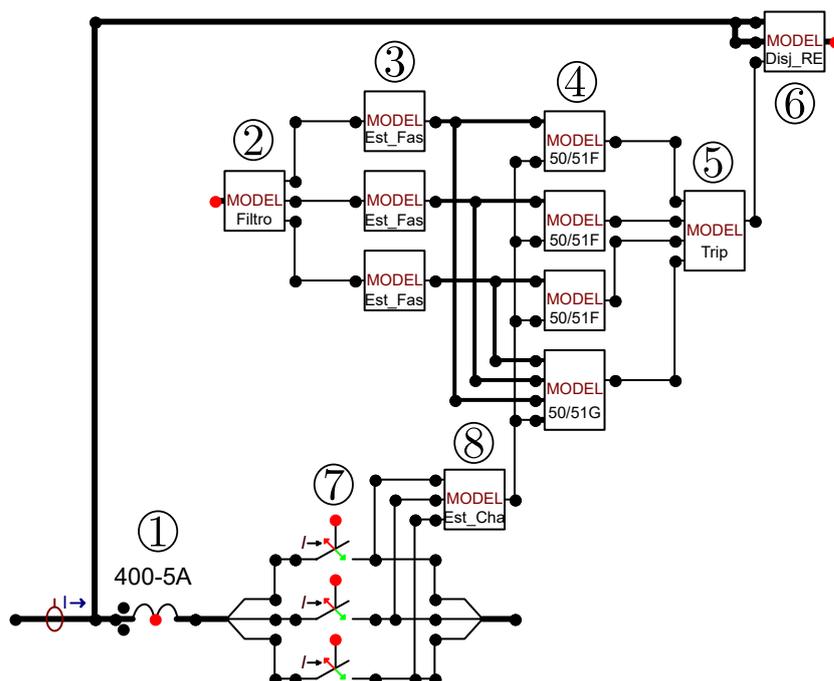


Figura 3.18. Componentes utilizados para modelagem do religador e disjuntores no ATP.

O bloco (1) da Figura 3.18 é um transformador de corrente com relação de transformação de 400:5A, esse bloco tem as mesmas características apresentadas no TC do relé da SE. Os blocos (2) e (3) representam respectivamente o filtro passa-baixa e o bloco de estimação de fasor. São iguais aos blocos (1) e (2) apresentados na modelagem do elo fusível e possuem as

mesmas funções apresentadas anteriormente.

Os blocos ④ representam os relés de sobrecorrente de fase e residual. Neles são configuradas as curvas de operação rápida e lenta e os valores de *pick-up* instantâneo e temporizado. Essas variáveis são utilizadas para o cálculo dos tempos de atuação do religador, obtidos com o valor do fasor da corrente secundária medida. Esse bloco também analisa o estado das chaves e o ponto de operação do religador, para assim determinar qual curva a ser utilizada e o momento de efetuar o bloqueio, caso seja necessário. Possui como entrada o fasor da corrente e os estados das chaves (obtida através do bloco ⑧) e possui como saída o *trip* ou sinal de comando para abertura dos disjuntores.

Em seguida temos o bloco ⑤, que é responsável por receber os sinais de *trip* dos três relés de fase e do relé residual e enviar os comandos de abertura e fechamento ao disjuntor. O bloco ⑥, que representa o disjuntor, recebe esse sinal e envia o comando de abertura das chaves TACs que representam os contatos dos disjuntores, bloco ⑦, porém novamente o disjuntor só envia esse comando de abertura no momento em que a corrente passa novamente a ser nula, pelos mesmos motivos apresentados anteriormente.

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo, apresentam-se os resultados obtidos através de simulações no software ATP do sistema de distribuição modelado, avaliando a implementação e funcionamento dos equipamentos de proteção de sobrecorrente não-direcional. Inicialmente serão apresentadas individualmente as respostas dos equipamentos modelados e dos diferentes tipos de configuração para a abertura monopolar.

Posteriormente serão avaliadas as atuações da proteção do sistema para diferentes curtos-circuitos, verificando a coordenação e seletividade da proteção do sistema para diferentes combinações de localização, duração, impedância e tipo de falta. Será feita uma análise dos níveis de tensão secundária para analisar se os limites normativos estipulados são respeitados para os diferentes tipos de abertura monopolar. Por fim será feita uma breve análise da resolução normativa brasileira que determina o cálculo dos indicadores de qualidade e da compensação aos consumidores, avaliando se a norma atual permite às concessionárias a implementação da abertura monopolar.

4.1 RESPOSTA DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Nessa seção serão exibidas as respostas dos equipamentos de proteção perante a existência de um curto-circuito no trecho protegido pelo equipamento em análise. As figuras apresentadas estão subdivididas em duas subfiguras, a superior apresenta o comportamento das correntes primárias de linha que circulam pelo equipamento de proteção, enquanto a subfigura inferior apresenta os estados dos contatos do equipamento em análise, o nível lógico baixo representa o fechamento entre os contatos do dispositivo e o nível lógico alto a sua abertura. Nos equipamentos numéricos, o comando de abertura é enviado para os disjuntores que realizarão o seccionamento da corrente, esse sinal denominado de *trip* é nulo em condições normais de operação

e passa a ser unitário no momento em que o equipamento identifica alguma inconformidade.

4.1.1 Implementação do Elo Fusível

As Figuras 4.1 e 4.2 ilustram respectivamente a atuação do elo fusível do tipo 40K, para faltas permanentes monofásica e trifásica.

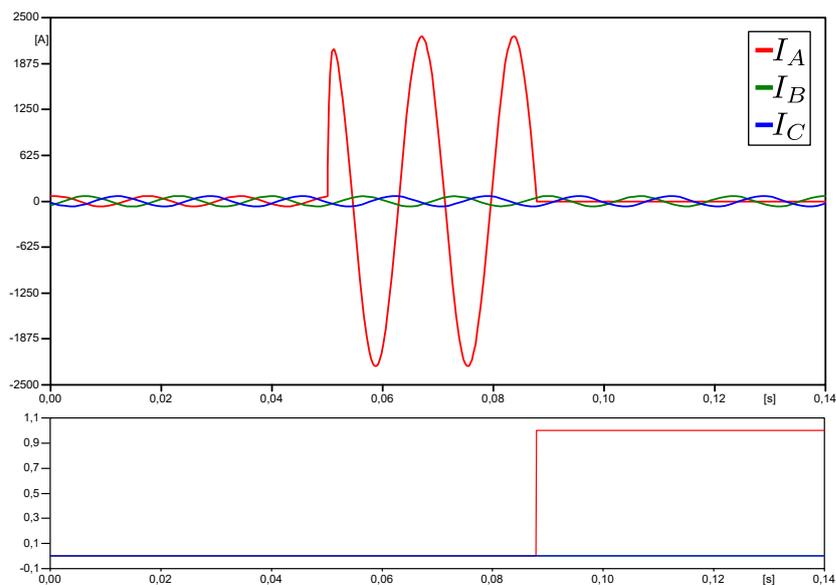


Figura 4.1. Atuação do elo fusível para uma falha monofásica.

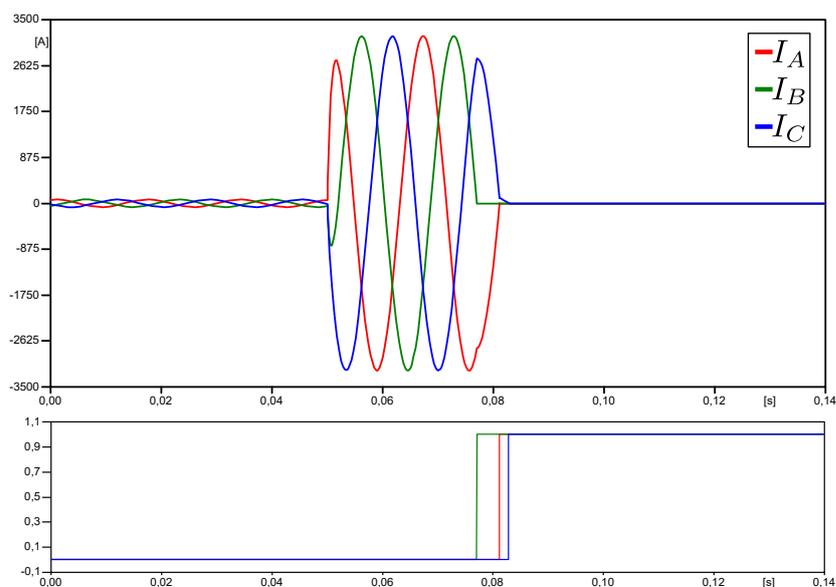


Figura 4.2. Atuação do elo fusível para uma falha trifásica.

A parte superior das figuras apresenta as correntes de linha no tempo e a parte inferior das figuras apresenta o instante em que cada elo fusível secciona o fluxo de corrente. Esse

seccionamento ocorre quando o arco elétrico criado se estingue durante a passagem da corrente por zero. É interessante perceber que, para a corrente de curto-circuito trifásica, a completa extinção do arco elétrico criado no interior do tubo do fusível é independente em cada fase, isso se deve à defasagem angular existente entre essas correntes.

4.1.2 Implementação do Relé de Sobrecorrente da SE

Conforme apresentado no capítulo anterior o relé da SE possui as unidades de sobrecorrente instantâneas e temporizadas de fase e residual. As figuras a seguir ilustram a atuação do relé de sobrecorrente, para faltas permanentes no tronco do alimentador de distribuição. A Figura 4.3 ilustra a atuação do relé para uma falta não tão severa, que possui uma corrente com módulo RMS inferior ao *pick-up* instantâneo, de tal forma que o equipamento atua na sua unidade temporizada. O intervalo de operação apresentado, cerca de 280 ms, é composto pelo tempo de operação (calculado com base na curva inversa), pelo atraso mecânico de abertura do disjuntor e pelo tempo de extinção do arco elétrico no interior da câmara do disjuntor.

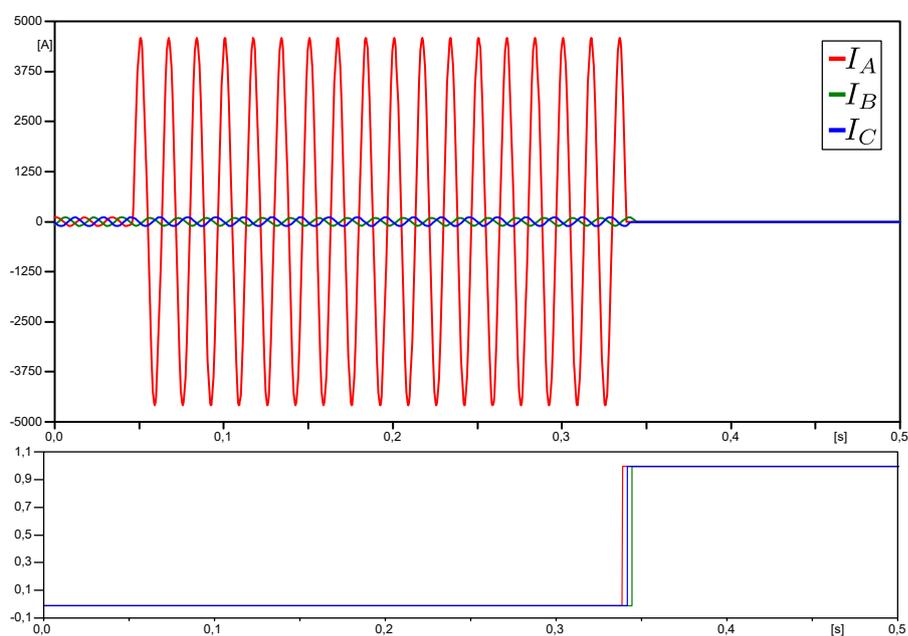


Figura 4.3. Atuação do relé da SE atuando pela unidade temporizada.

A Figura 4.4 apresenta a atuação do relé para uma falta com corrente de módulo RMS superior ao *pick-up* instantâneo, de tal forma que o equipamento atua sem adição de atraso intencional. Nesse caso o controle da severidade da corrente de falta foi feita por meio da

impedância de falta na simulação, essa corrente será tão maior quanto menor for essa impedância, sendo que essa corrente de falta é limitada pela impedância do equivalente de Thévenin, do barramento da SE. O tempo de atuação apresentado, cerca de 30 ms, é composto pelo tempo de leitura da corrente até a ultrapassagem do *pick-up* instantâneo, pelo atraso mecânico de abertura do disjuntor e pelo tempo de extinção do arco elétrico no interior da câmara do disjuntor.

