



**Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica**

**MODELAGEM E ANÁLISE DINÂMICA DE SISTEMAS DE
PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA NA PRESENÇA DE GERADORES SÍNCRONOS**

Autor: Newton José de Salles

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energia Elétrica.

Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Mário Oleskovicz

EESC/USP

Prof. Dr. Fujio Sato

FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

FEEC/UNICAMP

Campinas, 15 de março de 2007.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Sa34m Salles, Newton José de
Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de
redes de distribuição de energia elétrica na presença de
geradores síncronos / Newton José de Salles. --Campinas,
SP: [s.n.], 2007.

Orientador: Walmir de Freitas Filho
Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 2. Geração
distribuída de energia elétrica. 3. Relés de proteção. 4.
Energia elétrica - Distribuição. 5. Máquinas elétricas
síncronas. I. Freitas Filho, Walmir. II. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e
de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Modeling and dynamic analysis of distribution network protection
systems in the presence of synchronous generators

Palavras-chave em Inglês: Distributed generation, Dynamic analysis, Protection systems,
Relay models, Distribution network

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Mário Oleskovicz, Fujio Sato e José Carlos de Melo Vieira Júnior

Data da defesa: 15/03/2007

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

RESUMO

A necessidade de desenvolvimento de modelos dinâmicos para estudos de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica tem sido acentuada, recentemente, devido ao grande número de geradores síncronos que estão sendo conectados nestas redes. Assim, o objetivo desta dissertação de mestrado é desenvolver uma biblioteca de modelos dinâmicos para representar os principais relés empregados em sistemas de proteção de redes de distribuição e subtransmissão de energia elétrica na presença de geradores síncronos. Os modelos desenvolvidos são adequados para utilização juntamente com programas de simulação de transitórios eletromagnéticos de sistemas de potência (simulação com realimentação - *close loop*), para verificar a influência do sistema de proteção no desempenho da rede, ou independentemente (simulação sem realimentação - *open loop*), para investigar os algoritmos empregados no relé ou para validar os modelos desenvolvidos. A complexidade adotada para representar os diversos tipos de relés foi decidida tendo-se em mente que tais modelos devem ser precisos o suficiente para desenvolvimento de pesquisas na área de proteção de sistemas de distribuição na presença de geradores síncronos e simples o suficiente para que eles possam ser utilizados para ensino da teoria de sistemas de proteção de redes de distribuição em nível de graduação e pós-graduação. Os modelos foram desenvolvidos para uso no ambiente Matlab/Simulink. Conseqüentemente, estes modelos podem ser utilizados com diversos programas de simulação de transitórios eletromagnéticos tais como o PSCAD/EMTDC, o SimPowerSystems e o ATP.

Os modelos desenvolvidos foram validados através da comparação dos resultados obtidos por simulação com o comportamento real de relés comerciais. Adicionalmente, tal validação dos modelos foi realizada através de duas metodologias. Na primeira metodologia, dados obtidos em campo através de oscilografias de relés foram utilizados como entrada para os modelos desenvolvidos. Então, o comportamento do relé comercial foi comparado com o comportamento do modelo simulado. Na segunda metodologia, os dados de tensão e corrente foram gerados através de simulações de transitórios eletromagnéticos utilizando-se o ATP. Então, tais dados foram utilizados para verificar o comportamento de um relé comercial, através do uso de caixa de teste, e do relé simulado. Os resultados comprovam que os modelos desenvolvidos são suficientemente precisos para determinar o comportamento de relés comerciais operando em campo.

ABSTRACT

Recently, the need for the development of protection device dynamic models for analysis of distribution network protection systems has increased due to the usage of distributed generators. Therefore, the objective of this dissertation is to develop a dynamic model library to represent the main relays used in the subtransmission and distribution network protection systems in the presence of synchronous generators. The developed models can be used with transient electromagnetic programs (close loop), in order to analyze the influence of the protection system on the network performance, or individually (open loop), in order to investigate new algorithms as well as to validate the models. The developed models are sufficiently detailed to conduct researches on distribution network protection in the presence of distributed generators, however, in the same time, they are simple enough to be used to teach undergraduate and graduate students. The models were developed to use with Matlab/Simulink. As a result, they can be used with several electromagnetic transient programs such as PSCAD/EMTDC, SimPowerSystems, and ATP.

The developed models were validated by comparing the results obtained through simulation with the performance of real, commercial relays. Moreover, two approaches were used to validate the models. In the first one, field data obtained from relay oscillograms were used as an input to the developed models. Then, the commercial relay behavior was compared with simulated relay. In the second approach, voltage and current signals were generated by using the ATP. Then, these signals were used to verify the behavior of the commercial relays, through an amplifier, and of the developed model. The results show that the developed models are accurate enough to determine the behavior of commercial relays.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Walmir e ao professor Luiz Carlos, pelo imensurável apoio, atenção, orientação e paciência empenhados na construção desta dissertação.

Aos professores da FEEC, que contribuíram para minha formação acadêmica através das disciplinas ministradas na pós-graduação.

À Regina, minha esposa, pela paciência e incentivo nos momentos de dificuldades.

Às minhas filhas Elisângela e Fernanda.

Aos meus pais, que sempre serviram de exemplo de trabalho e dedicação.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABELAS	xv
LISTA DE ABREVIATURAS	xvi
LISTA DE NOMENCLATURA ANSI	xvii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Justificativas e Objetivos.....	3
1.2. Organização da Dissertação	5
2. PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	7
2.1. Dispositivos de Proteção	8
2.1.1. Elos fusíveis	8
2.1.2. Religadores automáticos	10
2.1.3. Seccionadores automáticos	13
2.1.4. Relés de sobrecorrente	14
2.2. Coordenação e Seletividade dos Dispositivos de Proteção	18
2.2.1. Seletividade entre elos fusíveis	19
2.2.2. Coordenação entre religador e elo fusível.....	20
2.2.3. Coordenação entre religador e seccionador	22
2.2.4. Coordenação entre relé de sobrecorrente e religador	23
2.2.5. Comentários Adicionais	26
3. PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS	27
3.1. Conexões do Transformador de Interconexão	27
3.1.1. Primário ligado em delta ou em estrela com neutro isolado	27
3.1.2. Primário ligado em estrela com neutro aterrado e secundário em delta.....	28
3.1.3. Primário e secundário ligados em estrela com neutro aterrado.....	29
3.2. Proteção da Interconexão com a Concessionária	30

3.2.1.	Proteção de sobrecorrente direcional	30
3.2.2.	Proteção de sobrecorrente com restrição de tensão	34
3.2.3.	Proteção de seqüência negativa.....	35
3.2.4.	Proteção direcional de potência.....	36
3.2.5.	Proteção de sobretensão	36
3.2.6.	Proteção de sobretensão de seqüência zero	37
3.2.7.	Proteção de subtensão	38
3.2.8.	Proteção de freqüência	38
3.2.9.	Proteção anti-ilhamento.....	39
3.3.	Esquemas Típicos de Proteção do Gerador Distribuído.....	42
3.4.	Alterações do Sistema de Proteção da Concessionária	45
3.5.	Comentários Adicionais	47
4.	MODELAGEM DINÂMICA DE RELÉS DE PROTEÇÃO	49
4.1.	Técnicas de Proteção Digital.....	49
4.1.1.	Fasores.....	49
4.1.2.	Taxa de amostragem.....	49
4.1.3.	Filtro anti-aliasing	50
4.1.4.	Algoritmo de Fourier.....	51
4.1.5.	Fatores que afetam a estimação de fasores.....	54
4.2.	Tempo de Resposta de Relés de Sobrecorrente	55
4.2.1.	Deslocamento do disco com corrente de magnitude constante.....	55
4.2.2.	Deslocamento do disco com corrente de magnitude variável.....	56
4.2.3.	Equacionamento da característica temporizada em relés digitais	57
4.3.	Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente Temporizado.....	58
4.3.1.	Tempo de atuação do modelo de relé digital de sobrecorrente	61
4.3.1.1.	Tempo de atuação do modelo para corrente de curto-circuito simétrica	61
4.3.1.2.	Tempo de atuação do modelo para corrente de curto-circuito assimétrica	63

4.3.1.3.	Tempo de atuação do modelo para corrente de curto-circuito com saturação do transformador de corrente	65
4.4.	Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente Trifásico.....	71
4.5.	Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente com Restrição de Tensão.....	74
4.5.1.	Avaliação do modelo de relé de sobrecorrente com restrição de tensão.....	76
4.6.	Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente Trifásico com Restrição de Tensão	80
4.7.	Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente de Terra e de Seqüência Negativa	82
4.8.	Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente Direcional	85
4.8.1.	Elemento direcional de sobrecorrente de fase.....	85
4.8.2.	Elemento direcional de seqüência positiva	85
4.8.3.	Elemento direcional de seqüência negativa	87
4.8.4.	Modelo computacional implementado	89
4.9.	Modelo de Relé Digital de Tensão.....	95
4.10.	Modelo de Relé Digital de Frequência.....	97
4.11.	Modelo de Relé Digital de Distância de Fase	100
4.11.1.	Elemento de distância tipo MHO polarizado	100
4.11.2.	Modelo computacional implementado	103
5.	VALIDAÇÃO DOS MODELOS DESENVOLVIDOS	109
5.1.	Validação dos Modelos de Relés Digitais de Sobrecorrente.....	109
5.1.1.	Validação do modelo de relé digital de sobrecorrente de terra	109
5.1.2.	Validação do modelo de relé digital de sobrecorrente de seqüência negativa	115
5.2.	Validação do Modelo de Relé Digital de Distância de Fase.....	119
5.2.1.	Falta bifásica dentro do alcance da zona 1	120
5.2.2.	Falta bifásica dentro do alcance da zona 2.....	122
5.3.	Resumo dos Resultados das Validações.....	124
6.	APLICAÇÃO DOS MODELOS DESENVOLVIDOS	125
6.1.	Sistema Teste.....	125

6.1.1.	Ajustes dos relés de proteção da interconexão	130
6.2.	Casos Simulados	131
6.2.1.	Falta fase-terra em fim de linha.....	131
6.2.2.	Falta bifásica-terra em fim de linha.....	133
6.2.3.	Falta trifásica em fim de linha.....	137
6.2.4.	Rejeição de carga	139
6.3.	Sistema Integrado de Proteção e Controle	140
7.	CONCLUSÕES.....	143
7.1.	Trabalhos Futuros.....	144
A.	ESTUDOS DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO.....	145
A.1.	Estudos de Coordenação e Seletividade sem Geração Distribuída	146
A.2.	Estudos de Coordenação e Seletividade na Presença de Geradores Distribuídos.....	155
B.	DETECÇÃO DE FALTAS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	169
B.1.	Esquemas de Teleproteção.....	171
B.2.	Comunicação Relé-a-relé	172
B.3.	Canais de Comunicação	174
B.4.	Aplicação da Teleproteção para Desconexão do PIE.....	175
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	179

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Biblioteca de modelos de relés digitais de proteção.....	4
Figura 2.1 – Curvas <i>tempo x corrente</i> de fusão e interrupção.....	10
Figura 2.2 – Seqüência de operação do religador automático.....	11
Figura 2.3 – Curvas de disparo do religador automático tipo WE.....	13
Figura 2.4 – Curvas <i>tempo x corrente</i> padrão IEC.....	16
Figura 2.5 – Elo fusível protetor e protegido.....	19
Figura 2.6 – Elo fusível protetor e religador.....	20
Figura 2.7 – Coordenação entre elo fusível e religador.....	22
Figura 2.8 – Religador e seccionador.....	23
Figura 2.9 – Relé de sobrecorrente e religador.....	24
Figura 2.10 – Coordenação entre relé de sobrecorrente e religador.....	26
Figura 3.1 – Conexões do transformador de interconexão.....	27
Figura 3.2 – Rede de componentes simétricas da conexão estrela aterrada (P) / delta (S).....	29
Figura 3.3 – Rede de componentes simétricas da conexão estrela aterrada (P) / estrela aterrada (S).....	30
Figura 3.4 – Conexão do relé de sobrecorrente direcional de fase.....	31
Figura 3.5 – Fasores para a polarização em quadratura.....	32
Figura 3.6 – Conexão do relé de sobrecorrente direcional de terra.....	33
Figura 3.7 – Polarização por tensão de seqüência zero.....	34
Figura 3.8 – Característica de operação do relé 51V.....	35
Figura 3.9 – Proteção de sobretensão de tempo definido.....	37
Figura 3.10 – Proteção de sobretensão de seqüência zero.....	38
Figura 3.11 – Medição de freqüência através da detecção da passagem do sinal por zero.....	39

Figura 3.12 – Medição de frequência através da rotação do fasor.....	39
Figura 3.13 – Proteções da interconexão com estrela aterrada do lado da concessionária.....	43
Figura 3.14 – Alternativa às proteções da interconexão com estrela aterrada do lado da concessionária.....	43
Figura 3.15 – Proteções da interconexão com delta do lado da concessionária.....	44
Figura 3.16 – Detecção de falta à terra com um TP.....	45
Figura 3.17 – Esquema de proteção para detecção de faltas na rede pela concessionária.....	46
Figura 4.1 - Resposta em frequência do filtro passa-baixas <i>Butterworth</i> de 2ª ordem.....	51
Figura 4.2 - Resposta em frequência do filtro de Fourier de um ciclo.....	53
Figura 4.3 - Efeito do desvio da frequência nominal na estimação do fasor.....	55
Figura 4.4 - Característica tempo-deslocamento de um simples relé de sobrecorrente temporizado.....	56
Figura 4.5 - Taxa de deslocamento do disco com corrente de magnitude variável.....	57
Figura 4.6 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente temporizado.....	59
Figura 4.7 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente temporizado.....	60
Figura 4.8 - Variáveis utilizadas para o equacionamento das curvas de tempo.....	61
Figura 4.9 – Representação esquemática de um circuito com relé de sobrecorrente temporizado.....	62
Figura 4.10 – Forma de onda corrente simétrica e do tempo de atuação do relé.....	63
Figura 4.11 – Forma de onda da corrente assimétrica e do tempo de atuação do relé.....	64
Figura 4.12 – Representação esquemática do relé de sobrecorrente temporizado ligado a um TC.....	66
Figura 4.13 – Curva de saturação do TC.....	66
Figura 4.14 – Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente temporizado.....	67
Figura 4.15 – Tempo de atuação do relé com saturação do TC.....	68

Figura 4.16 – Forma de onda da corrente secundária com saturação do TC.	69
Figura 4.17 – Estimação da magnitude do fasor com saturação do TC.	70
Figura 4.18 – Tempo de atuação do relé sem saturação do TC.	71
Figura 4.19 - Representação do relé digital de sobrecorrente trifásico.	72
Figura 4.20 – Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente trifásico.	72
Figura 4.21 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente trifásico.	73
Figura 4.22 - Diagrama de blocos do subsistema <i>Fase A</i>	74
Figura 4.23 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente com restrição de tensão.	75
Figura 4.24 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente com restrição de tensão.	76
Figura 4.25 - Representação esquemática de um circuito com relé de sobrecorrente com restrição de tensão.	77
Figura 4.26 - Forma de onda da magnitude do fasor da tensão.	78
Figura 4.27 - Tempo de atuação do relé com a função de restrição de tensão desabilitada.	79
Figura 4.28 - Tempo de atuação do relé com a função de restrição de tensão habilitada.	80
Figura 4.29 - Representação do relé digital de sobrecorrente trifásico com restrição de tensão. ...	81
Figura 4.30 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente trifásico com restrição de tensão.	81
Figura 4.31 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente trifásico com restrição de tensão.	82
Figura 4.32 - Representação do relé digital de sobrecorrente de terra e de seqüência negativa. ...	83
Figura 4.33 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente de terra e de seqüência negativa.	83
Figura 4.34 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente de terra e de seqüência negativa.	84
Figura 4.35 - Diagrama de blocos do subsistema <i>5IN/46</i>	84

Figura 4.36 - Elemento direcional de impedância de seqüência positiva.	86
Figura 4.37 - Representação do relé digital de sobrecorrente direcional.	89
Figura 4.38 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente direcional.	90
Figura 4.39 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente direcional.	91
Figura 4.40 - Diagrama de blocos do subsistema <i>32Q</i>	92
Figura 4.41 - Diagrama de blocos do subsistema <i>50QF/50QR</i>	93
Figura 4.42 - Diagrama de blocos do subsistema <i>F32Q/R32Q</i>	94
Figura 4.43 - Diagrama de blocos do subsistema <i>32P</i>	95
Figura 4.44 - Representação do relé digital de tensão.	95
Figura 4.45 - Máscara de ajustes do relé digital de tensão.	96
Figura 4.46 - Diagrama de blocos do relé digital de tensão.	97
Figura 4.47 - Representação do relé digital de freqüência.	98
Figura 4.48 - Máscara de ajustes do relé digital de freqüência.	98
Figura 4.49 - Diagrama de blocos do relé digital de freqüência.	99
Figura 4.50 - Diagrama de blocos do subsistema <i>Freq</i>	99
Figura 4.51 - Característica de operação do relé de distância tipo MHO polarizado.	101
Figura 4.52 – Representação do relé digital de distância de fase.	103
Figura 4.53 – Máscara de ajustes do relé digital de distância de fase.	104
Figura 4.54 – Diagrama de blocos do relé digital de distância de fase.	105
Figura 4.55 – Diagrama de blocos do subsistema <i>ZM</i>	105
Figura 4.56 – Diagrama de blocos do subsistema <i>ZIM</i>	106
Figura 4.57 – Diagrama de blocos do subsistema <i>Z2M</i>	107
Figura 5.1 – Oscilograma de uma falta à terra com resistência de arco.	110
Figura 5.2 – Máscaras de ajustes do relé digital de sobrecorrente de terra com controle direcional.	111

Figura 5.3 – Circuito utilizado para validação do modelo de relé 67+51N.	111
Figura 5.4 – Impedância calculada pelo elemento direcional de seqüência negativa.	112
Figura 5.5 – Sinais dos elementos direcionais de detecção de falta na direção à frente.	113
Figura 5.6 – Sinais dos elementos direcionais de detecção de falta na direção reversa.	114
Figura 5.7 – Tempo de atuação do modelo de relé 67+51N.	114
Figura 5.8 – Máscaras de ajustes do relé digital de sobrecorrente de seqüência negativa com controle direcional.	116
Figura 5.9 – Oscilograma de uma falta bifásica-terra.	117
Figura 5.10 – Tempo de atuação do modelo de relé 67+46.	118
Figura 5.11 – Sinais dos elementos direcionais de detecção de falta na direção à frente.	119
Figura 5.12 – Máscara de ajustes do relé digital de distância de fase.	120
Figura 5.13 – Oscilograma de uma falta bifásica dentro do alcance da zona 1.	121
Figura 5.14 – Tempo de atuação do elemento MHO de zona 1.	122
Figura 5.15 – Oscilograma de uma falta bifásica dentro do alcance da zona 2.	123
Figura 5.16 – Tempo de atuação do elemento MHO de zona 2.	123
Figura 6.1 – Rede de distribuição utilizada nas simulações dinâmicas do sistema de proteção. .	126
Figura 6.2 – Máscara de parâmetros do gerador síncrono.	127
Figura 6.3 – Máscara de parâmetros do sistema de excitação.	127
Figura 6.4 – Máscara de parâmetros da turbina a vapor e do regulador de velocidade.	128
Figura 6.5 – Máscara de parâmetros dos transformadores TR1 e TR2.	128
Figura 6.6 – Máscara de parâmetros dos trechos de linha de transmissão de 69 kV.	129
Figura 6.7 – Máscara de parâmetros da fonte de tensão trifásica de 69 kV.	129
Figura 6.8 – Resposta dinâmica do modelo de relé 27/59.	132
Figura 6.9 – Resposta dinâmica do modelo de relé 59N.	133
Figura 6.10 – Resposta dinâmica do modelo de relé 21.	134

Figura 6.11 – Trajetória da impedância aparente da malha de falta <i>ZBC</i>	135
Figura 6.12 – Resposta dinâmica do modelo de relé 46.....	136
Figura 6.13 – Resposta dinâmica do modelo de relé 81.....	137
Figura 6.14 – Resposta dinâmica do modelo de relé 51V.....	138
Figura 6.15 – Resposta dinâmica do modelo de relé 81.....	139
Figura 6.16 – Resposta dinâmica do modelo de relé 81.....	140
Figura 6.17 – Sistema integrado de proteção e controle.	141
Figura 7.1 – Biblioteca de modelos de relés digitais de proteção.....	144
Figura A.1 – Topologia típica de uma rede de distribuição com geração distribuída.....	146
Figura A.2 – Modelo reduzido da rede de distribuição de 11,9 kV.	148
Figura A.3 – Curto-circuito trifásico à frente do fusível FU-4.	150
Figura A.4 – Seletividade entre os fusíveis FU-3 e FU-4.	151
Figura A.5 – Curto-circuito trifásico à frente do fusível FU-3.	152
Figura A.6 – Coordenação entre o fusível FU-3 e o religador RE.....	153
Figura A.7 – Curto-circuito trifásico à frente do religador RE.	154
Figura A.8 – Coordenação entre o religador RE e o relé SE01-50/51.....	155
Figura A.9 – Curto-circuito trifásico à frente do fusível FU-4.	156
Figura A.10 – Seletividade entre os fusíveis FU-3 e FU-4.....	158
Figura A.11 – Curto-circuito trifásico à frente do fusível FU-3.	159
Figura A.12 – Coordenação entre o fusível FU-3 e o religador RE.....	160
Figura A.13 – Curto-circuito trifásico à frente do religador RE.	161
Figura A.14 – Coordenação entre o religador RE e o relé SE01-50/51.....	162
Figura A.15 – Curto-circuito trifásico à frente do relé SE01-50/51.....	163
Figura A.16 – Coordenação entre o religador RE e o relé SE01-50/51.....	165

Figura A.17 – Curto-circuito trifásico à frente do relé SE02-50/51.....	166
Figura A.18 – Coordenação entre o religador RE e o relé SE02-50/51.....	167
Figura B.1 – Esquema de proteção para detecção de faltas no sistema de transmissão.....	170
Figura B.2 – Esquema de teleproteção permissivo com relés separados e equipamentos de comunicação.....	172
Figura B.3 – Comunicação digital relé-a-relé.....	173
Figura B.4 – <i>Bits</i> “espelhados”.....	173
Figura B.5 – Esquema de teleproteção com rádio digital.....	176
Figura B.6 – Registros de oscilografia.....	177

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Coeficientes da equação tempo x corrente normalizada.	18
Tabela 2.2 – Correntes máximas para seletividade entre elos do tipo “K”.....	19
Tabela 2.3 – Fator K de multiplicação da curva rápida do religador.	21
Tabela 3.1 – Tensões de polarização para um relé direcional digital.	32
Tabela 5.1 – Comparação dos resultados das validações.....	124
Tabela 6.1 – Ajustes dos relés da interconexão.	130

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	–	American National Standards Institute
ATP	–	Alternative Transients Program
CPFL	–	Companhia Paulista de Força e Luz
EMTDC	–	Electromagnetic Transients including DC
EMTP	–	Electromagnetic Transients Program
GD	–	Geração Distribuída
IEC	–	International Electrotechnical Commission
IEEE	–	Institute of Electrical and Electronics Engineers
PIE	–	Produtor Independente de Energia Elétrica
PSCAD	–	Power Systems Computer Aided Design
RTC	–	Relação de Transformação de Corrente
RTP	–	Relação de Transformação de Potencial
TC	–	Transformador de Corrente
TP	–	Transformador de Potencial

LISTA DE NOMENCLATURA ANSI

- 21 – relé de distância
- 25 – relé de verificação de sincronismo
- 27 – relé de subtensão
- 32 – relé direcional de potência
- 46 – relé de sobrecorrente de seqüência negativa
- 47 – relé de tensão de seqüência negativa
- 50 – relé de sobrecorrente instantâneo
- 51 – relé de sobrecorrente temporizado
- 51N – relé de sobrecorrente temporizado de terra
- 51V – relé de sobrecorrente temporizado com restrição de tensão
- 59 – relé de sobretensão
- 67 – relé de sobrecorrente direcional
- 59N – relé de sobretensão de seqüência zero
- 81 – relé de freqüência
- 79 – relé de religamento

1. INTRODUÇÃO

Recentemente, o número de geradores de pequeno e médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica tem aumentado consideravelmente em todo o mundo ([1]-[4]). Tais fontes de geração de energia elétrica são denominadas genericamente de geração distribuída. O interesse pela implementação de geração distribuída tem aumentado, sobretudo em razão da reestruturação do setor de energia elétrica, da necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, da busca pelo aumento da confiabilidade em instalações industriais, dos avanços tecnológicos e da maior conscientização sobre conservação ambiental ([1]-[4]). Fatos como a crise de energia elétrica no Brasil, em 2001, e o grande blecaute nos Estados Unidos e Canadá, em 2003, também têm contribuído para o crescimento do número de geradores de médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica. No caso do Brasil, especificamente, existe a perspectiva de um crescimento da oferta de energia elétrica proveniente destes geradores, em complemento aos geradores centralizados tradicionais. De fato, estão em construção pequenas centrais hidrelétricas cuja capacidade instalada totaliza 1061 MW e mais 2906 MW estão outorgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ([5]). Estes montantes serão adicionados aos 1598 MW já em operação. Além disso, o potencial advindo da biomassa somente do setor sucroalcooleiro no estado de São Paulo monta a 3000 MW. Enquanto que usinas eólicas no total de 4691MW já foram aprovadas pela ANEEL para instalação em todo o País, as quais serão somadas aos 239 MW já em operação ([5]).

Uma das características da geração distribuída é a diversidade de tecnologias que podem ser empregadas. As principais tecnologias utilizadas em geração distribuída são ([1]): turbinas a gás natural, turbinas a vapor (combustíveis fósseis ou biomassa), máquinas de combustão interna (diesel ou gás natural), células a combustível, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), geração eólica e células fotovoltaicas. Embora haja bastante interesse em novas tecnologias de geração de energia elétrica, *e.g.* células a combustível e fotovoltaicas, atualmente, sobretudo no Brasil, a grande maioria dos sistemas de geração distribuída emprega máquinas síncronas ([1], [5]). Tais máquinas têm sido utilizadas principalmente em usinas termoeletricas e hidroelétricas ([1], [5]).

Embora o uso de geradores distribuídos, em princípio, possa trazer alguns benefícios técnicos e econômicos como redução das perdas, postergação da necessidade do reforço da rede de transmissão, aumento da confiabilidade de instalações industriais ([1]), há importantes

implicações técnicas que precisam ser analisadas detalhadamente antes que um gerador distribuído seja instalado ([1]). Por conseguinte, o crescimento acentuado dos pedidos de conexão de geradores particulares tem obrigado as concessionárias de distribuição de energia elétrica de todo o país a revisar normas, procedimentos operativos, e esquemas de proteção e controle. De fato, um dos aspectos técnicos mais afetados por esta mudança da estrutura das redes de distribuição refere-se justamente ao sistema de proteção, tanto da concessionária quanto do produtor de energia elétrica ([1]). A interconexão de geradores distribuídos em redes de distribuição tem dificultado a aplicação dos esquemas tradicionais de proteção, quer seja nas instalações da concessionária ou na do acessante, principalmente quando o processo de produção de energia elétrica é sazonal, ou seja, ocorre apenas em determinados meses do ano.

Tradicionalmente, as redes de distribuição de energia elétrica foram projetadas para operação radial, prevendo apenas o atendimento de cargas residenciais, comerciais e industriais, com o fluxo de potência circulando no sentido da fonte para as cargas ([6], [7]). Devido à configuração radial do sistema, faltas na rede têm contribuição de correntes de curto-circuito vindas apenas de uma única fonte: a subestação da concessionária. Esta característica particular permite a isolamento do trecho defeituoso pela atuação do dispositivo de proteção mais próximo à falta através da abertura do circuito em um único ponto; se as proteções estiverem coordenadas corretamente, somente as cargas do trecho sob defeito serão interrompidas ([6], [7]). A adição de geração distribuída muda o sentido do fluxo de potência e das correntes de curto-circuito. Os dispositivos de proteção originalmente ajustados e coordenados para o sistema radial podem passar a não discriminar corretamente o sentido de circulação das correntes. Como consequência, poderá haver perda de coordenação e a interrupção de cargas além do necessário. Por conseguinte, os projetos e adequação dos sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica tornaram-se mais complexos ([8], [9]).

Paralelamente ao crescimento do emprego de geração distribuída, nos últimos anos, o uso de programas de análise de transitórios eletromagnéticos (conhecidos genericamente como EMTPs – *Electromagnetic Transients Programs*) tem se tornado mais popular. Há cerca de 10 ou 20 anos, poucos engenheiros de concessionárias tinham conhecimento técnico e treinamento, ou mesmo acesso, para utilizar tais programas. No ambiente acadêmico, os alunos de graduação praticamente também não tinham disponibilidade deste tipo de ferramenta de análise de redes. Contudo, mais recentemente, uma nova geração de programas de análise de transitórios

eletromagnéticos tem surgido. O lançamento de programas específicos para a plataforma Windows com interfaces gráficas amigáveis que facilitam sua utilização certamente tem contribuído para a popularização destes programas. Dois exemplos clássicos desta mudança de filosofia são as versões atuais do PSCAD/EMTDC e ATP/ATPDraw ([10]-[13]), as quais incorporam interfaces gráficas bastante intuitivas. Mais recentemente, com o lançamento do SimPowerSystems (inicialmente denominado Power System Blockset) para uso com a plataforma Matlab/Simulink ([14]), o uso deste tipo de ferramenta por alunos de engenharia tem aumentado consideravelmente devido à popularidade desta plataforma no ambiente acadêmico. Tais mudanças têm propiciado novas perspectivas para o ensino da teoria de sistemas de proteção de redes de energia elétrica, assim como para a realização de pesquisas neste tema.

1.1. Justificativas e Objetivos

Com base nos fatos expostos previamente, o objetivo desta dissertação de mestrado é desenvolver uma biblioteca de modelos dinâmicos para representar os principais relés empregados em sistemas de proteção de redes de distribuição e subtransmissão de energia elétrica na presença de geradores síncronos. Os modelos desenvolvidos são adequados para utilização juntamente com programas de simulação de transitórios eletromagnéticos de sistemas de potência (simulação com realimentação ([15]) – *closed loop*), para verificar a influência do sistema de proteção no desempenho da rede, ou independentemente (simulação sem realimentação ([15]) – *open loop*), para investigar os algoritmos empregados no relé. Os modelos foram desenvolvidos para uso no ambiente Matlab/Simulink. Conseqüentemente, estes modelos podem ser utilizados com diversos programas de simulação de transitórios eletromagnéticos tais como o PSCAD/EMTDC, o SimPowerSystems e o ATP.

A complexidade adotada para representar os diversos tipos de relés foi decidida tendo-se em mente que tais modelos devem ser precisos o suficiente para o desenvolvimento de pesquisas na área de proteção de sistemas de distribuição na presença de geradores síncronos, mas também simples o suficiente para que eles possam ser utilizados para o ensino da teoria de sistemas de proteção de redes de distribuição em nível de graduação e pós-graduação.

Na Figura 1.1, apresenta-se a biblioteca de modelos de relés digitais de proteção desenvolvida neste trabalho (*PROTECTIONLIB*). Os principais relés modelados neste trabalho foram:

- Relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado de fase (50/51);
- Relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado de terra (50/51N);
- Relé de sobrecorrente temporizado com restrição de tensão (51V);
- Relé de sobrecorrente direcional (67);
- Relé de sobrecorrente de seqüência negativa (46);
- Relés de sub e sobretensão (27/59);
- Relé de sobretensão de seqüência zero (59N);
- Relé de sub e sobrefreqüência (81);
- Relé de distância de fase (21).

Destaca-se, contudo, que no futuro modelos referentes a outros tipos de relés (*e.g.* relé diferencial, relé de taxa de variação de freqüência, etc.) podem ser desenvolvidos e incorporados nesta biblioteca. Adicionalmente, como será visto nos próximos capítulos, tais modelos foram desenvolvidos usando estruturas modulares de forma a facilitar a manutenção e o desenvolvimento destes componentes.

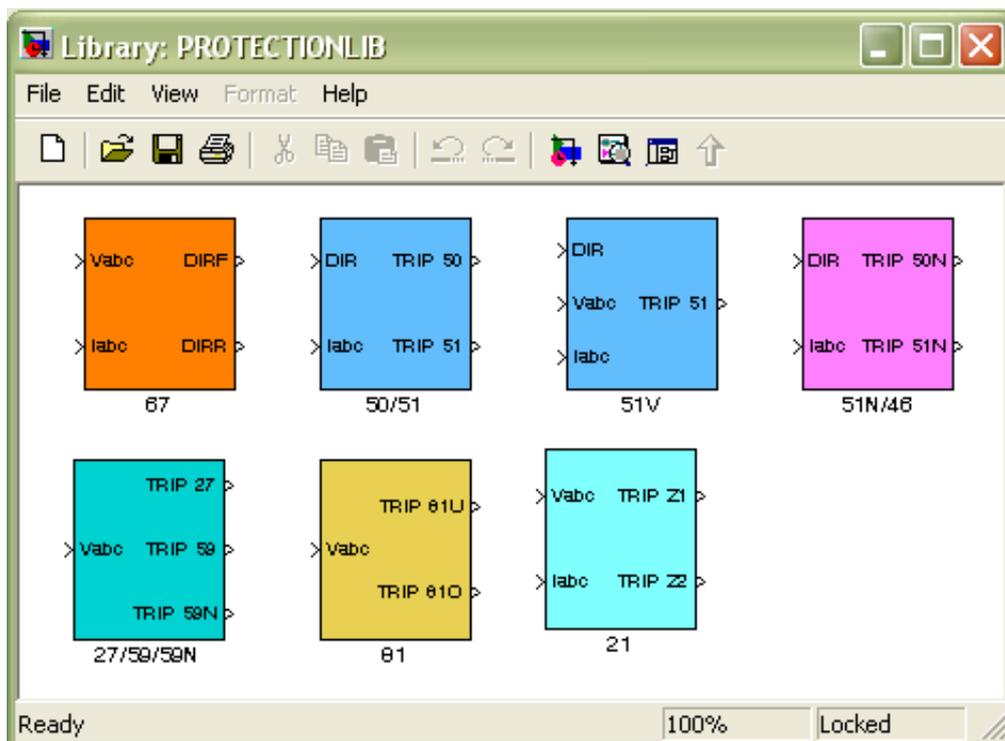


Figura 1.1 – Biblioteca de modelos de relés digitais de proteção.

Os modelos desenvolvidos foram validados através da comparação dos resultados obtidos por simulação com o comportamento real de relés comerciais. Adicionalmente, tal validação dos modelos foi realizada através de duas metodologias. Na primeira metodologia, dados obtidos em campo através de oscilografias de relés foram utilizados como entrada para os modelos desenvolvidos. Então, o comportamento do relé comercial foi comparado com o comportamento do modelo simulado. Na segunda metodologia, os dados de tensão e corrente foram gerados através de simulações de transitórios eletromagnéticos utilizando-se o ATP. Então, tais dados foram utilizados para verificar o comportamento de um relé comercial, através do uso de caixa de teste, e do relé simulado. Os resultados comprovam que os modelos desenvolvidos são suficientemente precisos para determinar o comportamento de relés comerciais operando em campo.