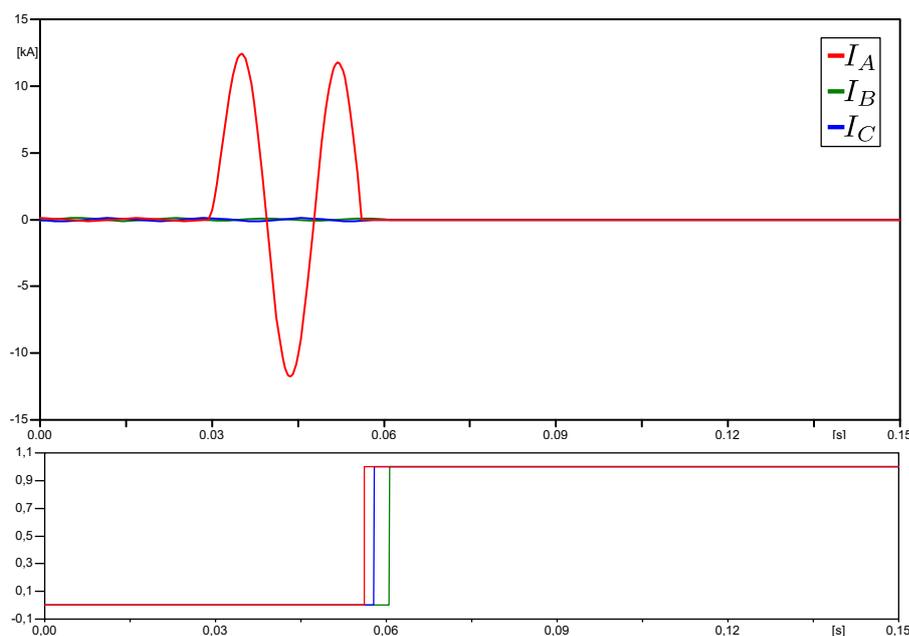


Figura 4.4. Atuação do relé da SE atuando pela unidade instantânea.

Nesse trabalho, optou-se pela implementação de aberturas tripolares no disjuntor geral do alimentador de distribuição. Essa escolha se deve ao fato de que, nesse ponto as correntes de carga apresentam valores mais consideráveis quando comparadas às correntes de carga dos ramais protegidos pelos religadores. De tal forma que mesmo para a corrente de carga a corrente residual seria muito elevada, perdendo totalmente a sensibilidade do elemento de proteção residual nesse ponto.

Outro fator preocupante, quando da abertura monopolar do alimentador, são os níveis de tensão entregues ao cliente devido ao elevado desequilíbrio. A depender da situação, as tensões de linha poderiam ultrapassar os valores estipulados por norma e, em casos extremos, danificar equipamentos conectados à rede pela elevada variação de tensão.

4.1.3 Implementação do Religador

O religador modelado conforme ilustra a Figura 3.18 foi configurado para executar as três configurações de operação apresentadas (Abertura e bloqueio monopolar, abertura monopolar e bloqueio tripolar, abertura e bloqueio tripolar). Para clarificar e deixar mais evidente a diferença entre as configurações de operação, serão apresentadas as respostas dos equipamentos para faltas monofásicas com o equipamento atuando com duas operações rápidas seguidas de duas lentas.

Inicialmente será apresentada a resposta do religador para uma falta trifásica, pois para esse tipo de curto-circuito as três configurações vão apresentar um resultado similar. Essa proximidade se deve ao fato de que abrindo de forma independente ou não as três fases serão seccionadas praticamente ao mesmo tempo, devido à implementação dos mesmos ajustes de curva e de *pick-up* dos elementos instantâneos e temporizados para as três fases. A diferença existente entre o tempo de abertura das fases é referente ao tempo que cada corrente leva até a próxima passagem pelo zero após do envio do comando de abertura do disjuntor.

A Figura 4.5 ilustra a atuação do religador para uma falta trifásica. Para a completa visualização da operação do equipamento foi necessário analisar três segundos de simulação, uma vez que os intervalos de religamento são de meio segundo. Esses intervalos são longos para permitir a completa extinção de uma falta transitória, procurando garantir o bloqueio do equipamento apenas para faltas permanentes. Analisando a figura também é possível perceber a diferença de tempo na atuação das unidades rápidas e lentas, tempos estes que são essenciais para a coordenação dos religadores com os elos fusíveis localizados à jusante.

A Figura 4.6 apresenta a atuação do religador com a configuração de abertura e bloqueio monopolar para uma falta monofásica. Como o próprio nome indica, com essa configuração o equipamento irá executar a abertura, religamento e bloqueio de forma independente, somente para a fase que apresenta algum defeito.

Nessa operação, em específico para um curto-circuito monofásico na fase A, apenas a mesma é seccionada para a eliminação da falta, de tal modo que as fases B e C continuam operando mesmo após o bloqueio do equipamento. Essa configuração resulta no menor impacto de interrupção para uma falta monofásica, podendo somente ser empregada quando não existirem

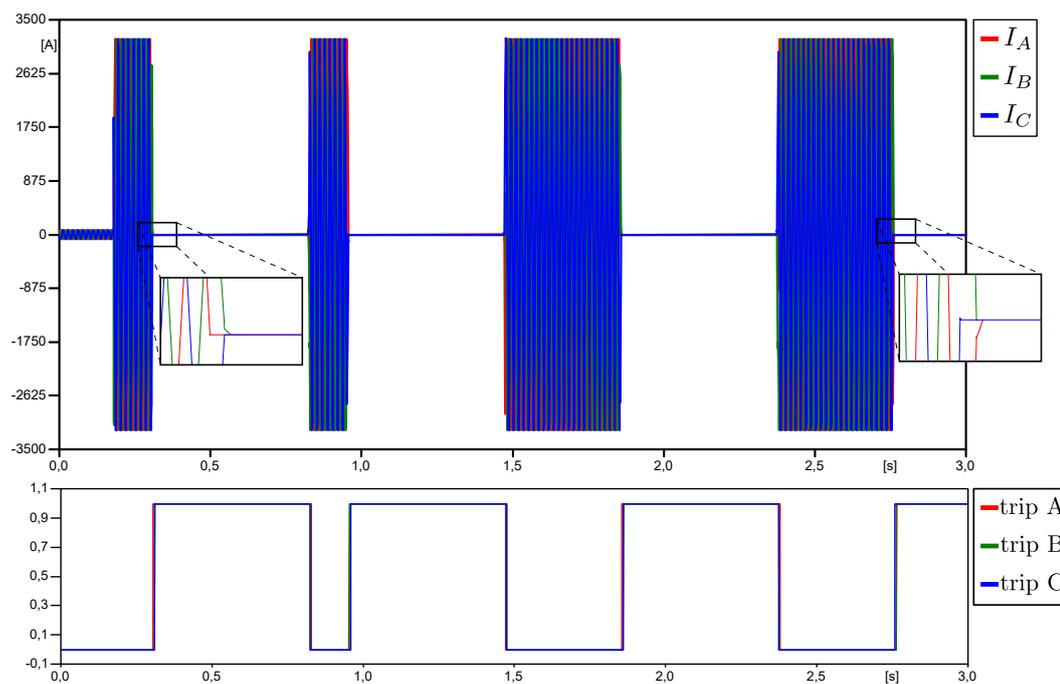


Figura 4.5. Atuação do religador para uma falta permanente.

restrições de cargas trifásicas específicas, e na ocasião em que for permitido a operação do sistema de forma desbalanceada.

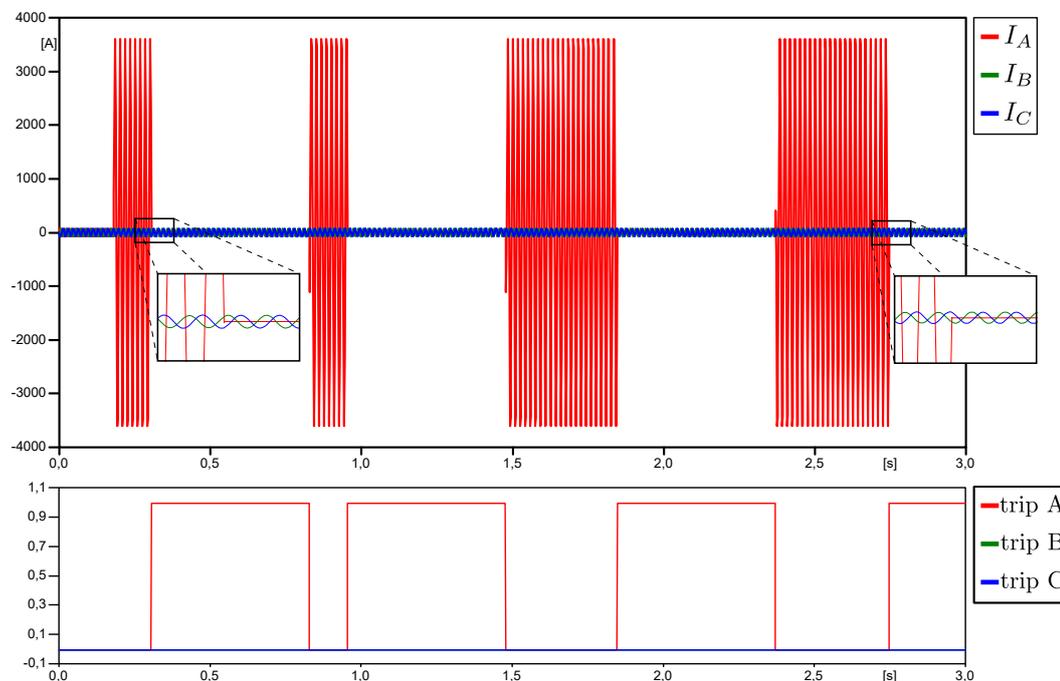


Figura 4.6. Atuação do religador com abertura e bloqueio monopolar.

A Figura 4.7 ilustra a atuação do religador com a configuração de abertura monopolar e de bloqueio tripolar. Esse tipo de operação é um híbrido entre a configuração apresentada ante-

riormente e a operação tripolar convencional dos religadores, pois permite apenas a execução da abertura e o do religamento de forma independente, porém no caso em que uma fase seja bloqueada, todas também serão.

Do ponto de vista econômico essa topologia não apresenta muita vantagem para o caso de uma substituição de religador tradicional, pois deste modo não será reduzido a quantidade de clientes afetados pelo bloqueio do religador. De tal forma que a concessionária continuará a contabilizar os indicadores e a pagar a compensação ao consumidor no caso da violação do limite de continuidade individual dos indicadores em relação ao período de apuração. Detalhes sobre o funcionamento e cálculo dessa compensação serão apresentados na seção 4.4. Por outro lado, no caso de compra de um novo equipamento, essa configuração apresenta a vantagem de não provocar interrupções nas fases sãs durante as tentativas de religamento.

É interessante ressaltar que esses curtos períodos de desligamento, causados pelo intervalo de religamento, não são contabilizados no cálculo dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. O módulo 8 do PRODIST determina que a apuração dos indicadores de continuidade coletivos e individuais ocorrem somente para interrupções de longa duração, ou seja, com duração igual ou superior a três minutos.

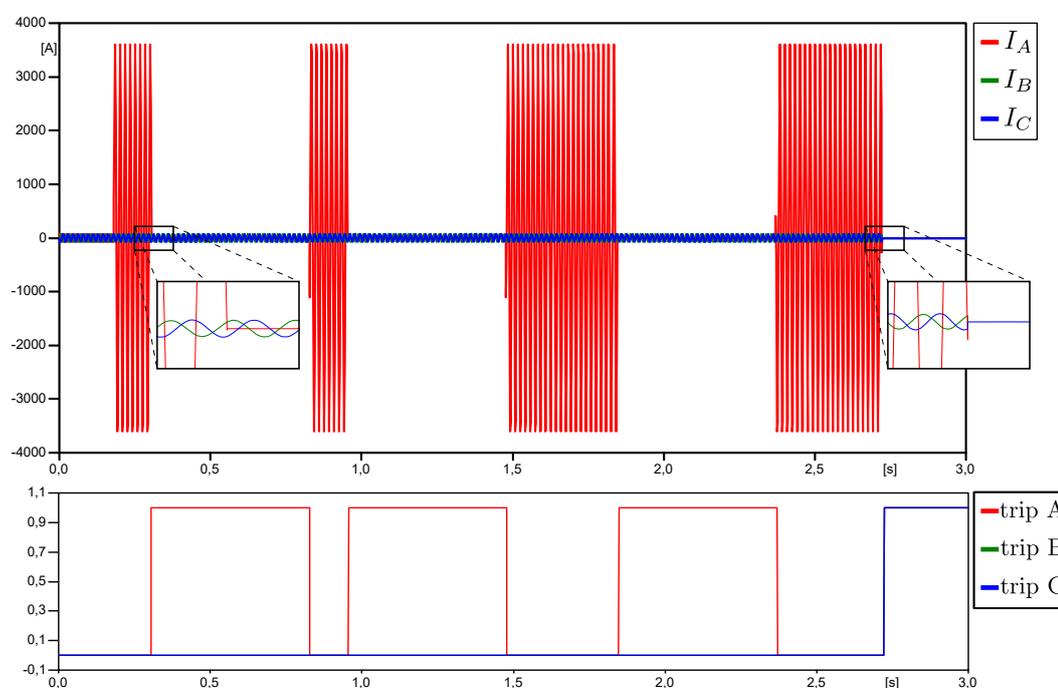


Figura 4.7. Atuação do religador com abertura monopolar e bloqueio tripolar.