Neste trabalho, a aplicação dos modelos desenvolvidos é analisada através da simulação dinâmica de diferentes perturbações em uma rede de subtransmissão com um gerador síncrono. Tais simulações foram realizadas utilizando-se o SimPowerSystems. Destaca-se, contudo, que tais modelos podem ser utilizados para investigar diferentes problemas relacionados com sistemas de proteção de redes elétricas. Adicionalmente, no futuro, espera-se que tais modelos possam ser utilizados para o desenvolvimento de novas lógicas e algoritmos de proteção por outros pesquisadores.

1.2. Organização da Dissertação

Esta dissertação de mestrado está organizada como segue:

- No Capítulo 2, apresenta-se uma revisão dos principais dispositivos empregados em sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica, assim como os conceitos de seletividade e coordenação de dispositivos de proteção;
- No Capítulo 3, os principais dispositivos empregados no sistema de proteção de geradores síncronos são apresentados. Adicionalmente, as alterações que usualmente são realizadas no sistema de proteção da rede de distribuição devido à presença de geradores também são analisadas. Destaca-se que alguns aspectos apresentados neste capítulo são relacionados com os vários anos de trabalho do autor desta dissertação como engenheiro de proteção da CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz);

- No Capítulo 4: os principais detalhes dos modelos dos relés digitais implementados neste trabalho são descritos juntamente com alguns conceitos e técnicas que são usualmente empregados em relés digitais;
- No Capítulo 5: os modelos de relés digitais desenvolvidos são validados comparando os resultados obtidos via simulação com o comportamento de relés comerciais;
- No Capítulo 6: alguns estudos mostrando possíveis aplicações dos modelos desenvolvidos em uma rede simplificada de subtransmissão com um gerador síncrono são discutidos;
- No Capítulo 7: são resumidas as conclusões obtidas com a modelagem e a análise dinâmica do sistema de proteção, assim como as propostas de trabalhos futuros que visam o desenvolvimento de outros modelos de relés digitais de proteção;
- No Anexo A, um estudo completo de seletividade e coordenação de dispositivos de proteção em uma rede real com e sem gerador síncrono é apresentado. Optou-se por apresentar este material em anexo visto que tal estudo não é a principal contribuição desta dissertação de mestrado. Contudo, acredita-se que este estudo pode ser de interesse para futuros leitores desta tese;
- No Anexo B, apresenta-se uma breve descrição do impacto que a conexão de geradores síncronos pode acarretar no sistema de proteção de redes de transmissão. Neste caso, também, optou-se por apresentar este material em anexo, visto que o principal foco deste trabalho refere-se aos sistemas de proteção do gerador e de redes de distribuição. Todavia, esta discussão pode ser de interesse para futuros leitores desta dissertação.

2. PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são responsáveis pela ligação entre o consumidor final e o sistema de transmissão e geração, provendo energia elétrica na tensão e frequência corretas, e na quantidade necessária para o consumidor. Para este último, a energia elétrica fornecida aparenta ser estável, constante e de infinita capacidade. No entanto, sistemas de energia elétrica, especialmente sistemas de distribuição, estão sujeitos a diversas perturbações causadas por acréscimos ou decréscimos de cargas, faltas ocasionadas por fontes naturais de eletricidade ou contatos acidentais, falhas de equipamentos, etc. O caráter de regime permanente da energia fornecida ao consumidor é mantido basicamente por dois fatores: a grande dimensão do sistema frente às cargas individuais e as ações tomadas pelo sistema de proteção em detectar a incidência de faltas. Logo, a capacidade de decisão dos sistemas de proteção torna-os fundamentais no fornecimento de energia elétrica.

De modo a manter a qualidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor, os sistemas de proteção devem atender os seguintes requisitos ([16]):

- *Seletividade*: somente deve ser isolada a parte defeituosa do sistema, mantendo em serviço as demais partes;
- *Rapidez*: as sobrecorrentes geradas pela falta devem ser extintas no menor tempo possível, a fim de evitar a propagação do defeito para outras partes do sistema;
- *Sensibilidade*: a proteção deve ser sensível aos defeitos que possam ocorrer no sistema;
- *Segurança*: a proteção não deve atuar de forma incorreta em casos em que não houver falta, nem deixar de atuar em casos de faltas;
- *Economia*: a implantação do sistema de proteção deve ser economicamente viável.

De modo a satisfazer os requisitos acima, a instalação e ajustes dos dispositivos de proteção em uma linha de distribuição (geralmente chamado de alimentador) devem considerar a existência de cargas e ramificações em seu percurso. Além disso, as chaves distribuídas ao longo do sistema podem mudar a topologia de um determinado alimentador em caso de ocorrência de faltas, sobrecargas ou manutenções programadas, o que também deve ser considerado no estudo

da proteção. Estas características tornam freqüente a necessidade de instalação de dispositivos de proteção em diversos pontos do alimentador.

Com a utilização de vários dispositivos de proteção ao longo do alimentador, surge um outro fator a ser considerado no projeto de sistemas de proteção: a seletividade entre os diversos dispositivos de proteção ligados em série. A seletividade é necessária para que somente o dispositivo de proteção mais próximo da falta atue, de modo a isolar o trecho defeituoso do resto do sistema, conforme pré-definido no estudo de proteção. O estudo de seletividade deve ser realizado com a escolha de dispositivos de proteção e ajustes adequados.

Devido à complexidade deste tema, neste capítulo, são descritos os principais aspectos referentes à proteção de redes de distribuição de energia elétrica com a finalidade de propiciar uma compreensão dos impactos que a conexão de geradores distribuídos pode exercer no desempenho dos dispositivos de proteção ([6], [7], [16], [17]).

2.1. Dispositivos de Proteção

Nesta seção, apresenta-se uma breve descrição dos principais dispositivos empregados em sistemas de proteção de redes de distribuição.

2.1.1. Elos fusíveis

Os elos fusíveis são dispositivos de proteção amplamente utilizados em redes de distribuição, destinados basicamente à proteção de ramais secundários de alimentadores, ramais de entrada de consumidores e transformadores de distribuição. A queima de um ou mais fusíveis implica na súbita interrupção da corrente que circula pela fase a qual o fusível está ligado. Logo, os fusíveis precisam ser substituídos manualmente para que o sistema volte a sua condição de operação normal.

Os fusíveis são utilizados em conjunto com chaves mecânicas que abrem os contatos em caso de rompimento do elo fusível. As chaves, por sua vez, também facilitam a troca dos fusíveis e o religamento do circuito. A circulação de uma sobrecorrente pelo elo fusível funde o elemento fusível, e a alta temperatura do arco provoca a queima e a decomposição parcial do revestimento interno do cartucho, gerando gases que interrompem o arco no instante em que a corrente é nula. A pressão dentro do cartucho aumenta em função do aumento da temperatura e a formação de gases cria condições dentro do tubo que ajudam a desionizar o caminho do arco. A pressão exercida pelo arco também ajuda a manter a condição de circuito aberto, uma vez que as

partículas ionizadas forçam a abertura das extremidades do cartucho, sendo expelidas em seguida.

O tempo de fusão do elemento fusível é dependente de diversos fatores, dentre eles pode-se citar: a intensidade de corrente que passa pelo fusível; o tipo de material que constitui o elemento fusível; seu grau de envelhecimento e o tipo de material envolvente. O tempo de fusão é o tempo mínimo, baseado em testes de fábrica, no qual o elo irá se fundir.

Outro parâmetro importante dos fusíveis é a máxima corrente que pode ser interrompida, sendo que a corrente é limitada pelos seguintes fatores: capacidade de produção de gases do cartucho, pressão interna do cartucho, força decorrente da expulsão dos gases e capacidade térmica dos contatos. O tempo total de interrupção representa o tempo que o elo leva para interromper a corrente, incluindo o tempo de extinção do arco e a tolerância estimada pelo fabricante.

A curva de dano é uma margem de segurança para coordenação com outros dispositivos de sobrecorrente, em série com o elo, como outro elo ou religador (na prática, adota-se o valor de 75% da curva de fusão). Os fusíveis utilizados nos circuitos de distribuição são do tipo “K”, que possuem uma curva *tempo x corrente* mais inclinada que a dos fusíveis do tipo “T”, o que possibilita uma operação mais rápida para curtos-circuitos com correntes de intensidade elevada. Para proteção de transformadores de distribuição são utilizados fusíveis do tipo “H”, que suportam durante certo intervalo de tempo uma corrente transitória de alto valor.

Com base nos fatores citados anteriormente, os fabricantes fornecem curvas *tempo x corrente* para a corrente mínima de fusão e o tempo total de interrupção. As curvas são utilizadas no dimensionamento dos fusíveis, e na seletividade com os demais fusíveis e outros dispositivos de proteção. A Figura 2.1 mostra as curvas de corrente mínima de fusão e tempo total de interrupção de elos fusíveis do tipo “K”, geralmente utilizados para proteção de ramais: 10K, 15K, 25K, 40K, 65K.

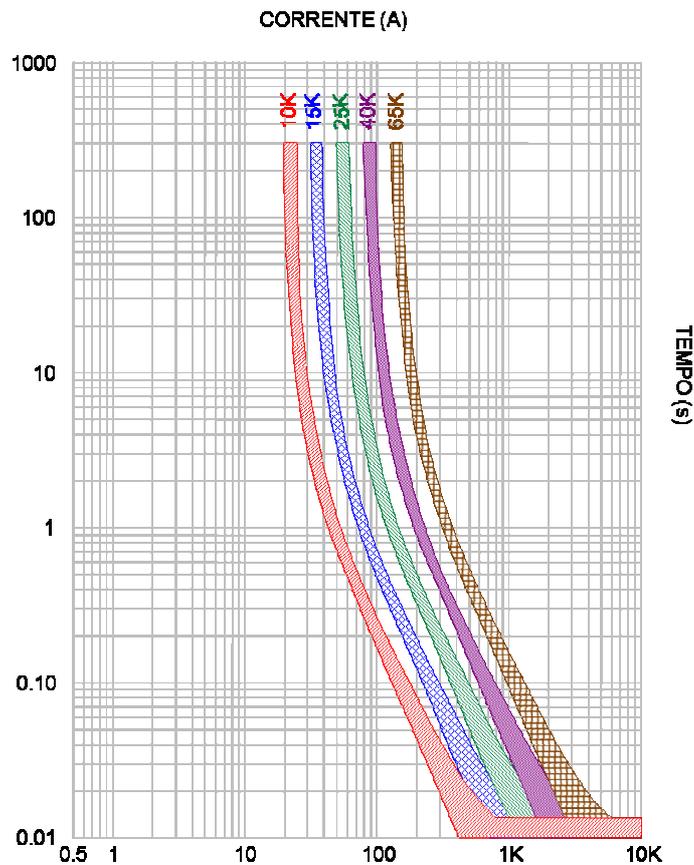


Figura 2.1 – Curvas tempo x corrente de fusão e interrupção.

2.1.2. Religadores automáticos

Os religadores automáticos são amplamente utilizados pelas concessionárias. O uso de religadores aumentou em função das desvantagens geradas pela atuação dos elos fusíveis em alguns casos, pois estes não são capazes de diferenciar uma falta permanente de uma transitória, sendo que estas últimas representam cerca de 80 a 95% dos casos de faltas ocorridas ([16], [17]). A atuação dos elos fusíveis em casos de faltas transitórias leva a custos elevados de operação e, principalmente, a um tempo maior de interrupção. A demora em restabelecer os circuitos afeta os índices de qualidade que são fiscalizados e avaliados pelas agências reguladoras, podendo resultar em multas para as concessionárias.

O religador é um dispositivo que pode ser classificado quanto ao número de fases em: trifásico ou monofásico, constituído de chaves controladas eletricamente e submersas em óleo ou vácuo. Estas chaves são ligadas em série com o circuito, interrompendo-o de forma temporizada. Quanto ao tipo de controle, podem ser classificados em: hidráulico, as bobinas de disparo são

solenóides ligados em série com o circuito, o mecanismo de controle é simples e econômico, usado em áreas com baixa densidade de carga; eletrônico, as correntes do circuito são reduzidas a valores secundários através de transformadores de corrente (TCs), possui ajuste preciso da corrente mínima de disparo e da curva característica de operação.

Assim que uma falta é detectada, através da medida da corrente em seus terminais, o religador dispara rapidamente, abrindo o circuito; decorrido o intervalo de religamento, os contatos do religador são fechados. Se a falta for de caráter transitório, o sistema continuará em operação após um tempo mínimo de interrupção. O processo de abrir e fechar pode se repetir várias vezes, até a falta ser eliminada. Se o defeito continuar, após as várias tentativas de religamento, o religador abrirá definitivamente seus contatos e isolará a parte defeituosa do sistema.

Se algum dos religamentos obtiver sucesso (caso a falta seja eliminada), o mecanismo de operação do religador volta à posição inicial e o equipamento está pronto para atuar novamente. Na Figura 2.2 ([18]), observa-se a ação de um religador automático ajustado para duas operações instantâneas ou rápidas (2I) e duas operações temporizadas ou lentas (2T). Outras seqüências de operações também podem ser programadas: I+3T, 3I+T, 4I, 4T.

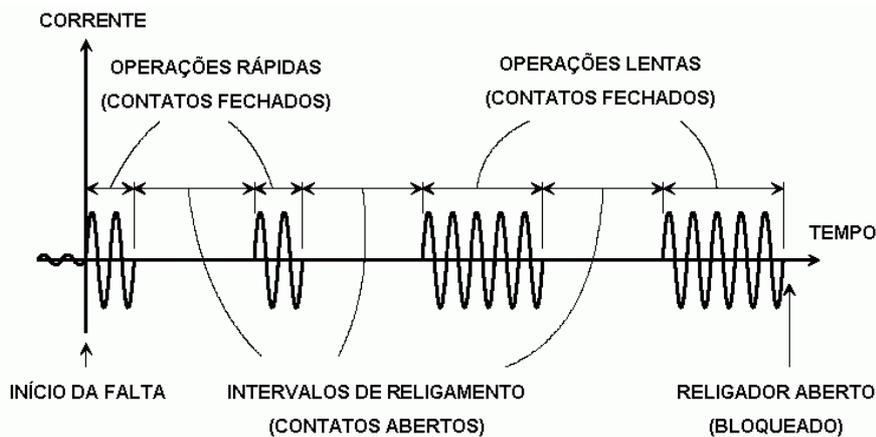


Figura 2.2 – Seqüência de operação do religador automático.

Em geral, a maioria dos religadores utilizados atualmente possui a função de bloqueio, ou seja, são equipados com contatos que abrem e permanecem abertos após o término, sem sucesso, de uma seqüência típica de quatro disparos e três religamentos. Os tempos de operação, o número de interrupções, os ajustes da corrente mínima de disparo e outros parâmetros podem

ser facilmente modificados pelo usuário. Tais recursos resultam em grande flexibilidade e possibilitam uma melhor coordenação com outros dispositivos de proteção; por exemplo, elos fusíveis e seccionadores.

Os religadores automáticos modernos possuem módulos de proteção e controle digitais que permitem ao usuário escolher uma vasta gama de curvas e funções de proteção, desde as tradicionais funções de sobrecorrente até funções que incorporam elementos de sobrecorrente direcional, tensão, potência e frequência. Alguns controles possuem registradores de perturbação, uma função que armazena os dados das faltas processadas para posterior recuperação e análise. Além disso, permitem que seu controle e supervisão sejam feitos remotamente através de diversos protocolos e meios de comunicação.

A título de ilustração, a Figura 2.3 mostra a característica *tempo x corrente* das curvas de disparo de fase do religador McGraw-Edson, tipo WE, que foi bastante utilizado pelas concessionárias e passa por um processo de substituição pelos religadores com controle digital. O módulo de proteção e controle do religador McGraw-Edson possibilita a seleção de uma curva rápida (A) e sete curvas lentas (B, C, D, E, V, Y, Z).

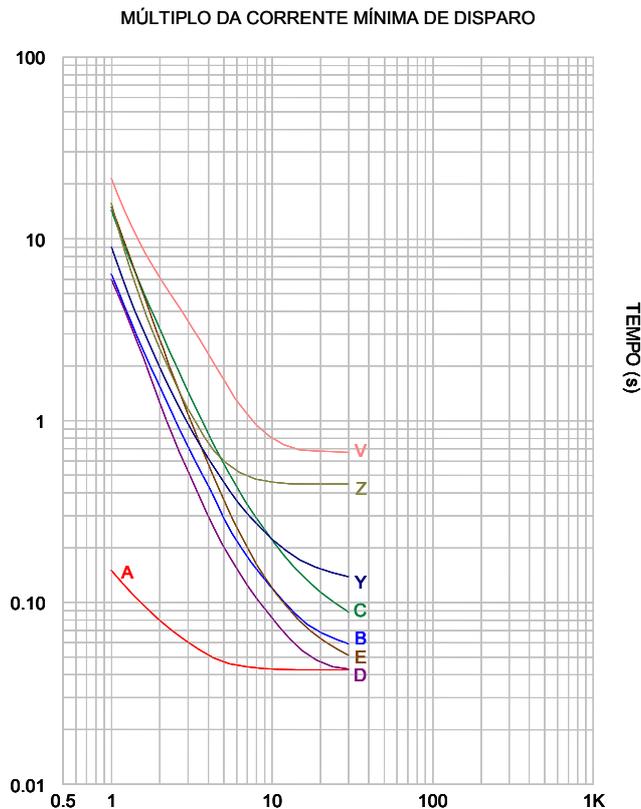


Figura 2.3 – Curvas de disparo do religador automático tipo WE.