A última topologia para o religador é apresentada na Figura 4.8 e representa a operação

tradicional desse equipamento. Para essa configuração o religador abre, religa e bloqueia de forma tripolar independentemente do tipo de falta. Essa configuração é utilizada quando não é permitido qualquer desequilíbrio incremental causado pelas aberturas momentâneas monofásicas.

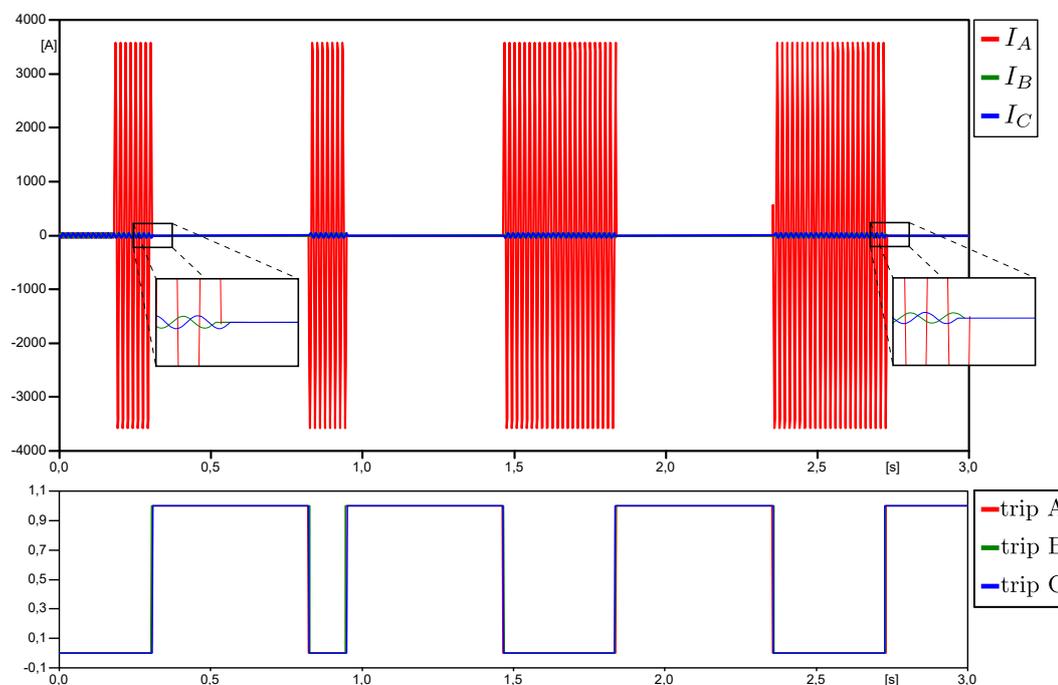


Figura 4.8. Atuação do religador com abertura e bloqueio tripolar.

Percebe-se que não há mudança dos tempos de atuação e no comportamento das correntes de falta para os três tipos de configuração do religador, a diferença reside no comando de abertura dos disjuntores e nas correntes durante os intervalos de religamento.

4.2 ANÁLISES DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

A seguir será avaliado a coordenação e seletividade da operação dos equipamentos de proteção, para isso serão apresentadas as atuações dos equipamentos de proteção como resposta às diversas faltas simuladas. As variáveis desse estudo serão: localização da falta no alimentador, a duração da falta, a operação com abertura monopolar (conforme apresentado e numerado na seção 2.4), a impedância de falta e o tipo de curto-circuito. A Tabela 4.1 apresenta um resumo dos casos que serão avaliados, onde SE representa o relé de sobrecorrente da SE e RE um dos religadores.

Tabela 4.1. Casos utilizados para avaliar a coordenação e seletividade da proteção.

Caso	Localização	Duração da falta	Configuração do religador	Impedância de falta	Tipo de falta
1	Jusante de fusível	Permanente e Transitório	3	5 Ω	1 ϕ
2	Jusante de fusível	Permanente	1, 2 e 3	5 Ω	1 ϕ
3	Entre RE e fusível	Permanente	1, 2 e 3	5 Ω	1 ϕ
4	Entre RE e fusível	Permanente	3	0 a 100 Ω	1 ϕ
5	Entre SE e RE	Permanente	3	5 Ω	1 ϕ e 3 ϕ

4.2.1 Caso 1 - Variação da duração da falta

O primeiro caso tem como objetivo apresentar a coordenação entre o religador e o elo fusível e identificar o esquema de preservação do fusível. Para isso, serão simuladas duas faltas monofásicas no final do ramal protegido pelo fusível F1 (vide Figura 3.6), uma permanente e outra transitória. Com o intuito de clarificar o esquema de preservação do fusível a simulação será feita com o religador configurado para abertura e bloqueio tripolar.

Para esse primeiro caso as figuras serão apresentadas como um conjunto de três subfiguras, a superior apresenta as correntes de linha que circulam na saída da SE, a subfigura do centro apresenta os estados dos disjuntores do religador RE-1008 e a subfigura inferior apresenta o instante de ruptura do elo fusível F1. Nessas duas ultimas subfiguras o nível lógico baixo representa o fechamento entre os contatos do dispositivo e o nível lógico alto a sua abertura.

4.2.1.1 Curto-circuito permanente

A primeira análise envolve um curto-circuito monofásico permanente, nesse caso o elo fusível irá isolar a falta impedindo o bloqueio do religador, que provocaria uma interrupção de energia para muitos clientes, de forma a não atender a seletividade. A Figura 4.9 ilustra a resposta da proteção para essa falta, é possível perceber que a proteção atuou conforme o esperado. Confirma-se a existência da coordenação e seletividade do sistema pela atuação do elo fusível na primeira operação lenta do religador, interrompendo o fornecimento de energia apenas para as cargas conectadas à jusante do elo fusível F1 na fase A.

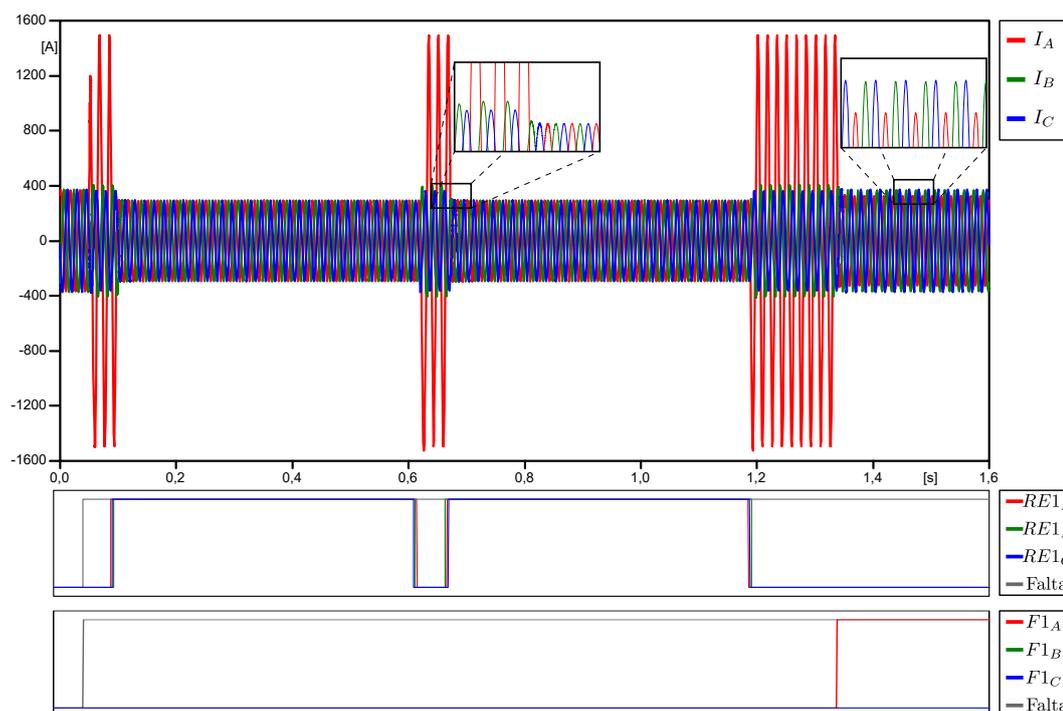


Figura 4.9. Análise coordenação religador-elo fusível para uma falta permanente.

Nota-se ao analisar a resposta da corrente no tempo que após o curto-circuito monofásico na fase A, surge uma leve sobrecorrente nas fases B e C. Isso se deve às contribuições ao longo do alimentador causada pelo acoplamento entre as fases e à elevação de tensão que ocorre nessas fases sãs durante a falta, dando origem a essa sobrecorrente.

É possível perceber que durante os dois intervalos de religamento não há desequilíbrio entre as correntes de carga, devido à abertura tripolar do religador. Após a operação do elo fusível e a extinção da falta, é possível perceber a existência de uma pequena assimetria entre as correntes de linha, originado pela abertura independente do elo fusível. Essa diferença gera uma corrente residual superior à corrente residual em condições normais de operação, entretanto esse baixo valor não é tão significativo ao ponto de provocar a atuação das unidades residuais do religador e do relé da SE.

4.2.1.2 Curto-circuito transitório

O segundo curto-circuito é do tipo transitório, nessa circunstância o religador protege o elo fusível, impedindo que ele se rompa para uma falta momentânea. Para este caso foi simulado um curto-circuito monofásico no final do ramal protegido pelo fusível F1, essa falta foi configurada

para ter 0,8 segundos de duração com início em 100 milissegundos de simulação.

Para essa falta monofásica temos no elo fusível F1 uma corrente de curto-circuito da ordem de 863 A, o que resulta em um tempo de atuação em torno de 0,13 segundos para o elo do tipo 50K. Esse tempo é superior ao tempo de operação da curva rápida do religador que é de cerca de 0,05 segundos, garantindo dessa forma a coordenação entre os dois equipamentos.

A Figura 4.10 ilustra a resposta da proteção para essa falta, devido à duração do curto-circuito, o religador executa apenas as suas duas operações rápidas. Percebe-se a redução da corrente que circula pela SE nos intervalos de religamento de meio segundo, devido ao fato do religador estar configurado com abertura tripolar, reduzindo assim de forma equilibrada a corrente de carga do alimentador. Durante o segundo intervalo de religamento a falta é naturalmente extinta, porém os níveis de corrente só assumem seus valores nominais após o término do intervalo de religamento de meio segundo.

Após a extinção natural da falta transitória o religador não irá bloquear e será iniciado a contabilização do tempo de rearme, conforme a Equação (2.6). Essa operação é necessária para resetar os contadores, deixando o religador preparado para uma nova sequência de operações caso ocorra um novo curto-circuito.

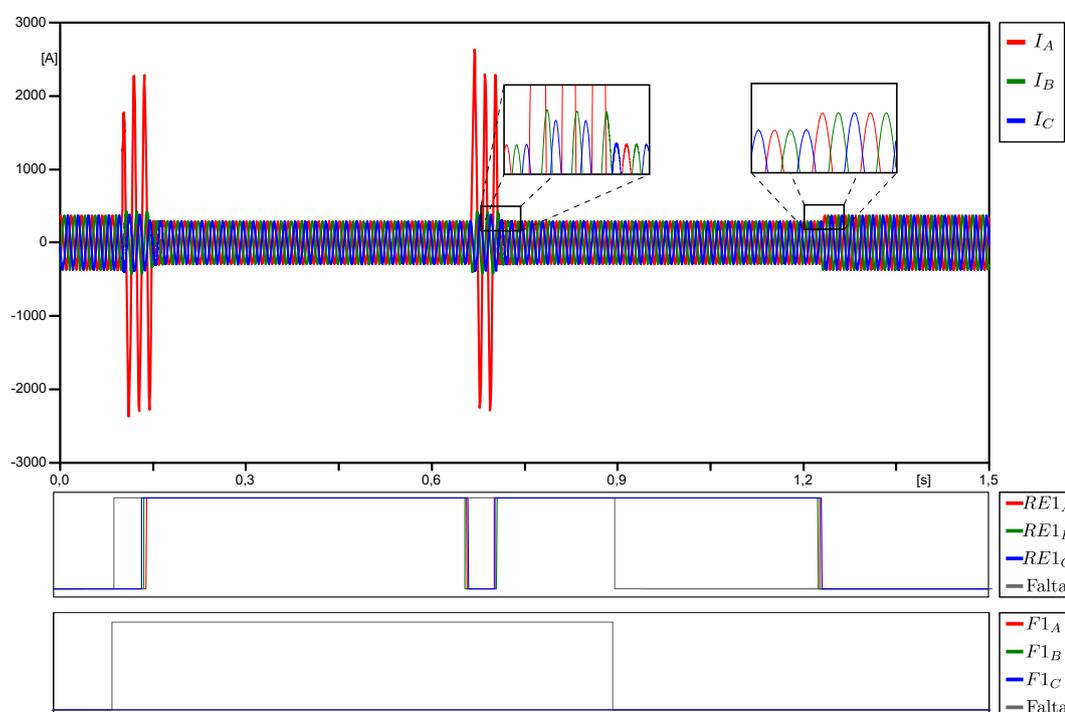


Figura 4.10. Análise coordenação religador-elo fusível para uma falta transitória.

Conforme apresentado foi possível perceber que a coordenação entre religador e elo fusível

foi respeitada pela execução do esquema de preservação do fusível. A unidade que poderia gerar uma descoordenação seria a residual para o caso da abertura monopolar do elo fusível, entretanto, conforme apresentado no dimensionamento dos equipamentos, os *pick-ups* residuais foram reajustados a fim de garantir a coordenação e a seletividade para esse caso.

4.2.2 Caso 2 - Variação da configuração de operação do religador para uma falta a jusante do elo fusível

O segundo caso tem como objetivo avaliar a coordenação entre religador e elo fusível para identificar o esquema de preservação do fusível quando da ocorrência de abertura monopolar em religadores. Para isso, foi simulada uma falta monofásica permanente no final do ramal protegido pelo fusível F3 (vide Figura 3.6). Neste caso a figura será apresentada como um conjunto de três subfiguras, a superior apresenta as correntes de linha que circulam na saída da SE, a subfigura central apresenta os estados dos disjuntores do religador RE-1204 e a subfigura inferior apresenta o instante de ruptura do elo fusível F3.

Optou-se por representar as duas primeiras configurações de operação do religador (abertura e bloqueio monopolar, e abertura monopolar e bloqueio tripolar) em uma única figura, uma vez que a diferença entre as duas configurações ocorre apenas no bloqueio do religador. Como a falta simulada é permanente, o elo fusível atua evitando o bloqueio do religador, garantindo portanto o mesmo resultado para as duas configurações. Para a terceira configuração, de abertura e bloqueio tripolar, a resposta é a mesma da apresentada no caso 1, pela figura 4.9.

Analisando a Figura 4.11 é possível perceber que durante os intervalos de religamento o desbalanço entre as corrente é mais severo, uma vez que o religador abriu apenas a fase A durante a tentativa de religamento. Da mesma forma, quando o fusível rompe, tem-se um desequilíbrio entre as correntes de linha, entretanto essa diferença é reduzida, uma vez que as cargas atendidas pelo fusível são inferiores às alimentadas pelo religador, resultando em uma menor diferença das correntes de carga.

Percebe-se que a abertura monopolar do elo fusível insere na rede um pequeno desequilíbrio, entretanto o módulo dessa corrente residual é inferior ao *pick-up* temporizado do religador, não provocando sua operação. Da mesma forma, mesmo gerando um desequilíbrio mais considerá-

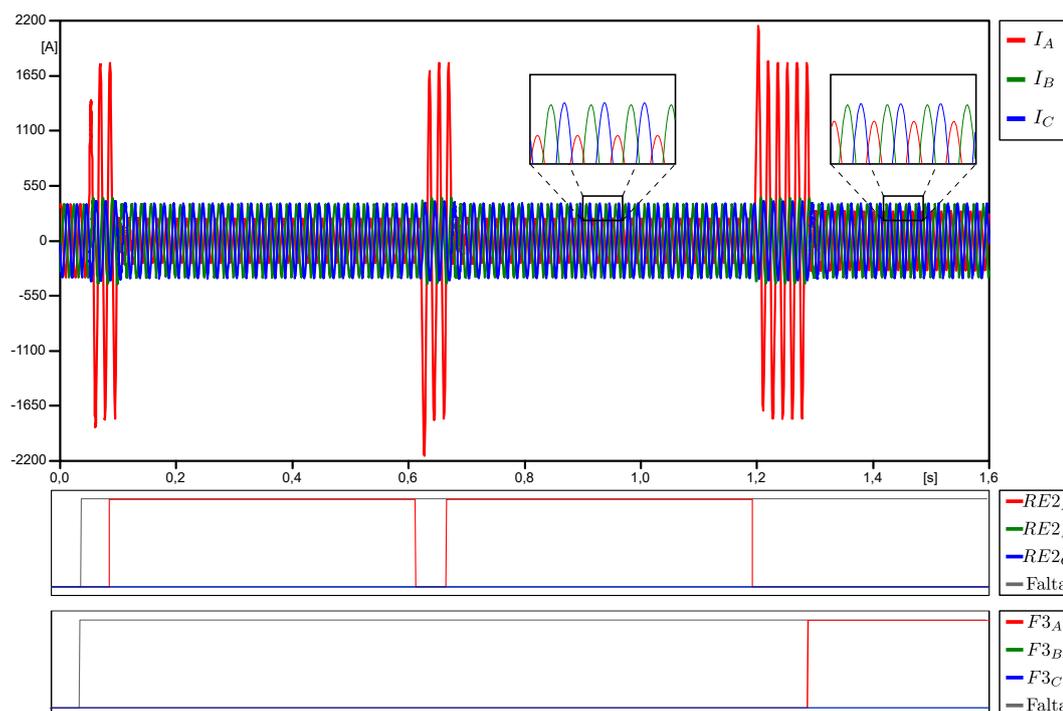


Figura 4.11. Análise coordenação elo fusível-religador com abertura e bloqueio monopolar.

vel, a abertura monopolar do religador não provoca a atuação do relé da SE, pois, para esse caso, não haveria tempo suficiente para o relé da SE atuar em sua unidade temporizada, uma vez que o intervalo de religamento é de apenas meio segundo. Entretanto essa questão poderia ser um problema caso o religador bloqueasse, análise que será feita no próximo caso.

Conforme apresentado, conclui-se que a abertura e bloqueio monopolar do religador não prejudica a sua coordenação com o elo fusível, uma vez que o elo fusível é um dispositivo de proteção de sobrecorrente de fase independente e todos os ajustes do sistema de proteção consideraram as correntes residuais inseridas com as aberturas monopolares.

4.2.3 Caso 3 - Variação da configuração de operação do religador para uma falta entre religador e Elo Fusível

O terceiro caso tem como objetivo apresentar a coordenação entre o religador e o relé da subestação e avaliar os níveis de corrente residual na SE para o bloqueio monopolar dos religadores. Para isso, serão simuladas faltas monofásicas permanentes entre o religador RE-1008 e os fusíveis F1 e F2, afim de obter as respostas para as três configurações de abertura dos religadores. Neste caso as figuras serão apresentadas em três partes, a superior apresenta as

correntes de linha que circulam na saída da SE, a central apresenta os estados dos disjuntores do religador RE-1008 e a inferior apresenta os estados dos disjuntores da SE.

A Figura 4.12 ilustra a resposta da proteção para a falta monofásica com a configuração de abertura e bloqueio monopolar. Diferentemente dos resultados anteriores, em que ou o fusível eliminava a falta ou a falta era transitória, o religador efetuará o seu bloqueio. Isso se deve ao fato da falta estar localizada à montante do elo fusível. Percebe-se, avaliando a mesma figura, que existe uma diferença considerável entre os tempos de operação das unidades temporizadas rápidas e lentas. Essa grande diferença é introduzida quando se determina os ajustes das curvas afim de garantir a coordenação das curvas do religador com as curvas de ruptura do elo fusível, conforme ilustram as Figuras 3.7 e 3.8.

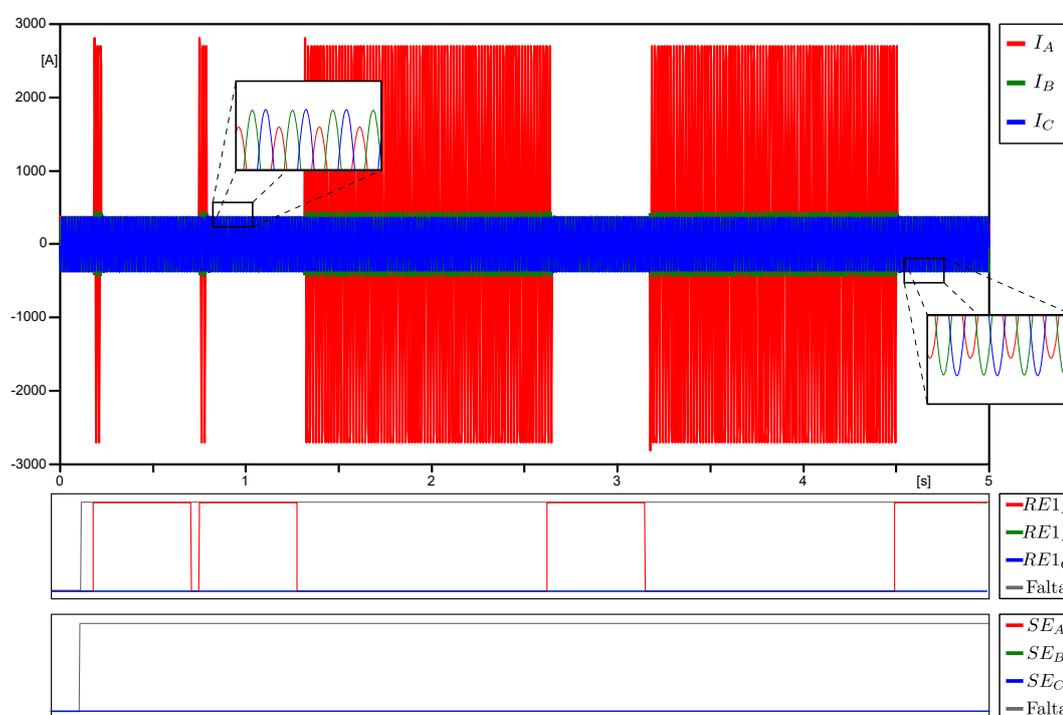


Figura 4.12. Análise coordenação religador-relé SE com abertura e bloqueio monopolar.

Avaliando as respostas, percebe-se também a existência de uma leve sobrecorrente nas fases sãs quando da ocorrência do curto-circuito monofásico, isso se deve às contribuições ao longo do alimentador causadas pelo acoplamento entre as fases e à elevação de tensão que ocorre nessas fases sãs durante a falta, dando origem a essa leve sobrecorrente.

A Figura 4.13 ilustra as respostas da proteção para a falta monofásica com a configuração de abertura monopolar e bloqueio tripolar enquanto a Figura 4.14 ilustra a resposta da proteção com a configuração de abertura e bloqueio tripolar.