2.1.3. Seccionadores automáticos

O seccionador automático é por definição um equipamento utilizado para a interrupção automática de circuitos, que abre seus contatos quando o circuito é desenergizado por um equipamento de proteção situado à sua retaguarda (montante) e equipado com um dispositivo para religamento automático.

Os seccionadores automáticos são dispositivos projetados para operar em conjunto com os religadores. Basicamente, ele é constituído de uma chave a óleo monofásica ou trifásica, e com a aparência de um religador. Seu controle pode ser tanto hidráulico quanto eletrônico.

Diferentemente do religador, o seccionador automático não interrompe a corrente de defeito. Ele é ligado a certa distância do religador, no seu lado de carga. A cada vez que o religador interrompe a corrente de falta, o seccionador conta a interrupção e, após um pré-determinado número de interrupções, abre seus contatos antes da abertura definitiva do religador.

Desta forma, um trecho sob condições de falta permanente é isolado, permanecendo o religador e os demais trechos em operação normal. Além de sua operação em conjunto com o religador, o seccionador pode ser operado manualmente para interromper a corrente nominal de carga ou ser empregado como chave para seccionamento manual de alimentadores.

2.1.4. Relés de sobrecorrente

Relés de sobrecorrente são dispositivos ligados no lado secundário dos transformadores de corrente (TCs) e, portanto, acionados por correntes proporcionais àquelas do circuito primário (alimentador ou equipamento protegido). São concebidos e construídos para exercerem a função de sobrecorrente e atuarem sobre os disjuntores que, por sua vez, isolam o circuito defeituoso.

Os relés de sobrecorrente usados para a proteção de alimentadores podem ser eletromecânicos, eletrônicos (estado sólido) ou digitais. Contudo, atualmente, os relés eletromecânicos e eletrônicos estão sendo substituídos em larga escala pelos relés digitais. As concessionárias têm preferido a tecnologia digital, em razão da grande quantidade de informações que os relés digitais conseguem armazenar e do elevado potencial de integração com outros dispositivos eletrônicos inteligentes.

A elevada capacidade de comunicação favorecida por uma diversidade de protocolos e interfaces padronizadas, registro seqüencial de eventos, registro de perturbações e monitoramento da qualidade de energia elétrica são algumas das vantagens que os relés digitais de proteção apresentam sobre seus antecessores. Os modernos relés digitais de sobrecorrente do tipo multifunção dispõem das seguintes funções de proteção (conforme normalização *ANSI – American National Standards Institute*) ([19]):

- 50/51 – sobrecorrente de fase com elemento instantâneo e temporizado;
- 50/51N – sobrecorrente de terra com elemento instantâneo e temporizado;
- 51GS – sobrecorrente de terra sensível com elemento temporizado;
- 67/67N – sobrecorrente direcional de fase e terra;
- 27 – subtensão;
- 59 – sobretensão;
- 59N – sobretensão de seqüência zero;
- 32 – direcional de potência (ativa e reativa);

- 81 – frequência (subfrequência e sobrefrequência);
- 25 – verificação de sincronismo.

Quanto às características *tempo x corrente*, os relés de sobrecorrente podem ser classificados em: relés instantâneos e relés temporizados. Os relés temporizados são classificados de acordo com sua característica *tempo x corrente* e segundo a norma IEC 255-3 em ([20]):

- Relés de tempo definido (TD).
- Relés de tempo inverso:
 - Normalmente Inverso (NI);
 - Muito Inverso (MI);
 - Extremamente Inverso (EI);
 - Inverso de Tempo Longo (LI).

Nos relés temporizados de tempo inverso, o tempo de atuação é inversamente proporcional à corrente. A Figura 2.4 apresenta as características *tempo x corrente* normalizadas para os relés de sobrecorrente de tempo inverso, segundo a norma IEC 255-3.

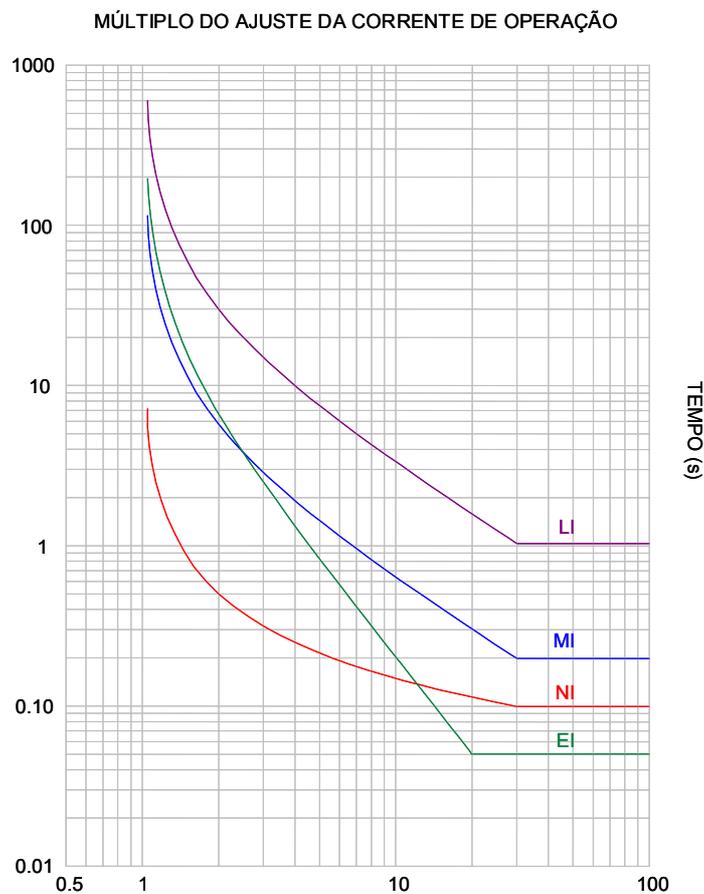


Figura 2.4 – Curvas *tempo x corrente* padrão IEC.

O relé instantâneo é assim denominado porque não introduz temporização intencional quando se atinge o limiar da corrente de disparo. Sua atuação apresenta apenas uma temporização inerente, que depende da tecnologia e da construção do relé. Nos relés digitais de sobrecorrente, o relé temporizado de tempo inverso é representado por um ou mais elementos de tempo inverso; o relé instantâneo, por um ou mais elementos instantâneos; o relé de tempo definido, por um ou mais elementos de tempo definido, com um tempo de atuação constante para qualquer corrente acima do ajuste da corrente de operação.

Normalmente, um relé com característica de tempo inverso apresenta várias curvas de mesma característica (inclinação) e escalonadas no tempo, sendo que qualquer uma das curvas pode ser escolhida através do ajuste do dial de tempo, ou multiplicador de tempo. No relé digital de sobrecorrente de tempo inverso, pode-se ajustar também um valor para o elemento instantâneo; isto é, a partir de um dado valor de corrente (expresso em múltiplo da corrente

nominal do relé), a proteção passa a atuar instantaneamente e não mais de acordo com sua curva característica.

As curvas *tempo x corrente* nos modernos relés digitais de sobrecorrente são mais flexíveis e descritas por equações. É possível escolher um tipo de curva dentre muitas normalizadas (norma IEC ou U.S.) através da seleção da equação desejada. Conhecendo a corrente que circula pelo relé, o ajuste da corrente de operação (*pickup*) e o ajuste da curva de tempo, pode-se calcular o múltiplo da corrente de operação e, portanto, o tempo de atuação do relé. A equação normalizada para o cálculo do tempo de atuação do relé digital de sobrecorrente de tempo inverso é a seguinte:

$$t = \frac{\beta \cdot D}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1} + L \cdot D \quad (1)$$

Sendo:

D = Dial de tempo.

β = Coeficiente (vide Tabela 2.1).

I = Corrente passante no relé.

I_p = Ajuste da corrente de operação.

α = Coeficiente (vide Tabela 2.1).

L = Coeficiente (vide Tabela 2.1).

Tabela 2.1 – Coeficientes da equação tempo x corrente normalizada.

Tipo de Curva	Norma	β	α	L
Normal Inversa	IEC 255-3	0,14	0,02	0
Muito Inversa		13,5	1	0
Extremamente Inversa		80	2	0
Inversa de Tempo Longo		120	1	0
Moderadamente Inversa	U.S.	0,0104	0,02	0,0226
Inversa		5,95	2	0,180
Muito Inversa		3,88	2	0,0963
Extremamente Inversa		5,67	2	0,0352

2.2. Coordenação e Seletividade dos Dispositivos de Proteção

A existência de equipamentos dotados de religamentos automáticos requer que eles estejam coordenados entre si e com outros dispositivos de proteção, de acordo com uma seqüência de operação pré-estabelecida. O termo coordenação é empregado quando estiverem envolvidos equipamentos que dispuserem de duas curvas de atuação consecutivas, com bloqueio automático após uma seqüência de operação. O termo seletividade é empregado somente nos casos em que são utilizados dispositivos de proteção com uma única curva de atuação, por exemplo: elos fusíveis e relés de proteção.

O objetivo da coordenação é evitar que faltas transitórias causem a operação de dispositivos de proteção que não tenham religamentos automáticos e, no caso de defeitos permanentes, desliguem a menor porção da rede. O objetivo da seletividade é assegurar a atuação do dispositivo de proteção mais próximo da falta, independente da falta ser transitória ou permanente. O estudo de coordenação e seletividade é feito pela superposição das curvas características *tempo x corrente* dos diversos dispositivos de proteção, em um gráfico *log-log*, com o objetivo de definir as temporizações mais adequadas para cada um deles. A saber, algumas literaturas técnicas definem coordenação e seletividade da seguinte forma ([6], [16]):

- **Coordenação:** ato ou efeito de dispor dois ou mais dispositivos de proteção em série, segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma seqüência de operação pré-estabelecida;
- **Seletividade:** capacidade que o dispositivo de proteção mais próximo da falta tem de atuar primeiro, antes da atuação do dispositivo de retaguarda, independente da natureza da falta ser transitória ou permanente.

2.2.1. Seletividade entre elos fusíveis

A seletividade entre dois elos fusíveis em série é garantida, se o tempo total de interrupção do elo fusível protetor (aquele instalado mais próximo da carga) for, no máximo, 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (aquele mais próximo da fonte, a montante) ([6], [16]). A Figura 2.5 ilustra o conceito de elo fusível protetor e protegido.

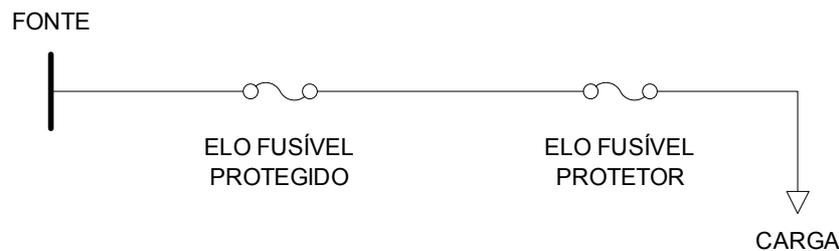


Figura 2.5 – Elo fusível protetor e protegido.

A Tabela 2.2 mostra as correntes máximas para seletividade entre elos fusíveis do tipo “K”, normalmente utilizados para a proteção de ramais, obedecendo ao critério descrito anteriormente.

Tabela 2.2 – Correntes máximas para seletividade entre elos do tipo “K”.

Elo fusível protetor	Elo fusível protegido				
	10K	15K	25K	40K	65K
6K	90	230	420	700	1200
10K	-	130	370	700	1200
15K	-	-	220	640	1200
25K	-	-	-	350	1100
40K	-	-	-	-	700

2.2.2. Coordenação entre religador e elo fusível

A coordenação entre um religador e um elo fusível é satisfatória quando o elo fusível não se fundir enquanto o religador realiza as operações rápidas, mas se fundir durante a primeira operação temporizada do religador. Certamente, o religador deve estar ajustado para operar na curva rápida e a seguir na curva temporizada.

Tipicamente, utilizam-se elos fusíveis somente no lado da carga dos religadores ([16]), conforme mostra a Figura 2.6, por conseguinte, a coordenação é verificada somente para este caso. O uso de elos fusíveis no lado fonte do religador (entre a subestação e o religador) não é recomendado, pois a queima de um elo fusível interromperia a fase que alimenta a bobina de fechamento do religador com controle hidráulico, impedindo seu fechamento.

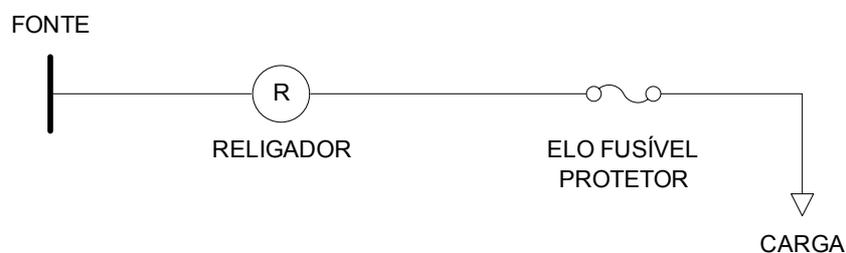


Figura 2.6 – Elo fusível protetor e religador.

Uma adequada coordenação entre o religador e os elos fusíveis pode ser obtida ajustando-se o religador para duas operações rápidas, seguidas de duas operações lentas. Duas regras devem ser observadas durante os estudos de coordenação entre religador e elos fusíveis:

- Para todos os valores de faltas possíveis, no trecho do circuito protegido pelo elo fusível, o tempo mínimo de fusão do elo fusível deve ser maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida multiplicada por um fator K , característico do religador. Os valores do fator K variam com o número de operações rápidas e com o tempo de religamento, de acordo com a Tabela 2.3 ([6], [16]);
- Para todos os valores de faltas possíveis, no trecho do circuito protegido pelo elo fusível, o tempo total de interrupção do elo fusível deve ser maior que o tempo de abertura do religador na curva temporizada, com o religador ajustado para duas ou mais operações temporizadas.

Essas duas regras definem uma faixa de corrente na qual o religador e o elo fusível estão coordenados. Tal faixa é limitada pelo ponto mínimo, determinado pela interseção da curva do tempo total de interrupção do elo fusível com a curva lenta do religador, e pelo ponto máximo, determinado pela interseção da curva mínima de fusão do elo fusível com a curva rápida deslocada do fator K .

A Figura 2.7 mostra um exemplo de coordenação entre um elo fusível protetor de 65K e um religador McGraw-Edson ajustado para duas operações rápidas, com intervalo de religamento de 2 segundos e com uma corrente mínima de disparo de 200 A. De acordo com a Tabela 2.3, para um tempo de religamento de 2 segundos e duas operações rápidas, o valor do fator K é igual a 1,35.

Tabela 2.3 – Fator K de multiplicação da curva rápida do religador.

Tempo de Religamento (segundos)	Multiplicador (K)	
	Uma Operação Rápida	Duas Operações Rápidas
0,50	1,20	1,80
1,00	1,20	1,35
1,50	1,20	1,35
2,00	1,20	1,35

Multiplicando a curva rápida (A) pelo fator K , observa-se que a curva é deslocada acima de sua posição original, interceptando a curva de mínima fusão do elo fusível em aproximadamente 1200 A. Logo, haverá coordenação entre o religador e o elo fusível para a faixa de corrente compreendida entre 200 A e 1200 A, denominada faixa de coordenação.

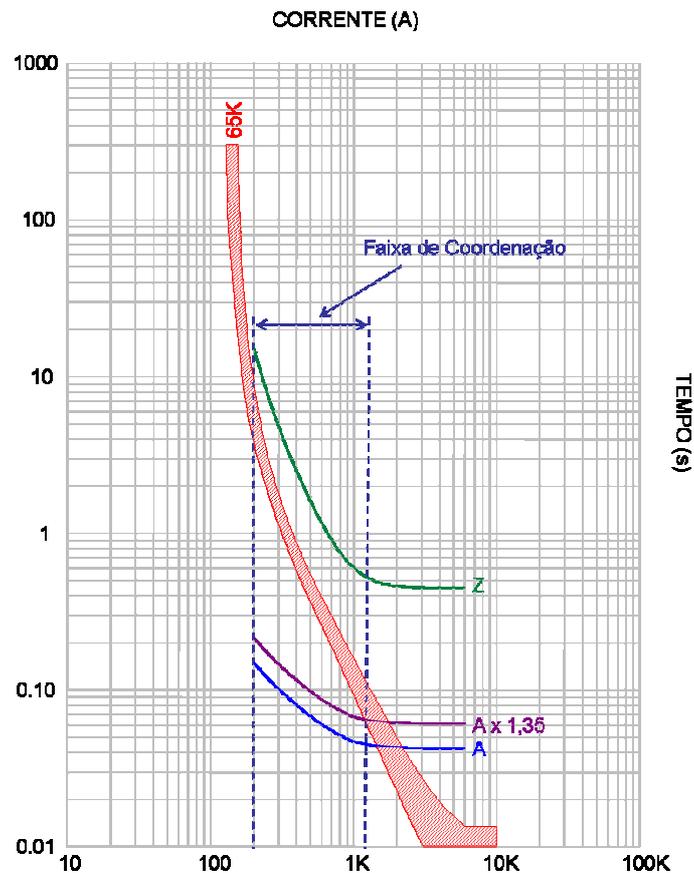


Figura 2.7 – Coordenação entre elo fusível e religador.