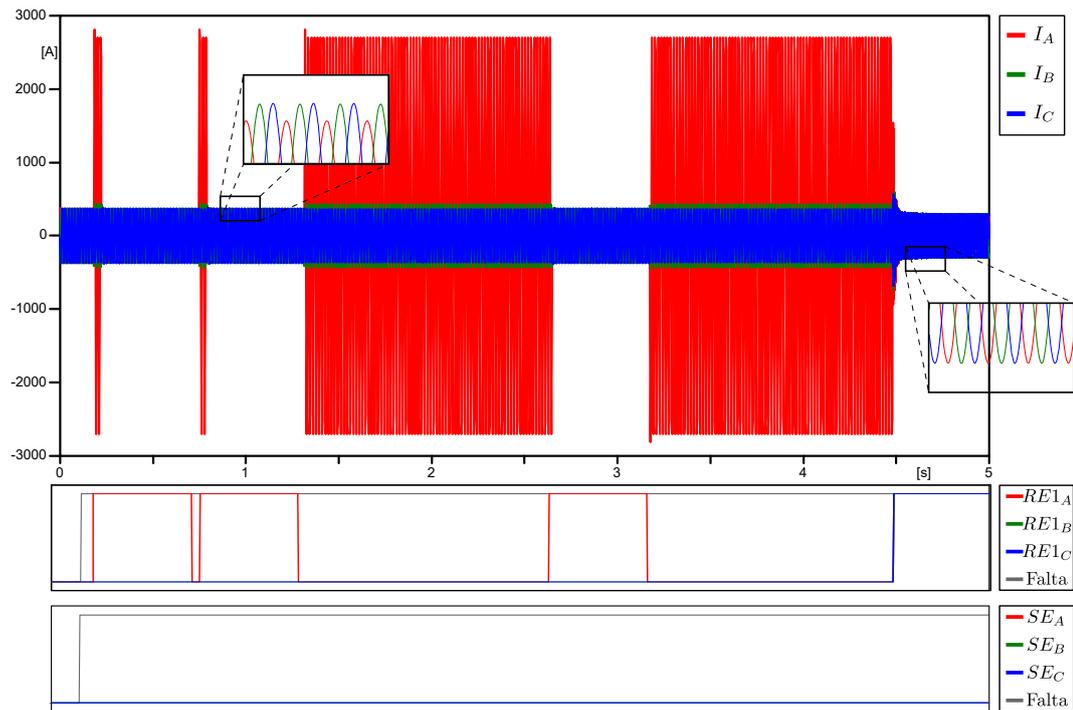


Figura 4.13. Análise coordenação religador-relé SE com abertura monopolar e bloqueio tripolar.

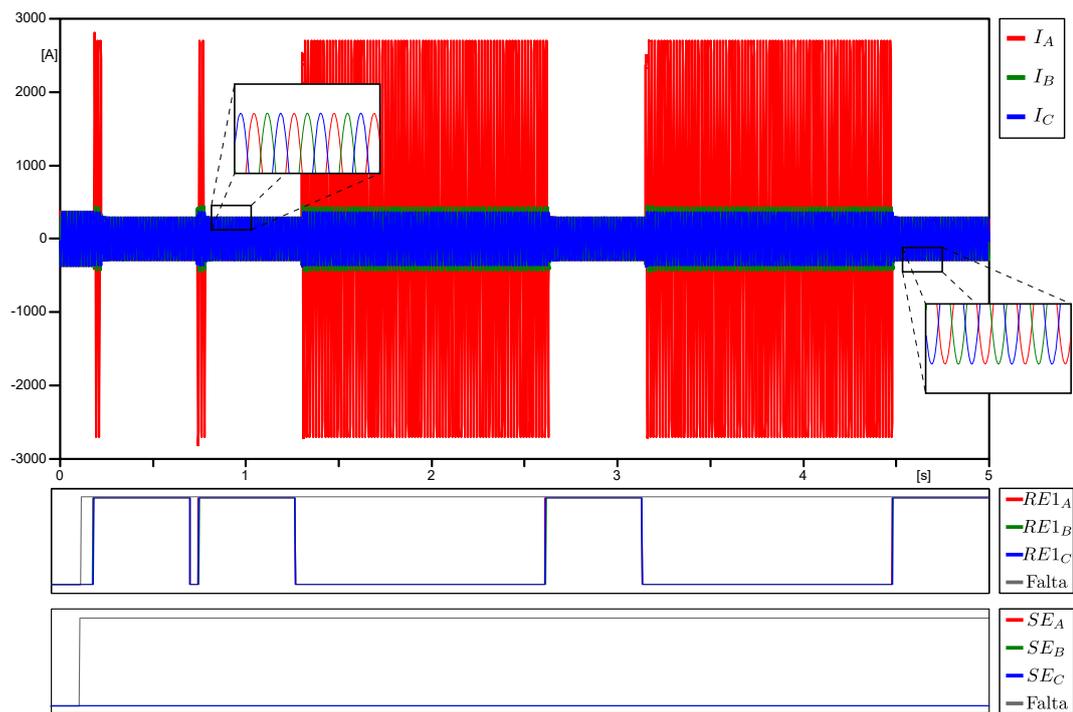


Figura 4.14. Análise coordenação religador-relé SE com abertura e bloqueio tripolar.

Avaliando a Figura 4.13, nota-se, nos intervalos de religamento, uma diferença do módulo da corrente nas fases B e C quando a abertura é monopolar e quando ocorre o bloqueio tripolar, essa diferença de módulo representa a corrente das cargas localizadas à jusante do religador que deixam de ser energizadas com as duas fases quando ocorre o bloqueio.

Outra característica que nos chama a atenção é o fato do religador, na operação lenta, eliminar o curto-circuito em um tempo superior a um segundo, tempo de operação extremamente elevado quando se trata de proteção dos sistemas elétricos. Conforme descrito anteriormente, esse retardo intencional busca garantir a existência da coordenação entre o religador e o elo fusível, afim de garantir a operação do elo fusível para faltas permanentes à jusante do fusível.

Uma solução para evitar esse tipo de lentidão da proteção é focalizar os esforços de planejamento e de manutenção afim de garantir que nesses pequenos trechos entre os religadores e os fusíveis protetores de ramal, não existam inconformidades. A parte do planejamento consiste em determinar para esses trechos a construção de rede compacta, apresentando melhor desempenho face às adversidades, enquanto que as ações da manutenção visam garantir uma inspeção visual e termográfica nesses mesmos trechos a fim de certificar a manutenção preventiva no caso de árvores próximas à rede, emendas indevidas, sujeiras que possam prejudicar a isolação da rede, entre outros motivos.

É possível executar a mesma análise para o religador RE-1204, entretanto essas respostas não serão apresentadas, uma vez que suas respostas apresentam grande similaridade das obtidas para o RE-1008. As principais diferenças seriam os níveis de corrente de falta e de carga. Devido à maior distância da SE, e por consequência uma impedância equivalente superior, a corrente para uma falta equivalente apresentaria um módulo inferior na análise do religador RE-1204 quando comparado ao RE-1008. Outro fator que apresentaria uma diferença é a corrente de carga no momento em que o religador abre seus contatos, uma vez que as correntes de carga para os dois religadores são diferentes.

A corrente residual na SE devido ao bloqueio monopolar do religador RE-1008 é de $3I_0 = 206,81\angle -24,64^\circ + 260,44\angle -145,17^\circ + 262,71\angle 94,52^\circ = 53,73\angle 149,94^\circ A$, equivalente a 0,268 A no secundário. Já para o religador RE-1204, a corrente residual na SE devido ao seu bloqueio monopolar será de $3I_0 = 159,17\angle -23,75^\circ + 257,30\angle -145,04^\circ + 263,79\angle 93,88^\circ = 97,784\angle 148,12^\circ A$, equivalente a 0,489 A no secundário. Essas correntes têm módulo inferior ao *pick-up* residual temporizado do relé da SE que é de 0,761 A, portanto não causarão a operação indevida da unidade residual do relé da SE.

Entretanto, em um caso em que os dois religadores venham a bloquear a mesma fase simultaneamente, a corrente residual passa a assumir um valor considerável. Para o caso

em que os dois religadores efetuem o bloqueio da fase A, a corrente residual na SE é de $3I_0 = 101,88\angle -23,12^\circ + 255,49\angle -145,02^\circ + 264,61\angle 93,54^\circ = 153,53\angle 149,53^\circ A$, equivalente a 0,766 A no secundário. Nesse caso a corrente residual têm módulo superior ao *pick-up* residual temporizado do relé da SE que é de 0,761 A e de acordo com as Equações (2.4) e (2.5) a unidade residual atuaria em aproximadamente 38 minutos.

Dessa forma é necessário que haja uma comunicação entre os equipamentos de proteção afim de garantir que haja ou o bloqueio ou um reajuste da unidade residual do relé da SE, para impedir que nesse caso específico todo o alimentador seja desenergizado desnecessariamente. Para usufruir os benefícios da sensibilidade da unidade residual, optou-se pela implementação do reajuste ao invés do bloqueio da função residual. Buscando evitar a atuação indevida dessa unidade, é necessário reajustar o *pick-up* residual temporizado do relé da SE para $1,1 \cdot 0,766 = 0,843A$ quando os dois religadores efetuarem simultaneamente o bloqueio monopolar.

Como para esse caso específico o tempo de atuação é extremamente elevado, o tempo de transferência da comunicação entre os equipamentos ocorre com uma boa margem de segurança. Comumente esse tipo de transferência de dados nas redes de distribuição é feita via rádio, uma vez que os alimentadores desse sistema costumam apresentar pequenas distâncias entre seus equipamentos.

4.2.4 Caso 4 - Variação da impedância de falta

O quarto caso busca avaliar a sensibilidade do religador perante variações da impedância de uma falta monofásica permanente localizada entre o religador e os elos fusíveis. Dessa forma, devido a localização da falta permanente, o religador irá bloquear a depender do nível da corrente de falta. Fixando a posição e o tipo de curto-circuito, optou-se por variar o módulo dessa corrente alterando o valor da impedância de falta, de forma que essa corrente será tão maior quanto menor for essa resistência.

Buscando avaliar a relação entre o tempo de bloqueio e a impedância de falta optou-se pela execução de uma análise de sensibilidade paramétrica, que consiste em analisar um comportamento específico em função da variação de um parâmetro do sistema. Dessa forma, foram realizadas simulações em massa do sistema modelado no ATP, simulando até o instante em

que o religador bloqueia. Para isso, foi considerado em cada simulação um valor diferente de impedância de falta, que para essa análise ela foi considerada como puramente resistiva. O valor dessa resistência variou de 0 a 100 ohms.

A Figura 4.15 apresenta o resultado obtido, representado por um gráfico do tempo que o religador leva para bloquear em função da resistência de falta. Esse tempo foi obtido através da criação de uma variável que recebe o valor do instante em que o equipamento executa o seu bloqueio. Essa variável é então lida por um bloco MODELS que irá exportar seu valor em um documento de texto, permitindo assim a sua análise em programas externos ao ATP.

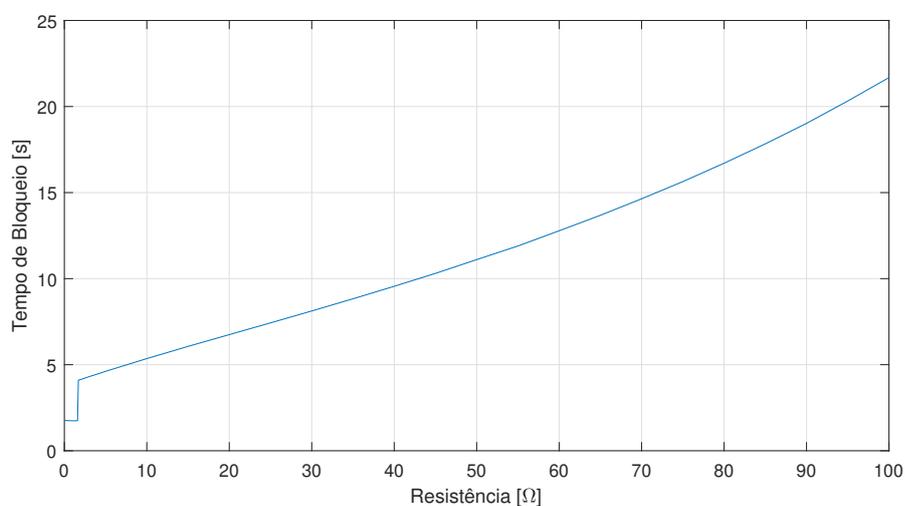


Figura 4.15. Tempo de bloqueio em função da resistência de falta.

Analisando esse gráfico é possível perceber que há uma súbita mudança do tempo de bloqueio para as baixas resistências. Essa transição se deve pelo tipo da unidade de sobrecorrente que atua para o curto-circuito em questão. Com a resistência de falta entre 0 e $1,6\Omega$ o religador atua em sua unidade instantânea, devido à elevada corrente que circula pelo religador, apresentando um tempo de bloqueio constante de 1,7 segundos. Esse tempo é composto pelos três intervalos de religamento (meio segundo cada) adicionados ao tempo de atuação das quatro operações instantâneas.

A partir de uma resistência de falta de $1,7\Omega$, o religador passa a operar em sua unidade temporizada, apresentando um comportamento crescente e não-linear. Para a falta de $1,7\Omega$ de resistência o tempo de bloqueio é de 4 segundos, enquanto que para uma falta de 100Ω é de 21,7 segundos. Esse tempo de bloqueio é composto pelos três intervalos de religamento somados ao tempo de atuação das duas unidades rápidas e das duas unidades lentas.

Para obter o valor de resistência limite que determina a sensibilidade da proteção, foram realizadas simulações individuais permitindo a análise da resposta no tempo. O valor dessa resistência limite é de $199,1\Omega$ para o curto-circuito monofásico entre o religador RE-1008 e os fusíveis, sendo que com essa resistência de falta o religador bloqueia em cerca de 10,8 minutos.

Optou-se por não realizar a análise de sensibilidade paramétrica para resistências superiores a 100Ω , uma vez que faltas com resistência superior a esse valor são muito improváveis de acontecer nos sistemas elétricos. As faltas denominadas de alta impedância são caracterizadas pelo contato do condutor energizado com algum material de elevada resistência elétrica, como uma árvore ou o asfalto. Esse tipo de falta apresenta um comportamento de tensão em função da corrente como uma característica não-linear. Dessa forma para esse estudo esse tipo de falta não será analisada, tendo em vista que a modelagem e definição desse tipo de falta necessita de um estudo específico.

4.2.5 Caso 5 - Variação do tipo de curto-circuito

A quinta análise tem como objetivo apresentar o tempo de atuação do relé da SE para diferentes tipos de falta que venham a ocorrer entre a SE e os religadores. Serão analisados nesse caso a resposta do sistema de proteção para um curto-circuito monofásico e um trifásico.

Conforme apresentado no capítulo 3 desse trabalho, a metodologia de parametrização dos equipamentos de proteção de sobrecorrente consiste na determinação de intervalos de coordenação à partir da atuação mais rápida possível para o elemento mais à jusante do sistema. Definido a atuação desse dispositivo cria-se a referência para toda a proteção localizada à montante, de tal forma que os outros equipamentos são então parametrizados visando garantir a coordenação com todos os equipamentos à jusante. Por esse motivo, busca-se reduzir a quantidade de elementos de sobrecorrente em série no sistema de distribuição radial.

4.2.5.1 Curto-circuito trifásico

Primeiramente será analisado a atuação da proteção da SE para uma falta trifásica com resistência de 5Ω entre as fases. A Figura 4.16 apresenta a resposta para essa simulação. A

parte superior da figura apresenta as correntes de linha medidas na saída da SE, enquanto que a parte inferior apresenta os estados dos disjuntores da SE.

A corrente para esse tipo de falta possui módulo RMS da ordem de 3290 A, para esse nível de corrente o relé da SE atua em 2,7 segundos. Percebe-se que devido à magnitude dessa falta, o tempo de operação é extremamente elevado, e isso se deve ao fato da determinação da curva inversa da unidade temporizada ser determinada para garantir a coordenação com os elementos de proteção à jusante.

Como podemos perceber, não ocorrem atuações das unidades residuais de outros equipamentos do sistema, isso ocorre devido à simetria entre as correntes para um curto-circuito trifásico.

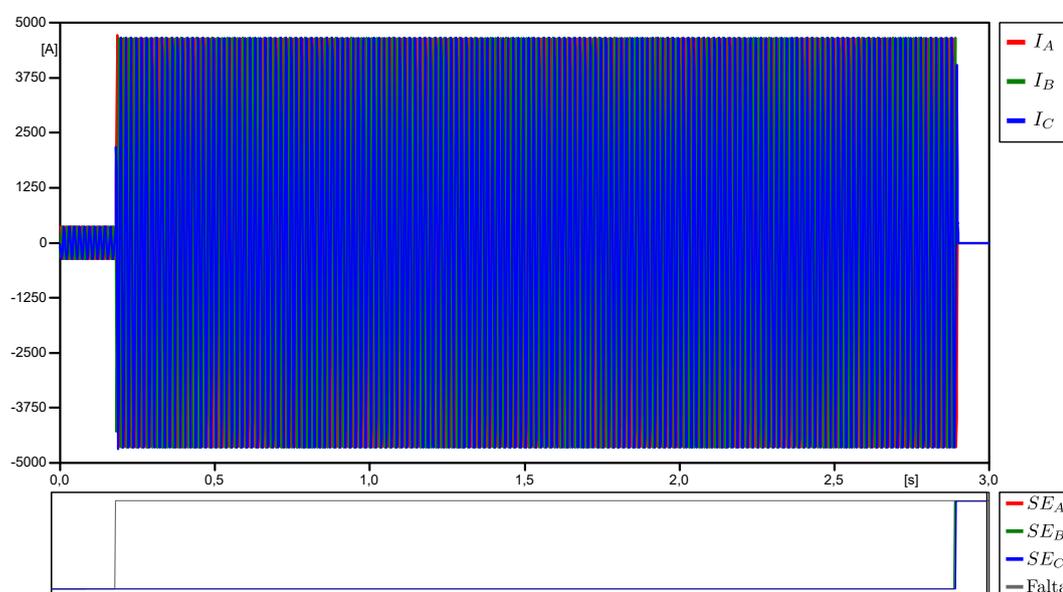


Figura 4.16. Análise operação do relé da SE para uma falta trifásica.

4.2.5.2 Curto-circuito monofásico

O segundo curto-circuito simulado entre a SE e os religadores é monofásico com resistência de falta de 5Ω . Como esperado para uma falta nesse mesmo local, a falta monofásica apresenta um módulo de corrente inferior à do curto-circuito trifásico, e como consequência o relé da SE leva um tempo superior para operar. Com essas circunstâncias a corrente de linha na SE atinge um módulo RMS da ordem de 1480 A, levando o relé a atuar em 4,4 segundos.

A Figura 4.17 apresenta a resposta para essa simulação. A parte superior da figura apre-

sentam as correntes de linha medidas na saída da SE, enquanto que a parte central e inferior apresentam os estados dos disjuntores dos religadores e da SE. Onde $RE1$ e $RE2$ representam respectivamente os religadores RE-1008 e RE-1204.

Percebe-se que os religadores atuaram para a falta monofásica apesar de serem dispositivos de proteção não-direcional posicionados à jusante da falta. Isso ocorre pois o curto-circuito monofásico insere no sistema um desequilíbrio entre as correntes que circulam pelo religador. Durante a falta assimétrica são geradas sobrecorrentes nas fases sãs devido ao acoplamento eletromagnético entre as fases, gerando assim o desequilíbrio entre as correntes lidas pelo religador.

A corrente residual gerada por esse desequilíbrio é suficiente para sensibilizar sua unidade residual provocando a atuação das suas duas operações rápidas. Para essa simulação não é possível verificar a atuação da unidade lenta, uma vez que o disjuntor da SE é aberto antes do tempo de atuação dessa unidade, que possui um tempo de atuação superior, já que a curva lenta possui um valor superior à curva rápida.

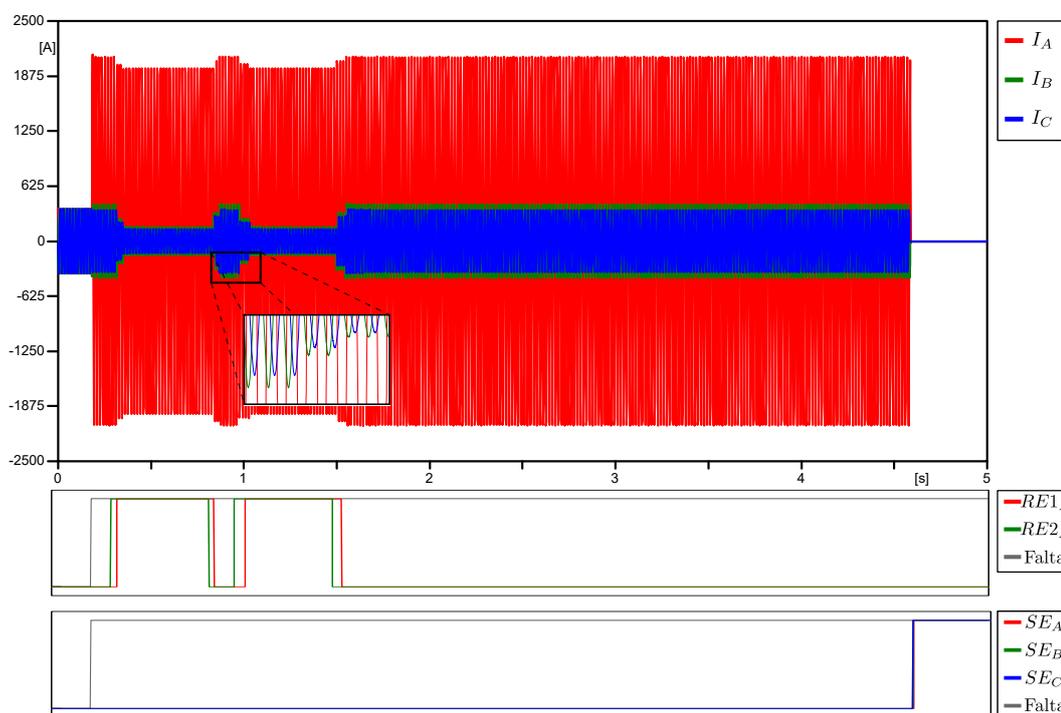


Figura 4.17. Análise operação do relé da SE para uma falta monofásica.

É possível perceber a existência da diferença do tempo de atuação dos dois religadores, o que acaba por gerar nos intervalos de religamento um degrau de redução das correntes, essa diferença do tempo de atuação se deve à diferença dos valores de *pick-up* residual temporizado

dos dois religadores e das correntes medidas. Após a extinção da falta pelo relé da SE o religador não irá bloquear e será iniciado a contabilização do tempo de rearme, conforme a Equação (2.6). Essa operação é necessária para resetar os contadores, deixando o religador preparado para uma nova sequência de operações quando o alimentador for reenergizado.

Devido aos elevados tempos de operação do sistema de proteção para faltas localizadas entre a SE e os religadores é evidente a necessidade de minimizar a probabilidade de ocorrência de defeitos nesse trecho de rede, tendo em vista que a atuação do relé da SE gera uma interrupção de energia para todas as cargas do alimentador. Um bom recurso é a utilização da rede compacta e a execução de uma boa manutenção preventiva visando reduzir a existência de inconformidades nesse trecho.

Outra solução para a redução do tempo de atuação do relé da SE seria a adição de outras funções de proteção, como por exemplo a sobrecorrente de sequência negativa ou a implementação de uma coordenação adaptativa que identifique por meio de sensores o local da falta, e a depender desse tipo de falta utiliza-se ou não a temporização da proteção.

Esse problema de lentidão da operação ocorre apenas para as faltas que provocam uma corrente inferior ao *pick-up* da unidade instantânea. Para o caso em que os curto-circuitos são francos ou para as faltas localizadas antes dos 85% do trecho protegido, o relé da SE atua na sua unidade instantânea, extinguindo a falta rapidamente.

4.3 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA ABERTURA MONOPOLAR NA BAIXA TENSÃO

Um fator muito importante de ser analisado é o nível da tensão de regime permanente entregue ao cliente na rede secundária nos casos em que a abertura monopolar ocorre. Sabe-se que o desequilíbrio entre as fases gera o deslocamento de neutro, e a depender desse deslocamento as tensões da fase podem ultrapassar os limites estabelecidos pela ANEEL. A Tabela 4.2 apresenta os níveis de tensão admissíveis para os pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV para 380/220V.

Afim de verificar os níveis de tensão na rede secundária é necessário transferir a representação das cargas da média tensão para a baixa tensão. Dessa forma modelou-se a rede secundária de

Tabela 4.2. Faixas de classificação de tensões em regime permanente (PRODIST, 2012).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura [V]
Adequada	$(350 \leq T_L \leq 399)/(202 \leq T_L \leq 231)$
Precária	$(331 \leq T_L \leq 350 \text{ ou } 399 \leq T_L \leq 403)/$ $(191 \leq T_L \leq 202 \text{ ou } 231 \leq T_L \leq 233)$
Crítica	$(T_L < 331 \text{ ou } T_L > 403)/(T_L < 191 \text{ ou } T_L > 233)$

um transformador de 75 kVA localizado no final do ramal protegido pelo fusível F2. Verificou-se na base de dados da CEB que esse transformador possui, na data de análise, 16 consumidores. Como a base de dados acessada não informa o consumo de cada consumidor, optou-se por considerar que os 16 consumidores teriam a mesma potência instalada.