Quando não for conhecido o fator K , pode-se obter o limite superior da faixa de coordenação da seguinte maneira: o limite superior da coordenação é o ponto de interseção entre a curva mínima de fusão do elo, traçada com 75% dos seus valores, e a curva rápida do relé, traçada multiplicando os seus valores pelo número de operações rápidas do mesmo.

2.2.3. Coordenação entre religador e seccionador

Desde que os seccionadores não possuem característica de operação *tempo x corrente*, sua coordenação não requer a análise destas curvas. O critério de coordenação neste caso é baseado no número de operações do religador a montante, como mostra a Figura 2.8. Estas operações podem ter qualquer combinação de disparos rápidos e temporizados, conforme discutido anteriormente para o exemplo da seqüência de duas operações rápidas e duas lentas (2I+2T).

O seccionador deverá ser ajustado para um disparo a menos do número de disparos ajustados no religador, ou seja, se ajustarmos o religador com quatro disparos (2I+2T) o seccionador deverá ser ajustado com três disparos. Assim, se uma falta permanente ocorre à frente do seccionador, o seccionador abrirá e isolará a falta após a terceira abertura do religador. O religador, então, fechará seus contatos e o resto do circuito será restabelecido.

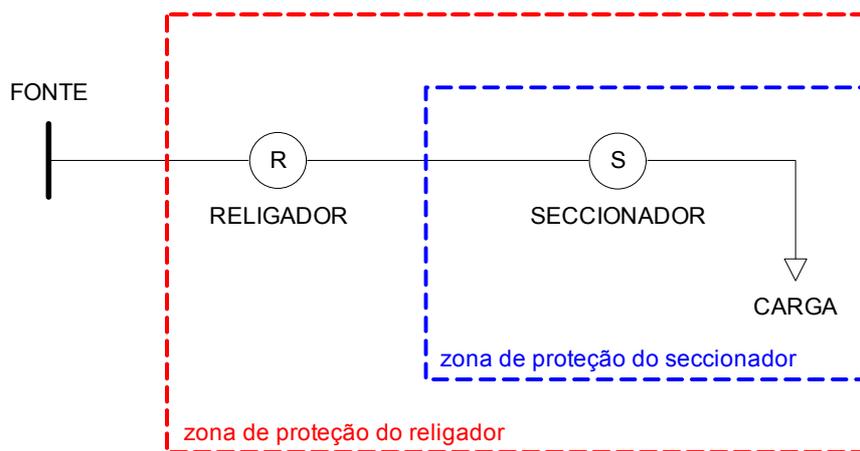


Figura 2.8 – Religador e seccionador.

2.2.4. Coordenação entre relé de sobrecorrente e religador

Quando um religador automático de linha está instalado dentro da zona de proteção de um relé de sobrecorrente, como mostra a Figura 2.9, deve-se garantir que o relé não atuará enquanto o religador realiza a sua seqüência de operação, até a falta ser extinta ou até o bloqueio do religador. A curva de tempo do relé deve ser escolhida em função das curvas de operação do religador e da integração de tempo pelo relé, se eletromecânico. A integração representa a soma relativa entre os sucessivos avanços e rearmes do contato móvel do relé durante a seqüência de operação do religador, uma vez que o contato móvel avança enquanto o religador opera na curva rápida ou lenta e rearma, totalmente ou parcialmente, nos intervalos de religamento.

As seguintes condições devem ser observadas para obter uma coordenação satisfatória:

- A corrente de ajuste do elemento instantâneo do relé de fase deve ser maior que o valor assimétrico da máxima corrente de curto-circuito trifásico, no ponto de instalação do religador;

- A corrente de ajuste do elemento instantâneo do relé de terra deve ser maior que o valor assimétrico da máxima corrente de curto-circuito fase-terra, no ponto de instalação do religador;
- A corrente mínima de disparo de fase do religador deve ser menor que o ajuste da corrente de operação dos relés de fase; a corrente mínima de disparo de terra do religador deve ser menor que o ajuste da corrente de operação do relé de terra;
- Para qualquer corrente de curto-circuito na zona de proteção do religador, seu tempo de operação, em suas curvas temporizadas de fase e de terra, deve ser menor que o tempo de atuação dos elementos temporizados dos relés de fase e terra, respectivamente;
- A soma dos avanços relativos do contato móvel do relé, se eletromecânico, devido aos religamentos do religador, deve ser inferior ao avanço total para a atuação do relé, independentemente da corrente de curto-circuito na interseção entre as zonas de proteção do relé e do religador.

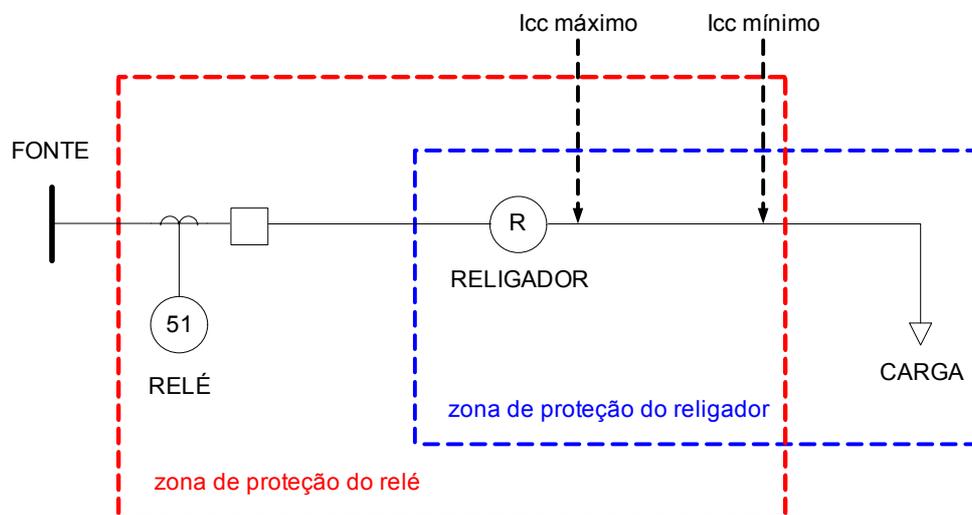


Figura 2.9 – Relé de sobrecorrente e religador.

Por exemplo, considere um religador ajustado para duas operações rápidas e duas lentas, com um intervalo de religamento de 2,0 segundos, e que precisa coordenar com um relé eletromecânico de sobrecorrente de tempo inverso, conforme mostra a Figura 2.10. O relé leva 1,1 segundos para fechar seus contatos com a máxima corrente de falta na saída do religador, e 16

segundos para rearmar completamente. O tempo de margem de impulso (tempo de avanço do disco quando a corrente de falta é interrompida) do relé é desprezado.

O tempo de operação rápida do religador é 0,042 segundo e o tempo de operação lenta é 0,48 segundo. O percentual do tempo de atuação do relé durante cada uma das operações rápidas é $(0,042 \text{ s} / 1,1 \text{ s}) \times 100\% = 3,82\%$. O percentual do tempo de rearme durante o intervalo de religamento é $(2,0 \text{ s} / 16 \text{ s}) \times 100\% = 12,5\%$. Portanto, devido ao percentual do tempo de rearme ser maior que o percentual do tempo de atuação, o relé rearma completamente após as duas operações rápidas do religador.

O percentual do tempo de atuação do relé durante as duas primeiras operações lentas é $(0,48 \text{ s} / 1,1 \text{ s}) \times 100\% = 43,6\%$. O percentual do tempo de rearme do relé para a terceira abertura do religador é 12,5%, tal que o percentual líquido do tempo de atuação do relé após a terceira abertura do religador é $(43,6\% - 12,5\%) = 31,1\%$. O percentual do tempo de atuação do relé durante a segunda operação lenta do religador é $(0,48 \text{ s} / 1,1 \text{ s}) \times 100\% = 43,6\%$; então, o percentual total do tempo de atuação do relé após a quarta abertura do religador é $(31,1\% + 43,6\%) = 74,7\%$.

Da análise anterior, conclui-se que o relé não alcança 100% do tempo de atuação durante a última abertura do religador, portanto a coordenação está garantida. A verificação da integração do tempo de atuação do relé de sobrecorrente não é necessária quando são usados relés eletrônicos ou digitais, pois o tempo de rearme é praticamente desprezível.

A Figura 2.10 ilustra graficamente a coordenação entre um relé de sobrecorrente e um religador. Conforme mencionado anteriormente, um aspecto importante da coordenação é a verificação do sobrealcance do elemento instantâneo do relé de sobrecorrente. O elemento instantâneo não deve atuar para uma falta dentro da zona de proteção do religador, uma vez que seria perdida a coordenação com o relé de sobrecorrente e todas as cargas do alimentador seriam interrompidas devido à abertura do disjuntor do alimentador.

Na prática, quando são usados relés eletromecânicos, basta ajustar o elemento instantâneo acima da corrente de curto-circuito assimétrica no ponto de instalação do religador. Com relés digitais, o elemento instantâneo pode ser ajustado acima da corrente de curto-circuito simétrica, pois a componente assimétrica da corrente é totalmente eliminada (filtrada) pelo filtro digital do relé.

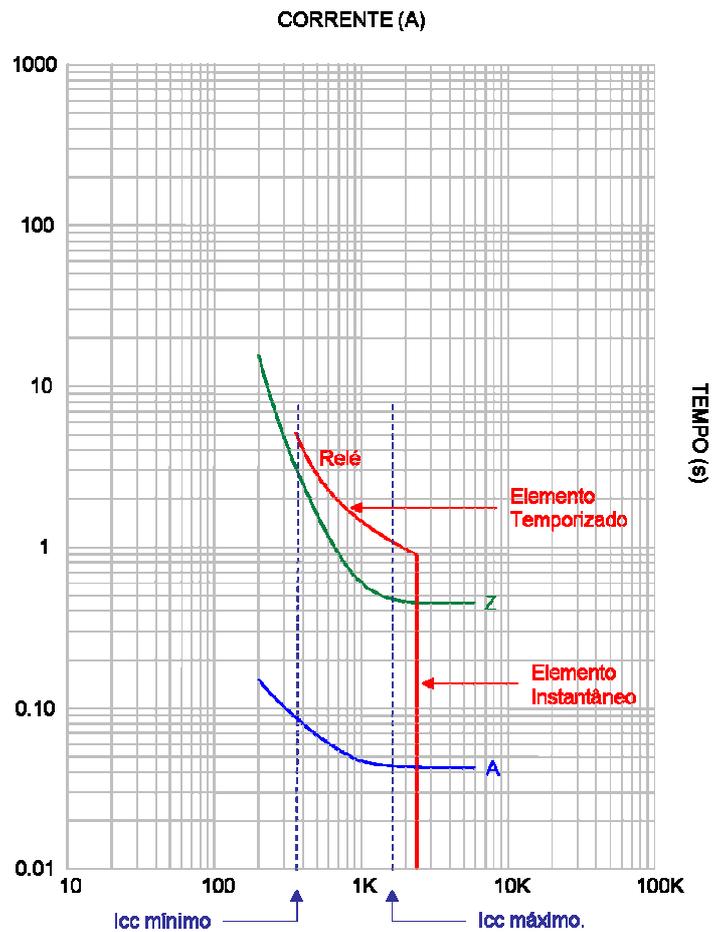


Figura 2.10 – Coordenação entre relé de sobrecorrente e religador.

2.2.5. Comentários Adicionais

Um estudo completo de seletividade e coordenação em uma rede real é apresentado no Anexo A. Inicialmente, o estudo é realizado para uma rede de distribuição sem gerador. Na seqüência, utilizando-se a mesma rede elétrica, introduz-se um gerador síncrono e os estudos são refeitos. O objetivo é mostrar a influência da introdução de um gerador síncrono na seletividade e coordenação dos dispositivos de proteção. Optou-se por apresentar este material em anexo, visto que tal estudo não é a principal contribuição desta dissertação de mestrado. Contudo, acredita-se que este estudo pode ser de interesse para futuros leitores desta tese, acrescentando informações importantes sobre os impactos que geradores distribuídos podem provocar no sistema de proteção de redes de distribuição.

3. PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS

Neste capítulo, serão discutidos os aspectos técnicos da proteção de redes de distribuição na presença de geradores distribuídos, com o intuito de exemplificar quais dispositivos de proteção são usualmente utilizados no ponto de conexão do gerador, assim como discutir as principais alterações que precisam ser realizadas no sistema de proteção da concessionária.

3.1. Conexões do Transformador de Interconexão

A seleção do tipo de conexão dos enrolamentos do transformador de interconexão é de fundamental importância nos estudos de impactos da conexão de geradores no sistema de distribuição ([8], [21]-[23]). Não existe uma conexão universalmente aceita como a melhor. Todavia, existem vantagens e desvantagens de um tipo de conexão em relação às demais, no que se refere ao projeto da interconexão e como a coordenação da proteção é afetada. A Figura 3.1 mostra as cinco conexões mais usuais. A seguir as implicações da escolha destas conexões são brevemente discutidas.

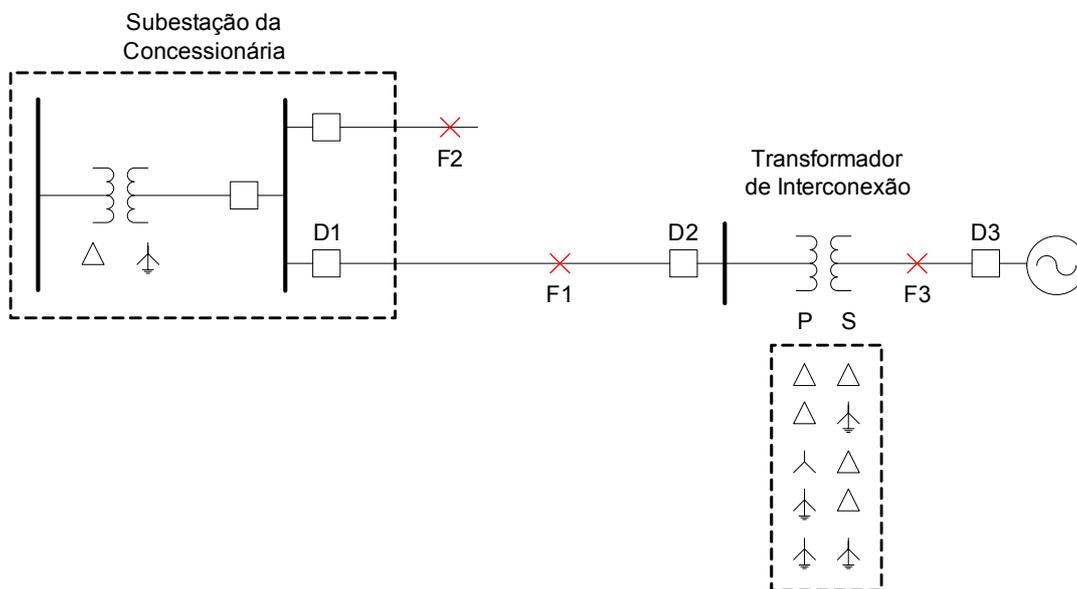


Figura 3.1 – Conexões do transformador de interconexão.

3.1.1. Primário ligado em delta ou em estrela com neutro isolado

Nesta subseção, as seguintes conexões são analisadas: delta (P)/delta (S), delta (P)/estrela aterrada (S) e estrela isolada (P)/delta (S), tal que (P) designa enrolamento primário e

(S) designa enrolamento secundário. Destaca-se que primário refere-se ao lado da concessionária, enquanto que secundário refere-se ao lado do gerador. Uma vantagem destas conexões é que do lado do gerador não há contribuição de corrente de terra (*i.e.* correntes de sequência zero) para faltas à terra na rede de distribuição. Portanto, não há impacto na coordenação das proteções de sobrecorrente de terra (50/51N) da concessionária.

Referindo-se à Figura 3.1, para faltas à terra em F1 e F2, toda a corrente de falta à terra é fornecida pela subestação da concessionária. Porém, faltas à terra no secundário do transformador de interconexão, em F3, não serão detectadas pelas proteções de sobrecorrente de terra do disjuntor D1.

Se o disjuntor D1 é aberto, para uma falta à terra em F1, as tensões nas fases sãs (fases não envolvidas no defeito) ficarão submetidas à magnitudes de $\sqrt{3}$ vezes a tensão nominal fase-terra do sistema. Caso esta sobretensão persista, enquanto do disjuntor D2 permanecer fechado, poderão ocorrer os seguintes danos aos equipamentos do alimentador de interconexão:

- Saturação dos núcleos dos transformadores monofásicos que eventualmente existam no alimentador;
- Descarga dos pára-raios de média tensão que, porventura, estejam especificados para tensão de fase e não para tensão de linha. Ainda que os pára-raios estejam especificados para tensão de linha, poderá ocorrer a descarga em virtude de elevados picos de sobretensão transitória.

Para faltas entre fases, em F1 e F2, haverá a contribuição de corrente vinda do disjuntor D1 e do disjuntor D2, uma vez que existem duas fontes de correntes de falta. Problemas com a coordenação das proteções deverão ser avaliados para faltas nos ramais secundários protegidos por fusíveis e nos alimentadores adjacentes que derivam da subestação.

3.1.2. Primário ligado em estrela com neutro aterrado e secundário em delta

Este tipo de conexão estabelece uma fonte de corrente de terra para faltas à terra no sistema de distribuição, a qual poderá ter um impacto significativo na coordenação das proteções de sobrecorrente de terra (50/51N) da concessionária. Para uma falta à terra em F1, a corrente de falta à terra será dividida entre a contribuição vinda do disjuntor D1 e do neutro do transformador de interconexão.