As cargas foram então definidas conforme apresenta as Equações (3.3) e (3.4) utilizando a tensão secundária e considerando que cada carga consome um dezesseis avos da potência nominal do transformador, uma vez que o fator de utilização é unitário. Dessa forma obtêm-se a impedância equivalente para essas cargas, que é de $Z_{BT} = 30,807 \angle 23,08^\circ \Omega$. O padrão de construção da rede secundária nua da CEB consiste em quatro condutores do tipo 1/0 AWG dispostos de forma vertical, um para o neutro e três para as fases.

Foram feitas três simulações para avaliar a tensão quando ocorre a abertura monopolar. A primeira avalia a AM do religador RE-1008, a segunda do elo fusível protetor de ramal F2 e a terceira do elo fusível protetor do transformador. A Figura 4.18 apresenta o comportamento das tensões fase-neutro para um consumidor localizado no final da rede secundária para os dois primeiros casos. Para esses dois casos o comportamento é similar e verifica-se uma subtensão em V_{AN} e V_{BN} . Por outro lado, a AM do fusível protetor de transformador gera um comportamento das tensões fase-neutro distinto. Conforme apresenta a Figura 4.19, percebe-se que no terceiro caso as tensões V_{AN} e V_{BN} além de apresentarem uma subtensão ficam em fase.

A Tabela 4.3 apresenta os valores de tensão obtidos em regime permanente para a situação de operação normal do sistema e as tensões em regime permanente para as três aberturas monopulares analisadas. Percebe-se que, para os três casos, há uma severa alteração dos níveis de tensão secundária após a abertura monopolar.

Constata-se que no regime permanente de pré-falta os níveis de tensão apresentam uma leve

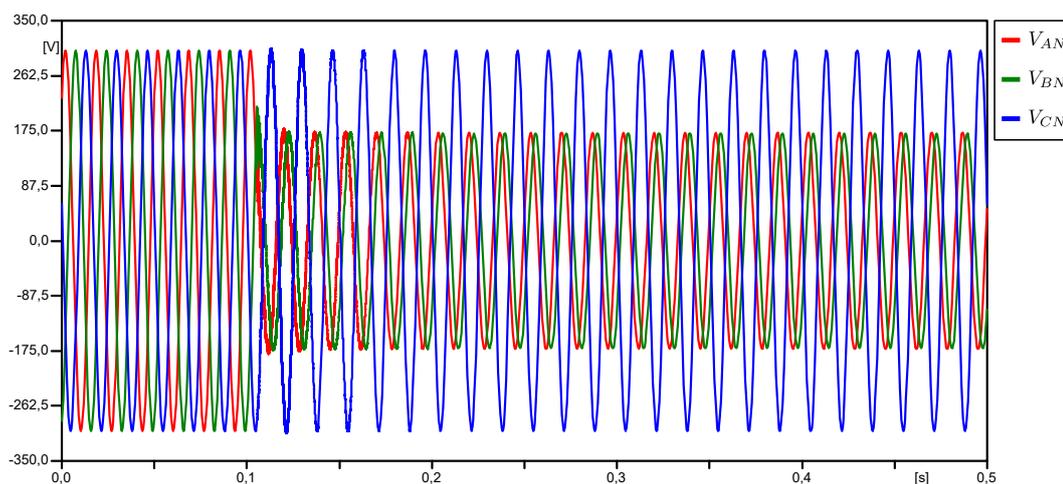


Figura 4.18. Níveis de tensão fase-neutro na BT para AM do religador.

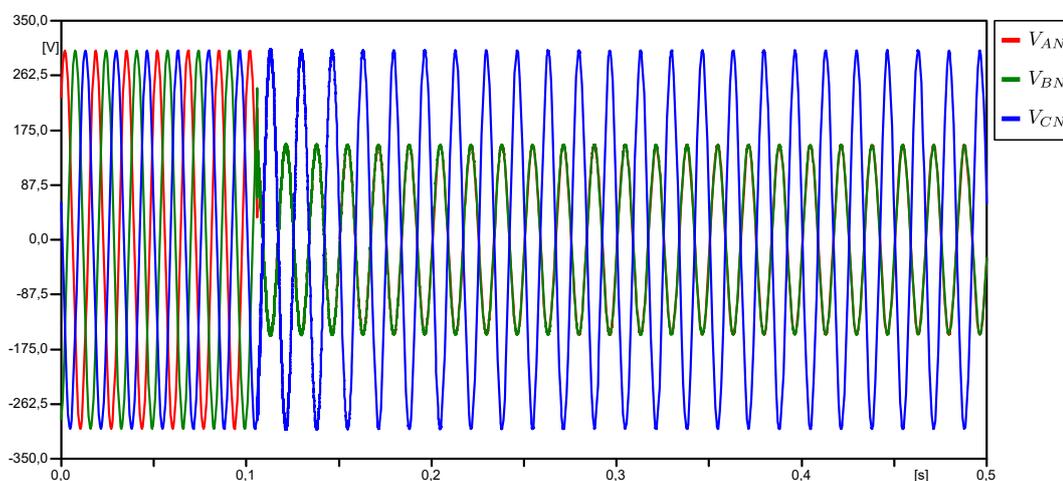


Figura 4.19. Níveis de tensão fase-neutro na BT para AM do fusível protetor do transformador.

Tabela 4.3. Módulo das tensões na BT em regime permanente.

Tensão	Operação normal	AM Religador	AM Fusível protetor ramal	AM Fusível protetor transformador
V_{AN}	213,75 V	121,75 V	117,17 V	107,08 V
V_{BN}	213,77 V	121,02 V	119,15 V	106,91 V
V_{CN}	213,96 V	213,84 V	213,84 V	213,81 V

subtensão de 213 V, isso ocorre pois essa tensão está sendo medida no final da rede de baixa tensão de um transformador localizado no final de um ramal de distribuição, dessa forma a impedância dos cabos até esse ponto provoca uma queda de tensão de cerca de 7 V. Para a situação de operação normal, a tensão, de acordo com a Tabela 4.2, apresenta um atendimento adequado por ser superior ao limite inferior de 202V.

Por outro lado quando ocorre a abertura monopolar, as tensões V_{AN} e V_{BN} apresentam

valores extremamente baixos, sendo essa subtensão tão mais grave quanto mais próxima é a AM da carga. De acordo com a Tabela 4.2, os valores de tensão para os três tipos de AM se enquadram no fornecimento como um atendimento crítico, pois as tensões possuem módulo inferior ao limite de 191 V.

Para justificar os resultados obtidos, apresenta-se a Figura 4.20 com as típicas conexões utilizadas nos transformadores de distribuição, definidos como Dyn1 (delta do lado de AT, estrela aterrada na BT e defasagem de 30° entre as tensões de fase na AT e BT).

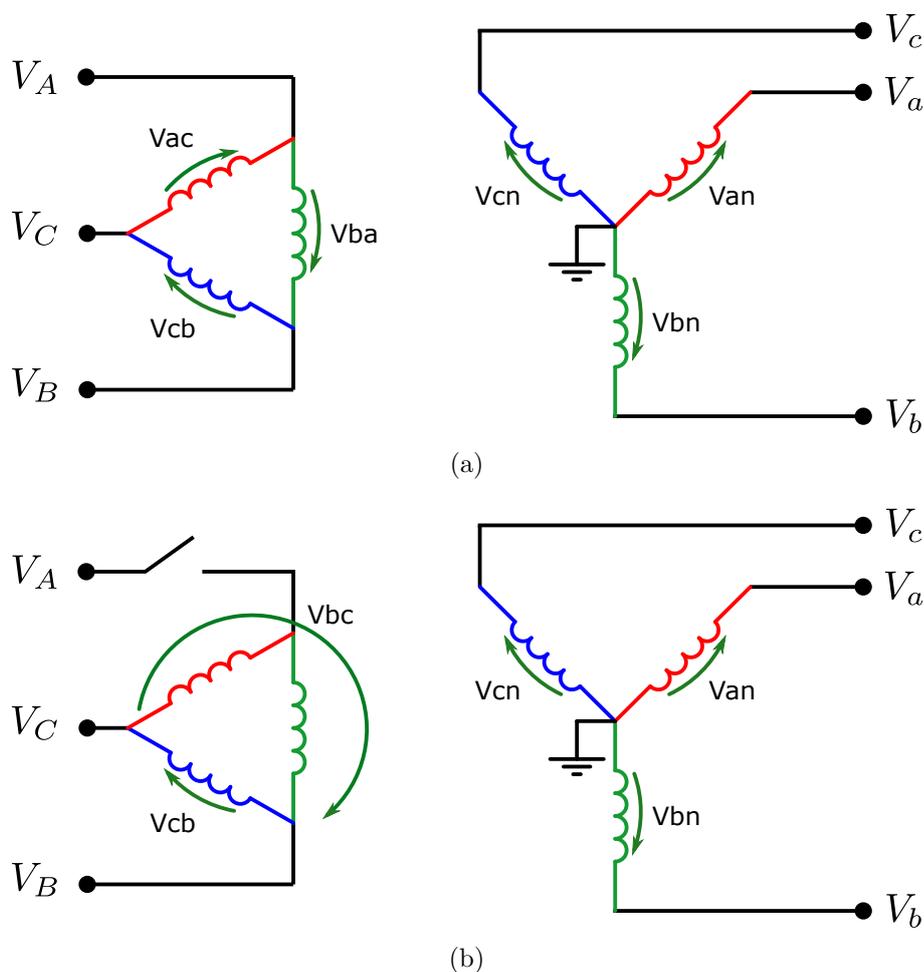


Figura 4.20. Conexão dos transformadores de distribuição (a) sem AM (b) com AM.

A Figura 4.20(a) apresenta a operação normal do equipamento alimentado pelas três fases, nessa circunstância as tensões do lado de AT tem seus valores nominais, a menos da queda de tensão. Em comparação, a Figura 4.20(b) apresenta a operação do transformador quando ocorre a AM na fase A, de tal forma que os enrolamentos do lado de AT deixam de ser energizados pelas mesmas fases, o que ocorre é que duas bobinas passam a ser energizadas pela tensão de linha V_{BC} . Como essas bobinas tem uma impedância praticamente igual, têm-se nos terminais

de cada uma das duas bobinas em série, metade da tensão de linha. De tal forma que, mantendo a relação de transformação dos enrolamentos, a tensão obtida do lado de BT será reduzida nas fases A e B.

Avaliou-se também o caso em que o aterramento do transformador estivesse rompido, fazendo com que o neutro ficasse flutuando, situação que pode ser comum em redes de distribuição. Nota-se que o resultado obtido para as tensões fase-neutro é muito similar ao caso em que o aterramento está conectado, a única diferença encontrada é uma perturbação transitória da tensão de neutro no momento do chaveamento da AM. Essa similaridade se deve ao fato das cargas serem todas equilibradas, provocando assim o mesmo deslocamento de neutro da rede secundária.

Nota-se que a defasagem angular inserida pelo transformador de distribuição provoca uma modificação das respostas inicialmente esperadas. Avaliando a rede primária de distribuição, percebe-se que de fato apenas a fase bloqueada apresenta ausência tensão, entretanto na rede secundária, não há uma completa ausência da fase bloqueada, o que se percebe é uma severa subtensão em em duas fases, tornando inviável a alimentação de cargas com essas características.

Complementarmente, percebe-se que seria necessário que a concessionária tornasse obrigatória a instalação de um relé falta de fase nas instalações elétricas internas dos consumidores com padrão de entrada trifásico, afim de garantir a proteção dos equipamentos trifásicos do cliente. A utilização desse componente deveria ser obrigatória implementando ou não a AM no religador, pois nota-se que a AM dos fusíveis também geram níveis críticos de tensão.

4.4 AVALIAÇÃO DA COMPENSAÇÃO E INDICADORES DE QUALIDADE

Após a análise dos impactos técnicos e funcionais da implementação da abertura monopolar é importante executar uma análise normativa para verificar se a implementação dessa configuração é permitida. Em caso positivo, também é necessário avaliar se a norma atual garante à distribuidora os benefícios da redução dos indicadores de continuidade e da compensação aos clientes, parâmetros estes definidos pelo módulo 8 do PRODIST.