A distribuição das correntes de falta à terra será dependente das impedâncias do circuito e do transformador de interconexão. A rede de componentes simétricas da Figura 3.2 mostra que, devido à conexão do enrolamento secundário em delta, a fonte de corrente de seqüência zero torna-se aberta do lado do gerador; portanto, independente do estado do disjuntor D3, se aberto ou fechado, e do aterramento do neutro do gerador. Entretanto, se do lado primário existir qualquer carga desbalanceada ligada à terra, ou se ocorrer alguma abertura de fase, circulará uma corrente de terra entre o neutro do transformador da subestação da concessionária e o neutro do transformador de interconexão, podendo ocasionar atuação das proteções de sobrecorrente de terra do alimentador.

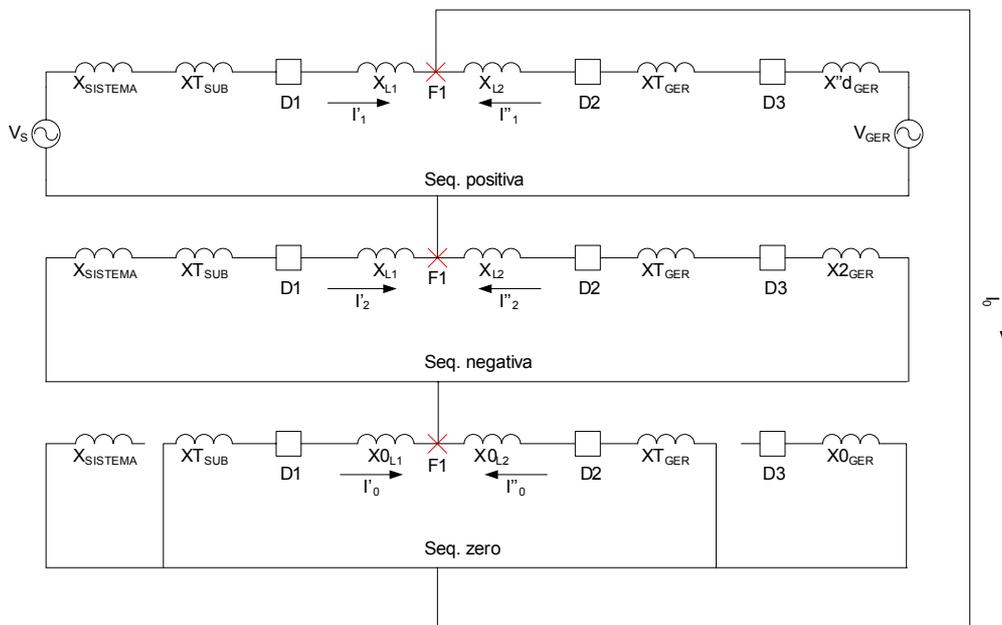


Figura 3.2 – Rede de componentes simétricas da conexão estrela aterrada (P) / delta (S).

A vantagem deste tipo de conexão é que a proteção 50/51N do disjuntor D1 não detecta uma falta à terra em F3 e não ocorre nenhuma sobretensão para faltas à terra no alimentador, mesmo com a abertura do disjuntor D1, quando o disjuntor D2 estiver fechado.

3.1.3. Primário e secundário ligados em estrela com neutro aterrado

Este tipo de conexão estabelece uma fonte de corrente de seqüência zero idêntica àquela da discussão anterior quando o gerador estiver ligado em estrela com o neutro aterrado. Assim, os problemas com a coordenação das proteções 50/51N da concessionária e a circulação de correntes de terra devido à desbalanços são os mesmos previamente discutidos.

Uma análise da rede de componentes simétricas, conforme mostra a Figura 3.3, demonstra que a contribuição de correntes de seqüência zero, para faltas à terra no sistema de distribuição, depende do estado do disjuntor D3, se aberto ou fechado, da impedância de seqüência zero do gerador e do método de aterramento do neutro: solidamente aterrado, baixa impedância, alta impedância ou isolado.

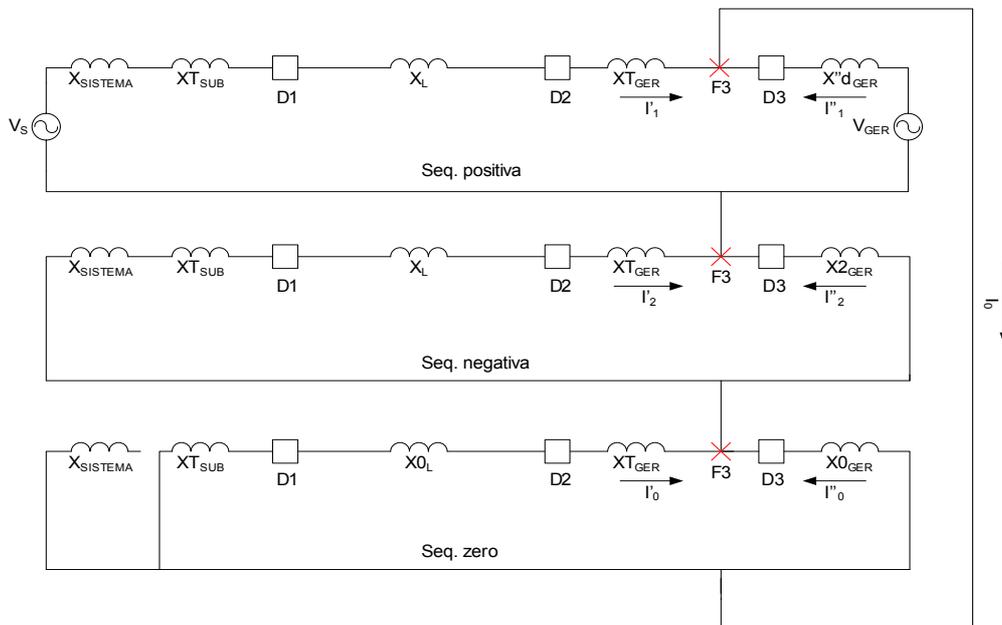


Figura 3.3 – Rede de componentes simétricas da conexão estrela aterrada (P) / estrela aterrada (S).

A conexão em estrela com neutro aterrado do lado secundário representa uma dificuldade adicional aos engenheiros de proteção, pois as proteções 50/51N do disjuntor D1 podem detectar uma falta à terra em F3. Não obstante, o estado do disjuntor D3 modifica a sensibilidade destas proteções, ora o disjuntor D1 contribui com a corrente de falta total, ora com uma parcela desta.

3.2. Proteção da Interconexão com a Concessionária

Nesta seção, os principais dispositivos de proteção empregados na interconexão de um gerador distribuído com a rede de distribuição da concessionária são brevemente discutidos.

3.2.1. Proteção de sobrecorrente direcional

Um relé ou função de sobrecorrente direcional é um relé de sobrecorrente controlado por um elemento com característica direcional, que confere direção à função de sobrecorrente. Assim, para a função de sobrecorrente operar, não basta apenas medir o módulo da corrente de falta, mas

também discriminar a direção da corrente. A característica direcional é obtida através da polarização de tensão, ou seja, a cada unidade de sobrecorrente está associada uma tensão de referência ou polarização; a comparação do ângulo de fase entre a corrente e a tensão de polarização define uma área de operação. A função de sobrecorrente direcional, segundo a nomenclatura do código ANSI, pode ser tanto de fase (67) ou de terra (67N).

A Figura 3.4 mostra a conexão de três relés de sobrecorrente direcional de fase, com um relé para cada uma das fases. Esta conexão é chamada de ligação em quadratura (conexão 90°) e o máximo torque (máxima sensibilidade) ocorre quando a corrente de operação está adiantada da tensão de polarização por um ângulo denominado de ângulo de máximo torque ([24]).

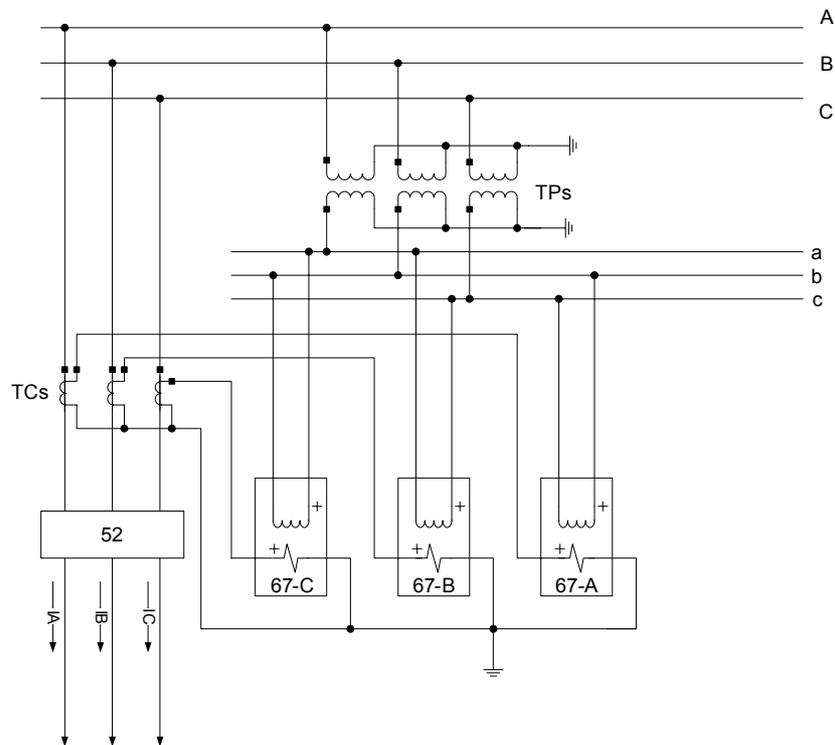


Figura 3.4 – Conexão do relé de sobrecorrente direcional de fase.

As tensões de polarização devem ser escolhidas de modo a permanecerem firmes durante as faltas, a fim de manter a referência de tensão para a corrente de operação envolvida no defeito. Na ligação em quadratura, o elemento de sobrecorrente da fase “A” utiliza a tensão de polarização das fases “B” e “C”, com as polaridades de corrente e tensão da Figura 3.4. Assim, se a fase “A” está envolvida no defeito, as tensões de polarização formadas por esta fase poderão não ser elevadas o suficiente para discriminação da direcionalidade.

A Figura 3.5 mostra a tensão de polarização \underline{V}_{BC} para o elemento de sobrecorrente da fase “A”¹. Nota-se que a tensão da fase em curto (denominada \underline{V}_{CC}) não é a tensão pré-falta (\underline{V}_A), pois há a influência da impedância da fonte Z_F no ponto de instalação do relé. Por exemplo, se para uma falta na fase “A”, a tensão \underline{V}_{CC} for nula, ainda haverá tensão de polarização \underline{V}_{BC} . Na concepção da função direcional, faz-se com que haja direcionalidade para toda a corrente de curto \underline{I}_{CC} que esteja à direita da referência hachurada de direção (característica direcional), que tem um ângulo α em relação à tensão \underline{V}_{BC} ([25]). As malhas (*loops*) AB, BC e CA indicadas na Tabela 3.1 são utilizadas pelos relés digitais para detecção de curtos-circuitos entre fases (bifásicos ou trifásicos).

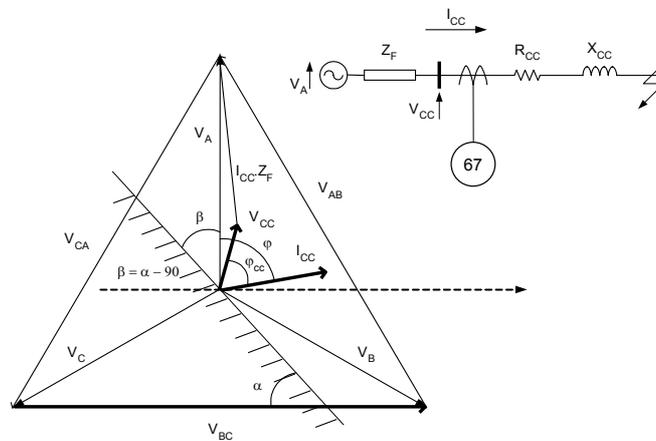


Figura 3.5 – Fasores para a polarização em quadratura.

Tabela 3.1 – Tensões de polarização para um relé direcional digital.

Falta	Tensão de Polarização	Corrente de Operação
Fase A	$\underline{V}_{BC} = \underline{V}_B - \underline{V}_C$	\underline{I}_A
Fase B	$\underline{V}_{CA} = \underline{V}_C - \underline{V}_A$	\underline{I}_B
Fase C	$\underline{V}_{AB} = \underline{V}_A - \underline{V}_B$	\underline{I}_C
Malha AB	$\underline{V}_{BC} - \underline{V}_{CA}$	$\underline{I}_A - \underline{I}_B$
Malha BC	$\underline{V}_{CA} - \underline{V}_{AB}$	$\underline{I}_B - \underline{I}_C$
Malha CA	$\underline{V}_{AB} - \underline{V}_{BC}$	$\underline{I}_C - \underline{I}_A$

¹ Neste trabalho, fasores são representados por uma letra (ou símbolo) com um traço inferior, *i.e.* o símbolo \underline{X} refere-se ao fasor X . Além disso, módulo de um fasor é representado por $|\underline{X}|$ ou simplesmente por X sem o traço inferior.

No momento de um curto-circuito trifásico à frente da proteção, todas as tensões podem ir a zero. Por conseguinte, poderá não haver tensão de polarização suficiente para discriminação da direcionalidade, se o relé não possuir ação de memória. Os relés digitais modernos contornam este problema ao armazenarem as tensões pré-falta em uma região de memória, para posterior reconstrução dos sinais de tensão.

A função ou relé de sobrecorrente direcional de terra (67N) é adicionado ao circuito de corrente através da ligação residual da bobina de corrente, que é inserida no fechamento de neutro dos TCs, com a polaridade indicada na Figura 3.6. A bobina de potencial, também com polaridade, é ligada ao secundário dos TPs conectados em “delta aberto” (filtro de tensão de seqüência zero). Nos relés digitais, a tensão de polarização de seqüência zero ($3\underline{V}_0$) é calculada através da soma fasorial das tensões de fase, enquanto que a corrente de operação de seqüência zero ($3\underline{I}_0$) é calculada pela soma fasorial das correntes de fase.

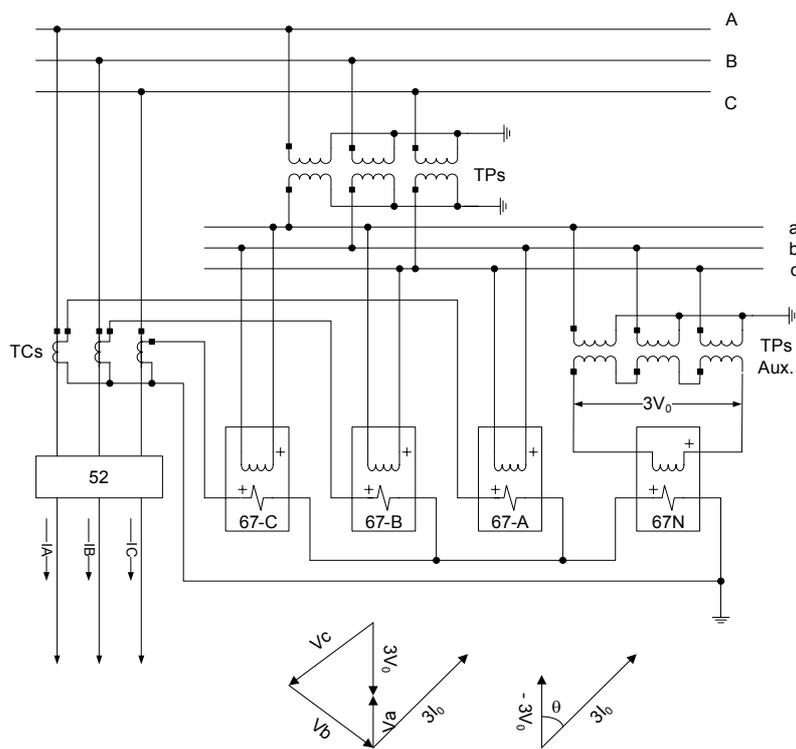


Figura 3.6 – Conexão do relé de sobrecorrente direcional de terra.

A Figura 3.7 mostra como um relé digital utiliza os fasores de seqüência zero da tensão de polarização e da corrente de operação para a construção da característica direcional ([25]). A atuação do relé ocorre quando o fasor da corrente de operação ($3\underline{I}_0$) está atrasado do fasor da

tensão de polarização ($k.V_0$) por um ângulo menor que 90° ; para faltas na direção reversa, a corrente de operação está adiantada da tensão de polarização, portanto não há atuação.

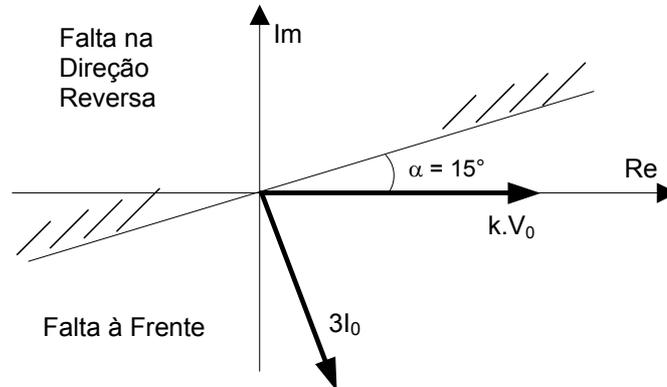


Figura 3.7 – Polarização por tensão de seqüência zero.

3.2.2. Proteção de sobrecorrente com restrição de tensão

A proteção de sobrecorrente temporizada de fase com restrição de tensão (ANSI 51V) é aplicada em situações em que um simples relé de sobrecorrente temporizado de fase (ANSI 51) não pode ser adequadamente ajustado como uma proteção de retaguarda ([26]). A diferença entre um relé 51V e um relé 51 está no controle da corrente de operação do elemento de sobrecorrente temporizado, pois no relé 51V a corrente de operação é uma função da tensão.

A característica de operação do relé 51V, conforme mostra a Figura 3.8, é obtida através da conexão trifásica do relé ao secundário dos transformadores de potencial, da mesma forma que um relé 67 é conectado. Observa-se que a corrente de operação é proporcional à tensão para uma faixa específica de tensão, que está compreendida entre 25% e 100% da tensão nominal. Assim, nesta faixa, a corrente de operação é um múltiplo do ajuste de corrente do relé.

Para valores de tensão inferiores a 25% da tensão nominal, a corrente de operação é obtida multiplicando o ajuste de corrente por 0,25. Para valores de tensão superiores a 100% da tensão nominal, a corrente de operação é igual ao ajuste de corrente. Ao passo que, para valores de tensão entre 25% e 100% da tensão nominal, a corrente de operação é obtida multiplicando o ajuste de corrente pelo percentual de tensão.

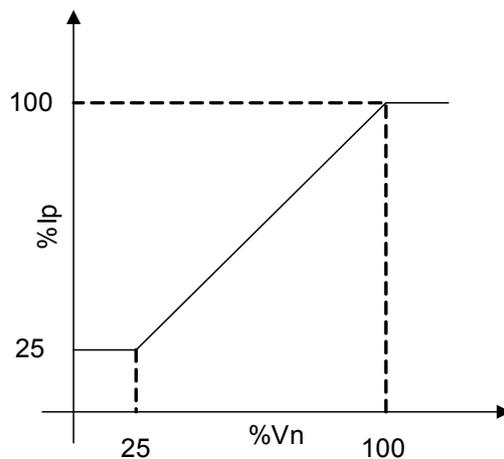


Figura 3.8 – Característica de operação do relé 51V.

3.2.3. Proteção de seqüência negativa

Qualquer desequilíbrio nas tensões ou correntes de um sistema trifásico produz componentes simétricas de seqüência negativa. A componente de seqüência negativa da corrente pode ser calculada através da expressão ([17]):

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_a \\ \underline{I}_b \\ \underline{I}_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

sendo: $a = 1 \angle 120^\circ$. Portanto, a corrente de seqüência negativa pode ser calculada por:

$$\underline{I}_2 = \frac{1}{3} (\underline{I}_a + a^2 \cdot \underline{I}_b + a \cdot \underline{I}_c) \quad (3)$$

A componente de seqüência negativa da tensão pode ser calculada usando a mesma expressão da corrente, apenas trocando \underline{I} por \underline{V} . Assim, uma proteção digital calcula a corrente de seqüência negativa (\underline{I}_2) somando os fasores das correntes de fase, que foram rotacionados pela aplicação do operador “ a ”. Em condições normais de operação, com o sistema trifásico equilibrado, a corrente de seqüência negativa é nula.

O surgimento da componente de seqüência negativa indica desequilíbrio nas correntes do circuito, causada por uma das seguintes situações ([25]):

- Uma fase aberta;
- Duas fases abertas;
- Carga trifásica desequilibrada;

- Curto-circuito fase-terra;
- Curto-circuito bifásico;
- Curto-circuito bifásico-terra.

Um critério utilizado para a detecção de desequilíbrio de corrente é comparar o valor em módulo da corrente de seqüência negativa (I_2) em relação à corrente de seqüência positiva (I_1). A partir de um determinado valor de corrente de seqüência negativa, 10% ou 20% do valor da corrente de seqüência positiva, o relé poderá enviar um sinal de alarme ou de disparo.

O desequilíbrio de corrente é prejudicial para as máquinas elétricas rotativas, uma vez que induz correntes de frequência dupla no rotor, causando sobreaquecimento e perdas no ferro; daí a necessidade da função de seqüência negativa (ANSI 46) ([25]). Os desequilíbrios de tensão são detectados com a função de tensão de seqüência negativa (ANSI 47).

3.2.4. *Proteção direcional de potência*

A proteção direcional de potência (ANSI 32) é conectada através de circuitos de corrente e potencial, da mesma forma que a proteção de sobrecorrente direcional de fase (ANSI 67), porém a potência (ativa ou reativa) é calculada em função da direção e módulo do fluxo de potência. Esta função é aplicada nas seguintes situações:

- Em geradores síncronos, como proteção de potência reversa, quando o retorno de potência para a máquina pode ser prejudicial;
- Em pontos de interconexão com geração distribuída quando não se deseja inversão da potência ativa para a rede da distribuição.

3.2.5. *Proteção de sobretensão*

A proteção de sobretensão (ANSI 59) é conectada através de transformadores de potencial, conforme mostra a Figura 3.9. Normalmente, este relé é empregado para proteção de transformadores, reatores e máquinas rotativas, que podem ter sua isolação deteriorada em caso de exposição excessiva a condições de sobretensão. Pode ser de dois tipos: função de sobretensão instantânea ou função de sobretensão temporizada. A função instantânea não possui temporização intencional, isto é, seu tempo de atuação depende apenas de suas características construtivas e inerentes, ou do seu algoritmo (no caso de proteção digital). Por outro lado, a função temporizada é construída para introduzir uma temporização intencional e ajustável.

Os relés de sobretensão temporizados são, geralmente, de característica de tempo definido. Dependendo do nível de sobretensão esperado, pode-se utilizar uma associação da função instantânea com a temporizada.

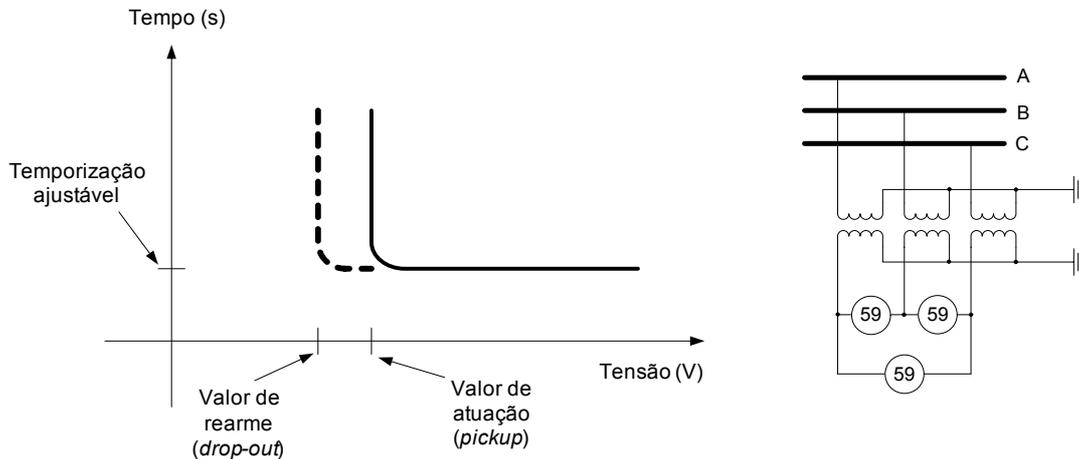


Figura 3.9 – Proteção de sobretensão de tempo definido.

3.2.6. Proteção de sobretensão de seqüência zero

As magnitudes das correntes de falta à terra dependem do método de aterramento do sistema. Sistemas isolados não têm uma conexão intencional com a terra, a não ser pelas capacitâncias fase-terra do sistema, que limitam as magnitudes das correntes de seqüência zero a valores muito inferiores àqueles verificados em sistemas aterrados. Assim, uma proteção de sobrecorrente de terra não é o melhor método de proteção para sistemas isolados.

Faltas à terra em sistemas isolados caracterizam-se por deslocar a tensão fase-neutro e por produzir tensões elevadas nas fases que não estão envolvidas no defeito, e que chegam a atingir $\sqrt{3}$ vezes o valor da tensão nominal de fase, em regime permanente. Portanto, para sistemas isolados emprega-se a proteção de sobretensão de seqüência zero (ANSI 59N).

A proteção 59 N pode ser conectada através dos secundários de TPs ligados em “delta aberto”, em que a tensão de seqüência zero ($3\underline{V}_0$) é medida, ou através dos secundários ligados em estrela, tal que a tensão de seqüência zero é calculada pelo relé digital. O relé digital obtém a tensão de seqüência zero somando os fasores das tensões de fase, como segue:

$$\underline{V}_R = 3\underline{V}_0 = \underline{V}_a + \underline{V}_b + \underline{V}_c \quad (4)$$

A Figura 3.10 ilustra o princípio da detecção de faltas à terra em sistemas isolados, com a medição da tensão de seqüência zero pela função 59N, em que se observa a falta aplicada no lado delta do transformador de interconexão. Usualmente, é conectado um resistor em derivação com os enrolamentos secundários dos TPs para neutralizar os efeitos de ferroressonância ([24]).

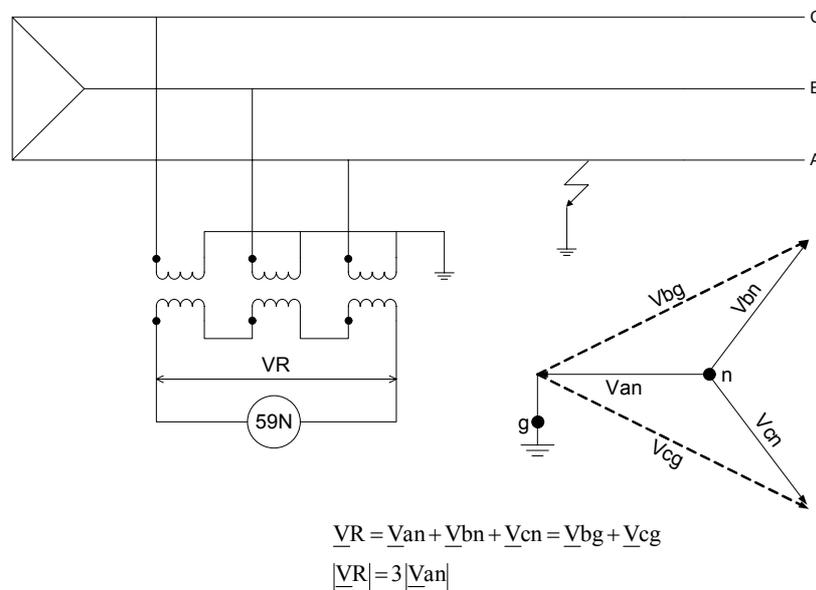


Figura 3.10 – Proteção de sobretensão de seqüência zero.

3.2.7. Proteção de subtensão

A proteção de subtensão (ANSI 27) é conectada da mesma forma que a proteção de sobretensão e atua quando o valor da tensão diminui abaixo de um determinado valor ajustado. Esta função pode ser utilizada como proteção para equipamentos que não podem operar com tensão abaixo de um determinado limite (geralmente máquinas elétricas rotativas), ou pode ser utilizada apenas para o desligamento automático de circuitos quando houver falta de tensão.

3.2.8. Proteção de freqüência

A proteção de freqüência está subdividida em duas funções básicas, conforme a classificação da ANSI: sobrefreqüência (81O) e subfreqüência (81U). De acordo com a característica de operação, podem operar segundo dois métodos: taxa de variação de freqüência (df/dt) ou freqüência absoluta. Nos relés digitais, um dos métodos mais usados para a estimação da freqüência é medir o período do sinal de tensão ou corrente através da detecção da passagem do sinal por zero, de acordo com a Figura 3.11 ([15], [27]).

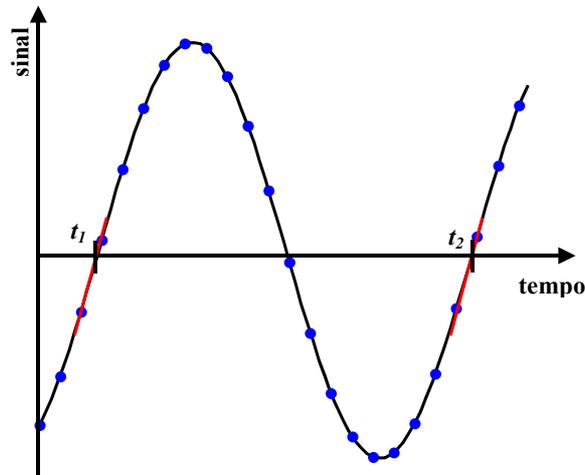


Figura 3.11 – Medição de frequência através da detecção da passagem do sinal por zero.

Outros algoritmos mais sofisticados também são utilizados, baseando-se na estimação do ângulo entre dois fasores, conforme mostra a Figura 3.12, obtidos com um intervalo de amostras de um ciclo ([28]). A cada nova rotação de um ciclo, o valor da frequência é calculado através da equação:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\varphi}{dt} \quad (5)$$

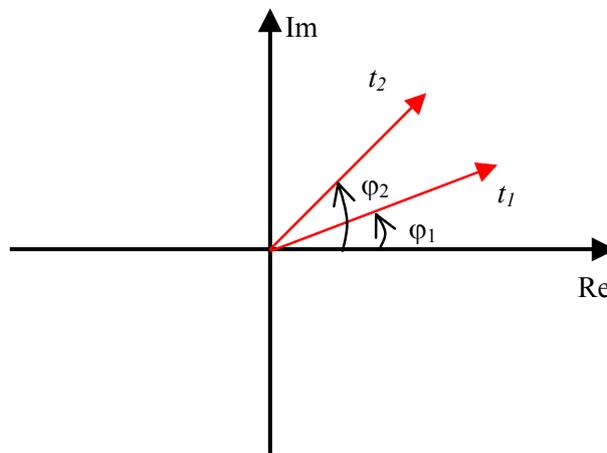


Figura 3.12 – Medição de frequência através da rotação do fasor.

3.2.9. Proteção anti-ilhamento

Ilhamentos ocorrem quando parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da concessionária, mas continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado ([1], [29]). A perda do suprimento da rede pode acontecer, por exemplo,

devido à desligamentos de trechos de linha, ramos ou subestações provocados pela atuação dos dispositivos de proteção em resposta a faltas no sistema elétrico, bem como em razão de desligamentos indevidos/acidentais provocados por algum procedimento operativo.

A operação de geradores ilhados em redes de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica pode levar a problemas para os consumidores, para a concessionária de energia e para os proprietários de geradores distribuídos. Desta forma, atualmente, as concessionárias estabelecem que o sistema de proteção do gerador distribuído deve ser capaz de detectar ilhamentos e desligar automaticamente o gerador tão logo o evento seja identificado ou dentro de um prazo máximo após sua ocorrência ([1]-[3], [9], [30]-[32]). Normalmente, o tempo requerido para a detecção do ilhamento e posterior desconexão do gerador é inferior a 500 milissegundos (ms), mas alguns guias técnicos mencionam que o desligamento dos geradores distribuídos pode ocorrer em até 2 segundos ([31]). Entre os fatores que determinam tempos tão curtos para a detecção de ilhamentos e desconexão dos geradores, está o fato de que em muitos casos o religamento automático dos circuitos desligados acontece em menos de 1 segundo e também porque quanto mais breve a ilha formada permanecer energizada, menores são as probabilidades de ocorrerem outros tipos de contingências que, neste caso, estarão fora do controle da concessionária.

Os problemas que a operação ilhada de geradores distribuídos traz aos sistemas elétricos estão relacionados a aspectos de segurança, comerciais e técnicos. Alguns dos mais importantes são apresentados a seguir ([33]):

- A segurança do pessoal técnico da concessionária envolvido na operação e manutenção dos sistemas elétricos pode ser ameaçada, uma vez que após a perda do suprimento da concessionária parte da rede elétrica permanece energizada sem o conhecimento da mesma;
- A concessionária, usualmente, não tem controle da tensão e frequência dentro do sistema ilhado, uma vez que os geradores distribuídos normalmente não pertencem a ela. Assim, a qualidade da energia fornecida aos consumidores dentro da ilha energizada não pode ser garantida, embora a concessionária seja a responsável legal pela manutenção dos níveis de qualidade;

- Os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos existentes dentro da ilha podem perder a coordenação entre si, uma vez que ocorre a redução drástica das correntes de curto-circuito após a perda da conexão com a concessionária;
- O subsistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado para sua operação, pois a perda da conexão com a concessionária pode torná-lo não aterrado;
- Em sistemas de subtransmissão de energia existem linhas com religamento automático, assim como em sistemas de distribuição há religadores automáticos. Assim, os geradores distribuídos podem sofrer graves danos caso ocorra a reconexão da ilha ao sistema elétrico, estando os mesmos fora de sincronismo com a rede elétrica. Adicionalmente, elevadas correntes podem surgir nestes casos, danificando outros equipamentos elétricos conectados na rede ilhada;
- Ilhas energizadas podem interferir na restauração manual ou automática do suprimento de energia aos consumidores.

Atualmente, os relés baseados em medidas de tensão e de frequência são os mais empregados e considerados os mais efetivos para detecção de ilhamento ([1], [3]). Os principais relés pertencentes a esta classe de dispositivos de proteção são ([1], [29], [32]):

- Relés baseados em medidas de frequência: relé de deslocamento de fase ou “salto de vetor”, relé de taxa de variação de frequência e relé de frequência convencional (sub e sobrefrequência);
- Relés baseados em medidas de tensão: relé de tensão convencional (sub e sobretensão).