Interpreta-se que a redução dos indicadores de continuidade individual aconteceria apenas para os clientes com padrão de entrada monofásico conectados nas fases sãs, uma vez que deve-se

considerar interrupção de energia quando faltar uma fase para os clientes com entrada bifásica ou trifásica, uma vez que esse cliente não está sendo completamente atendido pela distribuidora. Como consequência a redução dos indicadores de continuidade individuais provocam a redução dos indicadores de continuidade do conjunto de unidades consumidoras, uma vez que eles são diretamente dependentes.

A mesma resolução normativa determina as situações que se enquadram como exceção para a apuração dos indicadores DIC e FIC. A atuação intencional da proteção do sistema não se enquadra como um desses casos, confirmando a ideia de que a falta de uma fase para os clientes com entrada bifásica ou trifásica, deve ser considerada como uma interrupção de fornecimento de energia e portanto incluída no cálculo dos indicadores de continuidade.

Para o cálculo do valor da compensação são utilizadas quatro equações, elas utilizam os indicadores de continuidade individual DIC, FIC, DMIC e DICRI. As equações utilizadas comparam os valores das interrupções com seus respectivos limites, a compensação ao consumidor ocorre quando há a violação do limite de continuidade individual para pelo menos um dos quatro indicadores. Para efeito da compensação, considera-se as quatro formulações e quando ocorrer a violação do limite de mais de uma deve-se considerar o indicador que apresentar o maior valor de compensação (PRODIST, 2012).

Encontra-se outro fator limitante ao avaliar os níveis de tensão de fornecimento, a resolução normativa determina que deve-se considerar que há interrupção do fornecimento quando a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% da tensão nominal (157 V). Constatou-se pelas simulações que para as três aberturas monopolares os níveis de tensão nas fases A e B ficam abaixo desse valor, de tal forma que apenas os clientes monofásicos conectados na fase C não seriam incluídos no cálculo dos indicadores de continuidade e por consequência apenas estes não gerariam uma compensação caso haja a violação do limite estabelecido.

Conclui-se que os benefícios da redução dos indicadores de qualidade e redução da compensação aos consumidores não são tão relevantes quanto se esperava, visto que as reduções se dariam somente pelos clientes conectados em uma das fases ao invés de duas. Isso ocorre pois os níveis de tensão obtidos com a AM apresentam valores insuficientes devido à consequência da defasagem angular imposta pelo transformador de distribuição após a AM.

CONCLUSÃO E PROPOSTAS FUTURAS

Neste trabalho foram exibidas as implementações e resultados obtidos para a análise da estratégia de abertura monopolar na proteção de redes de distribuição. Para isto, foi utilizado o software ATP em conjunto com a linguagem MODELS para modelagem do alimentador de distribuição e dos equipamentos de proteção de sobrecorrente não-direcional, permitindo a análise e aquisição de dados.

Inicialmente, foi realizado no Capítulo 2 uma fundamentação teórica sobre os conceitos fundamentais da proteção em redes de distribuição bem como uma descrição das características e operação dos equipamentos de proteção. Foi então apresentada a filosofia utilizada para o dimensionamento e definição dos ajustes desses equipamentos. Ademais, foram apresentados as motivações e os desafios atuais da implementação da abertura monopolar em redes de distribuição.

Em seguida, no capítulo 3 foram apresentados as características e parâmetros da rede de distribuição estudada, bem como a estratégia para determinar a localização dos equipamentos de proteção ao longo do alimentador e o dimensionamento detalhado dos parâmetros desses equipamentos. Em seguida foram apresentadas as características e funcionalidades dos componentes modelados para a correta operação das funções utilizadas.

Posteriormente, no capítulo 4 avaliou-se a atuação da proteção implementada no sistema de distribuição modelado através de simulações no software ATP, analisando o funcionamento dos equipamentos de proteção. Foram então avaliadas as atuações da proteção para diferentes curto-circuitos, verificando a coordenação e seletividade da proteção do sistema para diferentes combinações de localização, duração, impedância e tipo de falta.

A partir dos resultados analisados, conclui-se que a metodologia utilizada para a determinação dos ajustes dos equipamentos de proteção apresentou bons resultados, pois comprovou-se a coordenação e seletividade da proteção para os diversos casos simulados. Entretanto verificou-se

que a metodologia utilizada para garantir a coordenação dos dispositivos, insere altos tempos de atuação para faltas que ocorram à montante do religador. Dessa forma é necessário utilizar estratégias como a construção de rede compacta nesses trechos e a execução de precisa manutenção preventiva visando reduzir o número de inconformidades nesses trechos. Outro possível recurso é a complementação da proteção com outras funções que apresentam maior sensibilidade como por exemplo a sobrecorrente de sequência negativa, subtensão e proteção adaptativa.

Através das análises apresentadas é possível perceber que, ao se aplicar a abertura monopolar, alguns cuidados extras devem ser tomados afim de garantir o correto funcionamento do sistema de proteção. É necessário, após a parametrização tradicional, avaliar o tempo de atuação das unidades residuais à montante quando do seccionamento independente das fases. Nesse momento encontra-se uma relação de compromisso entre velocidade e seletividade da atuação da proteção. Nesse estudo optou-se por reajustar os *pick-ups* residuais temporizados, sacrificando a sensibilidade e velocidade dos elementos residuais para garantir a coordenação e seletividade.

Por meio da representação das cargas na baixa tensão, foi possível avaliar o nível de tensão secundária entregue ao cliente como resposta às diferentes aberturas monopolares que podem ocorrer na rede de distribuição modelada. Constatou-se, avaliando o pior caso, que para os três casos analisados a tensão de atendimento é enquadrada como crítica, de acordo com os limites estabelecidos pela ANEEL. Isso se deve à defasagem angular inserida pelo transformador de distribuição, que na falta de uma fase do lado de AT provoca uma severa subtensão em duas fases do lado de BT.

Outro problema encontrado com a abertura monopolar em conjunto com transformadores trifásicos delta-estrela é a existência da tensão de *backfeed* do lado de AT dos transformadores. *Backfeed* é definido como o fluxo de potência no sentido contrário ao usual de tal forma que a tensão regresse no sentido da alimentação de energia do alimentador. Em redes de distribuição costuma ocorrer quando existem geradores de emergência, geração distribuída (fotovoltaica ou eólica) ou com transformadores com conexão delta-estrela. O que de fato ocorre é a indução de uma tensão na fase seccionada do terminal AT do transformador, devido ao fluxo magnético que circula pelo núcleo do transformador.

Analisando a resolução normativa atual, percebe-se que os benefícios inicialmente esperados para a implementação da abertura monopolar não são obtidos. Esperava-se inicialmente uma redução de dois terços nos indicadores devido ao seccionamento de uma fase, entretanto verifica-se apenas a redução de um terço. Essa diferença obtida se deve à defasagem angular inserida pelo transformador de distribuição, provocando níveis de tensão muito baixos em duas fases na rede secundária. De acordo com o PRODIST módulo 8, essa subtensão é tão severa que chega a ser enquadrada como interrupção do fornecimento de energia, pois apresenta módulo inferior a 70% da tensão nominal.

Conclui-se portanto que a configuração de operação do religador que apresenta o melhor resultado em redes urbanas é a de abertura monopolar e bloqueio tripolar, uma vez que essa configuração assegura que as tentativas de religamentos não sejam percebidas pelos clientes conectados às fases sãs e garante que os níveis de tensão na rede secundária não assumam valores críticos em duas fases da BT.

Por outro lado a viabilidade da implementação da abertura e bloqueio monopolar é muito maior em redes rurais, uma vez que essas redes costumam possuir em sua maioria transformadores monofásicos, com seu lado de AT com ligação fase-terra. Dessa forma com a abertura monopolar, os transformadores energizados pelas fases não defeituosas continuam suprindo a carga de forma normal, isolando assim apenas a fase seccionada, e nesse caso, de fato, haverá uma redução de dois terços dos indicadores de continuidade.

5.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

De acordo com o estudo realizado é possível propor linhas de estudos relacionados com o tema, Algumas dessas propostas são descritas abaixo:

- Incluir nas análises executadas a representação dos transformadores de distribuição com as cargas distribuídas na baixa tensão;
- Estudo e definição de um algoritmo de alocação ótima de religadores em uma rede de distribuição aérea;
- Estudo econômico, com dados reais, para definir em quanto tempo se paga um retrofit dos religadores para operarem com abertura monopolar;

- Execução de uma análise de sensibilidade paramétrica para curtos-circuitos localizados em todo o alimentador, visando detectar pontos críticos para a proteção de sobrecorrente;
- Execução de estudo semelhante para um alimentador rural, verificando se os resultados obtidos seriam melhores, justificado pela predominância de transformadores monofásicos;
- Avaliar o desempenho da proteção diante de situações que provoquem faltas evolutivas;
- Avaliar a sensibilidade da proteção para faltas de comportamento não linear ou de alta impedância, determinando para esse caso a proteção que apresenta melhor resposta;
- Avaliar o desempenho da proteção de sobrecorrente quando da alta penetração de geração distribuída, determinando para esse caso a filosofia de proteção mais eficiente;
- Estudo e implementação da proteção adaptativa em redes de distribuição;
- Montagem de bancada de testes para estudos de proteção das redes de distribuição, fazendo interagir os modelos criados com relés reais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CHENEY, R. M.; THORNE, J. T.; HATAWAY, G. Distribution single-phase tripping and reclosing: Overcoming obstacles with programmable recloser controls. In: IEEE. *2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.], 2009. p. 214–223. Citado 2 vezes nas páginas 31 and 32.
- CONCEIÇÃO, E. N. d. Modelagem e simulação da proteção de alimentadores de distribuição utilizando softwares tipo emtp. 2012. Citado 10 vezes nas páginas iv, vii, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 27, and 53.
- DUBE, L. *User Guide to Models in ATP*. USA, 1996. Citado na página 33.
- ENERGIA, E. *Religador AR-1000/15kV*. 2019. Disponível em: <<http://www.ecilenergia.com.br/download/Religador%20-%20AR-1000-15kV.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas iv and 15.
- ENERGISA. *Instalações básicas para construção de redes de distribuição urbana*. [S.l.], 2012. Citado 2 vezes nas páginas iv and 36.
- FAHEY, T. S.; BURBURE, N. V. Single-phase tripping. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 6, n. 2, p. 46–52, 2008. Citado na página 30.
- FILHO, J. A.; PEREIRA, M. P. *ATP – Alternative Transients Program: Curso Básico Sobre a Utilização do ATP*. CLAUDE: Comitê Latino Americano de Usuários do EMTP/ATP, 1996. Citado na página 33.
- HATAWAY, G.; MOXLEY, R. Distribution single-phase tripping and reclosing. In: *Proc. Protect. Autom. Control World*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 28–33. Citado 2 vezes nas páginas 30 and 32.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. 2005. Citado 4 vezes nas páginas vii, 1, 6, and 8.
- LEÃO, R. Gtd–geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. *Universidade Federal do Ceará*, 2009. Citado na página 16.
- LOPES, F. V. *Localização de Falhas em Tempo Real Baseada na Teoria de Ondas Viajantes Usando Dados N/ ao Sincronizados de Dois Terminais*. 191 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, Brasil, mai. 2014. Citado 2 vezes nas páginas iv and 13.
- MAMEDE, F. e. D. R. M. João. *Proteção de Sitemas Elétricos de Potência*. [S.l.]: LTC, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 2 and 7.
- MAURIZIO. *Chave Fusível tipo MZP*. 2019. Disponível em: <http://www.maurizio.com.br/produtos/2/1/1/Chave_Fus%C3%ADvel>. Citado 2 vezes nas páginas iv and 9.

PRODIST, A. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8-Qualidade da Energia Elétrica*. [S.l.]: Revisão, 2012. Citado 5 vezes nas páginas viii, 5, 6, 94, and 98.

SEL. *Filosofias de proteção de redes de distribuição*. [S.l.]: Universidade SEL, 2016. Citado 14 vezes nas páginas iv, 8, 10, 11, 12, 14, 15, 22, 24, 26, 27, 28, 29, and 53.

SILVA, K. *Estimação de fasores baseada na transformada wavelet para uso na proteção de distância de linhas de transmissão*. Tese (Doutorado) — Tese (Doutorado)-Universidade federal de Campina Grande, Campina Grande, 2009. Citado na página 68.

SILVA, K. M. Fundamentos da proteção de sobrecorrente não-direcional. 2014. Citado 9 vezes nas páginas iv, vii, 14, 21, 22, 23, 24, 44, and 62.

TEAM, I. *et al. IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers*. [S.l.], 2016. v. 57. Citado 3 vezes nas páginas iv, 42, and 43.