O princípio de operação destes relés para detecção de ilhamento é baseado no pressuposto que, após a ocorrência de um ilhamento, as tensões e a frequência do subsistema isolado variam dinamicamente dependendo dos desbalanços de potência ativa e reativa, isto é, da diferença entre as potências ativas e reativas geradas e consumidas. Quanto maiores esses desbalanços, maiores são as variações das tensões e frequência. Portanto, detectar grandes variações de tensão e frequência é um processo simples para o sistema de proteção e dessa forma a situação de ilhamento pode ser identificada facilmente. No entanto, caso os desbalanços de potência ativa e reativa sejam pequenos, as tensões e frequências não variam significativamente e

a ocorrência de ilhamento pode ser detectada além do tempo requerido pela concessionária ou até mesmo não ser identificada, caracterizando um problema para a concessionária ([34]-[39]).

3.3. Esquemas Típicos de Proteção do Gerador Distribuído

Com a conexão de geração distribuída de médio porte, normalmente ligada em média tensão (1 kV – 25 kV) e de potência igual ou superior a 500 kVA ([1]), a contribuição de corrente de curto-circuito para faltas na rede de distribuição é considerável. Assim, são necessárias funções de proteção dedicadas à detecção de curtos-circuitos na rede. Tipicamente, as seguintes funções de proteção são necessárias: 67, 51V, ou distância (ANSI 21) em vez da função 67. Caso o transformador de interconexão seja ligado em estrela com neutro aterrado do lado da concessionária, haverá necessidade da função 51N ou ainda 67N. Caso a conexão seja em delta, haverá necessidade da função 59N.

A condição de desequilíbrio de corrente provocada por uma fase aberta ou por reversão de tensão (imposta eventualmente pela rede de distribuição) pode causar severa condição de seqüência negativa para o gerador, aquecendo e danificando o rotor (120 Hz induzidos) ([40]). Assim, o uso da função 46 é essencial para a proteção do gerador; para detectar reversão de tensão, é utilizada a função 47.

Alguns contratos de cogeração proíbem o fluxo de potência ativa da geração para a rede de distribuição. São casos em que a geração atende apenas as cargas próprias, complementada pela energia fornecida pela concessionária. Neste caso, a função 32 é utilizada para detectar inversão do fluxo de potência ativa para a rede de distribuição.

A Figura 3.13 mostra um esquema típico de proteção para geradores de médio porte quando o transformador de interconexão é conectado em estrela com neutro aterrado do lado da concessionária ([40]). As funções 67, 51V e 51N são utilizadas para detectar faltas na rede; a função 46, com controle direcional, para detectar faltas com correntes desequilibradas; a função 47, para detectar desequilíbrios de tensão; a função 32, para detectar inversão de potência ativa do gerador para a concessionária; o conjunto 27/59 e 81O/81U, para detectar perda de paralelismo com a concessionária. Alternativamente, as funções de proteção que dependem de tensão poderão ser instaladas no lado primário do transformador de interconexão, conforme mostra a Figura 3.14; a função 67N é uma alternativa à função 51N.

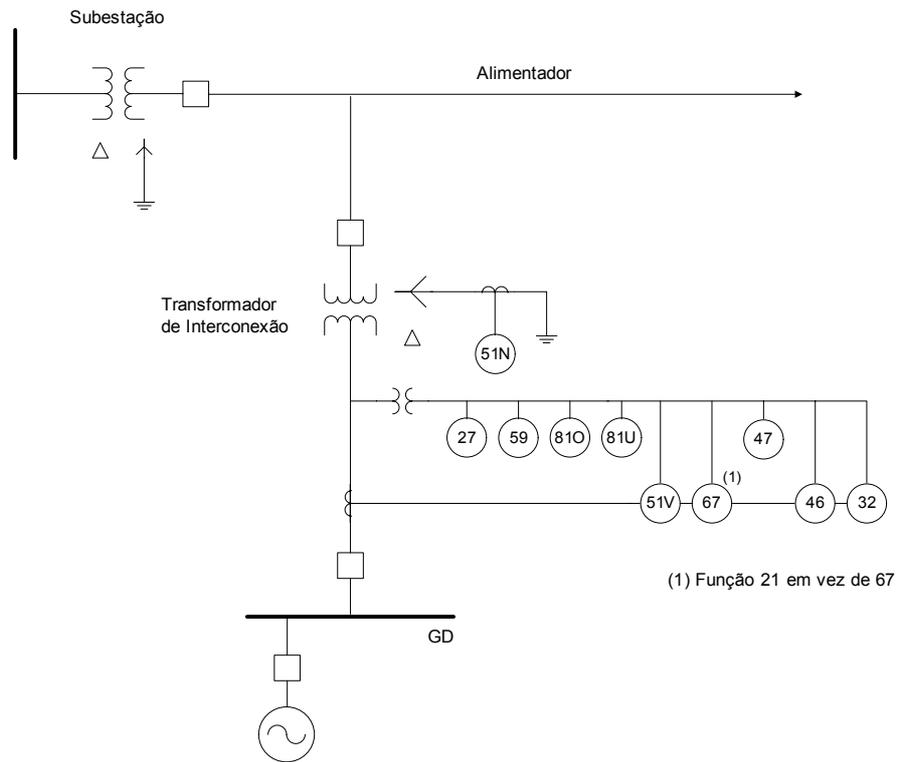


Figura 3.13 – Proteções da interconexão com estrela aterrada do lado da concessionária.

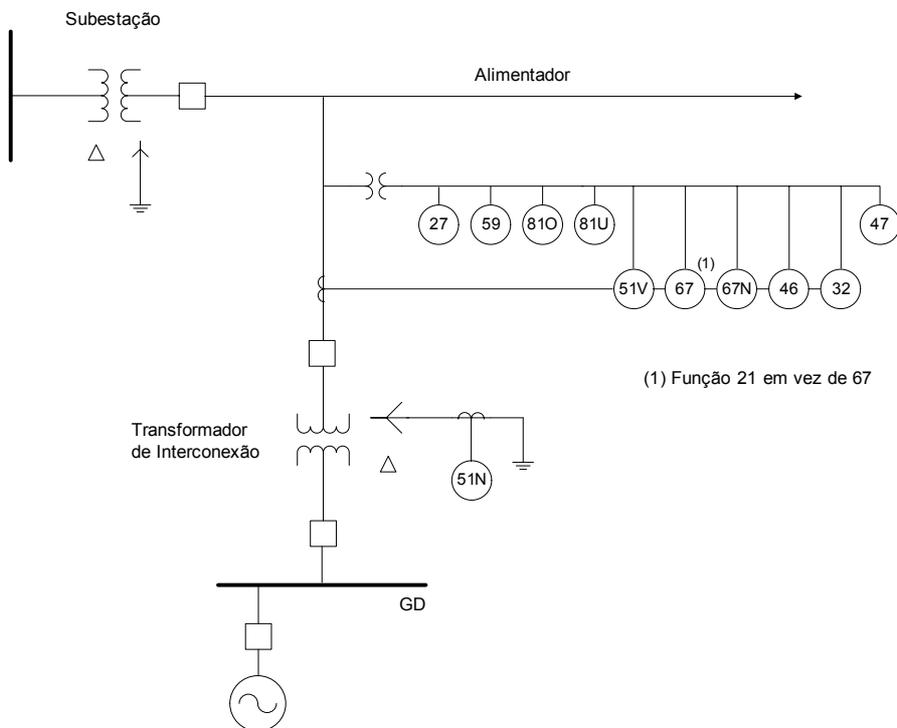


Figura 3.14 – Alternativa às proteções da interconexão com estrela aterrada do lado da concessionária.

A Figura 3.15 mostra um esquema típico de proteção para geradores de médio porte quando o transformador de interconexão é conectado em delta do lado da rede de distribuição. Neste caso, observa-se a necessidade da função 59N do lado da concessionária para a detecção de faltas à terra em sistemas isolados. Uma alternativa à função 59N, mas não usualmente recomendada, utiliza uma função 27 e uma função 59 conectadas ao secundário de um único TP, conforme mostra a Figura 3.16, que tem seu primário conectado em qualquer uma das fases para a terra. Este esquema detectará as faltas à terra da seguinte maneira:

- Uma falta na fase que inclui o TP resultará em uma redução da tensão e iniciará a operação da função 27;
- Uma falta em qualquer fase que não possua o TP resultará em uma tensão $\sqrt{3}$ vezes a tensão fase-terra no secundário do TP e iniciará a operação da função 59.

Para este esquema funcionar adequadamente, a capacitância das fases para a terra deve ser balanceada e alta o suficiente de modo a manter o neutro do sistema próximo ao potencial de terra. O resistor em derivação minimiza a possibilidade de ocorrer ferroressonância e inversão de neutro ([41]).

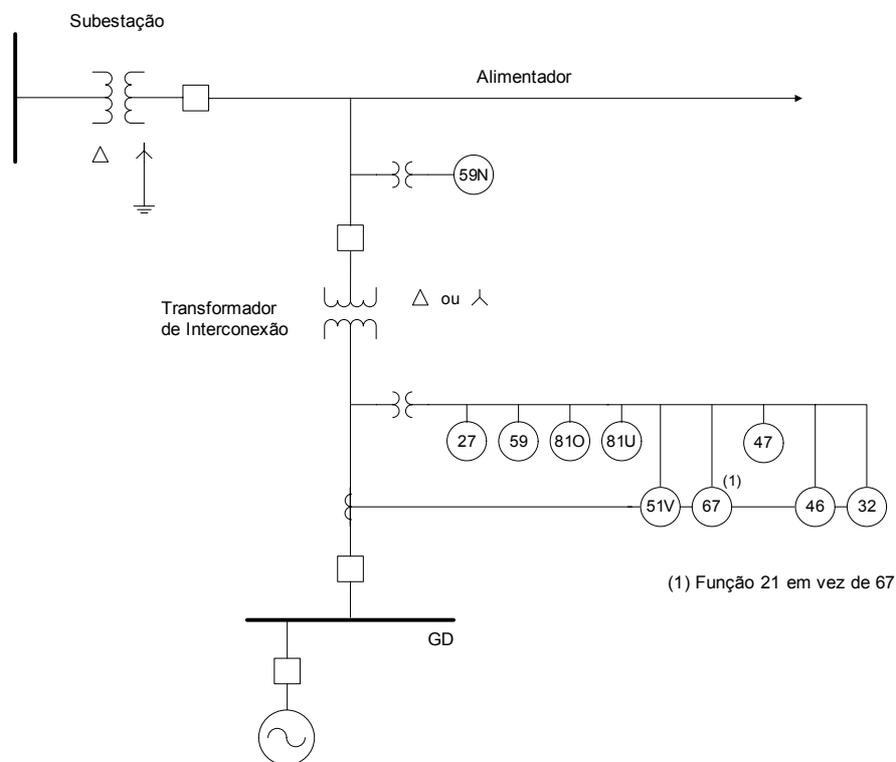


Figura 3.15 – Proteções da interconexão com delta do lado da concessionária.

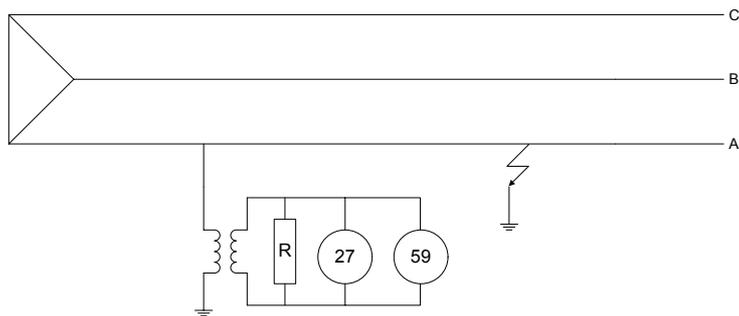


Figura 3.16 – Detecção de falta à terra com um TP.

3.4. Alterações do Sistema de Proteção da Concessionária

A conexão de geração distribuída exige algumas proteções específicas, que são instaladas no disjuntor do alimentador, conforme mostra a Figura 3.17. A função 67 é necessária para detecção de faltas entre fases no alimentador, enquanto garante discriminação de direção para faltas nos outros alimentadores da subestação da concessionária. A função 67N, necessária à detecção de faltas à terra no alimentador, também assegura direcionalidade para faltas nos alimentadores adjacentes quando o transformador de interconexão estiver ligado em estrela com neutro aterrado do lado do alimentador. Entretanto, quando o transformador de interconexão estiver ligado em delta ou estrela com neutro isolado do lado do alimentador, a função 67N pode ser substituída pela função 51N, pois não há necessidade de discriminar a direção da falta, dado que a geração não contribui com correntes de seqüência zero. A função 51GS, sobrecorrente de terra sensível, é usada na detecção de faltas à terra de alta impedância. Ajustada para uma corrente de operação menor que a da função 51N, não é direcional, e opera com uma curva de tempo que não compromete a seletividade com as proteções dos alimentadores adjacentes. Contudo, cada concessionária tem uma filosofia própria de ajustar a função 51GS.

Como discutido previamente, as funções de frequência 81O e 81U e as associadas às funções de tensão 59 e 27 podem ser empregadas para detecção de ilhamento. Contudo, no caso de não haver variação substancial de tensão e/ou frequência da geração após a perda de paralelismo (quando os níveis de carga e geração se equivalem), tais funções podem ser inábeis para detectar a condição de ilhamento. Nestes casos, uma opção é realizar o religamento automático, via função 79, com a supervisão da função de verificação de sincronismo (função 25) a fim de garantir que o restabelecimento do alimentador ocorra sempre em sincronismo com a geração. Entretanto, a maioria das concessionárias opta em apenas inibir o religamento através da

verificação de tensão na linha, com o auxílio da função 27. Assim, a função 27 pode ser utilizada para inibir o religamento do alimentador, bloqueando a função 79, enquanto for detectada presença de tensão na linha. Em alguns casos pode ser necessário implementar um esquema de transferência de disparo do disjuntor do alimentador para o disjuntor do transformador de interconexão. Assim, a geração é automaticamente removida do sistema quando o disjuntor do alimentador abrir. O transmissor (TX) é chaveado para uma frequência de disparo quando o disjuntor do alimentador estiver aberto por qualquer razão. O receptor (RX) fecha seus contatos de saída, uma vez detectada a frequência de disparo; o disjuntor de interconexão é aberto e a geração desconectada do sistema da concessionária. Tipicamente, duas frequências de áudio são usadas em rádios analógicos; sob condições normais de operação, uma frequência de guarda é transmitida para o receptor. Enquanto a frequência de guarda for recebida, o receptor transmite uma frequência de guarda de volta para o transmissor. Se o transmissor não detectar a frequência de guarda do receptor, um alarme é gerado. A retransmissão da frequência de guarda pelo receptor assegura a integridade da comunicação, enquanto o canal é monitorado.

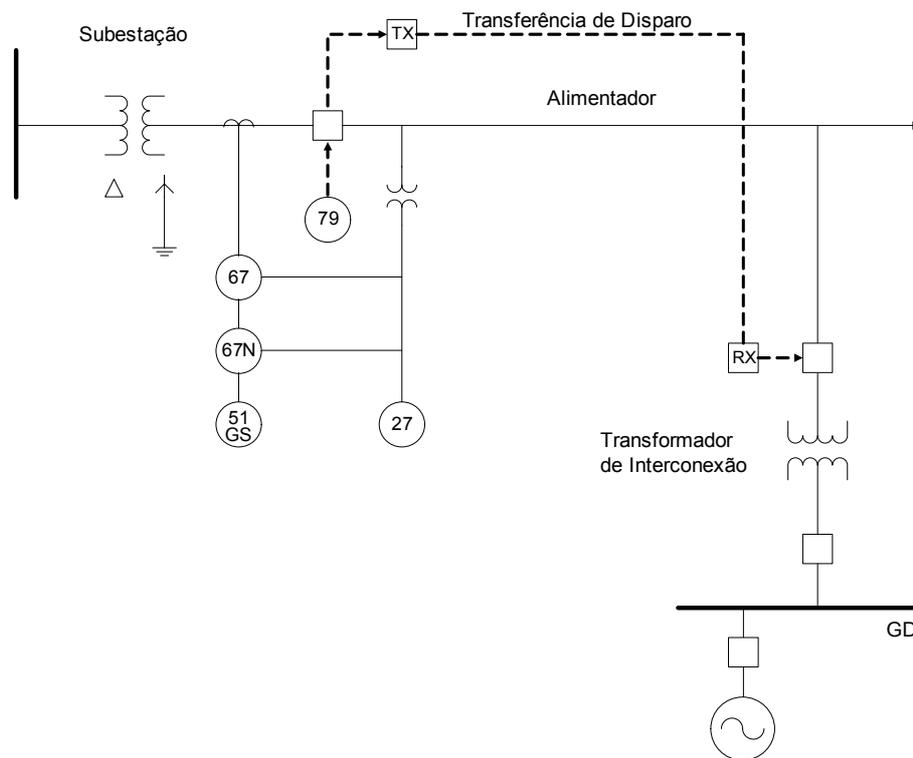


Figura 3.17 – Esquema de proteção para detecção de faltas na rede pela concessionária.

3.5. Comentários Adicionais

Diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo também operam uma vasta quantidade de circuitos de subtransmissão e transmissão. A instalação de geradores distribuídos também pode acarretar a necessidade de readequar o sistema de proteção destas linhas de transmissão. Portanto, no Anexo B, apresenta-se uma breve descrição das principais técnicas que usualmente são empregadas no sistema de proteção de linhas de transmissão na presença de geradores distribuídos. Optou-se por apresentar este material em anexo, visto que o principal foco deste trabalho refere-se aos sistemas de proteção do gerador e de redes de distribuição. Contudo, acredita-se que esta discussão pode ser de interesse para futuros leitores desta dissertação, acrescentando informações importantes sobre os impactos que geradores distribuídos provocam no sistema de proteção de redes de transmissão.

4. MODELAGEM DINÂMICA DE RELÉS DE PROTEÇÃO

Neste capítulo, serão apresentados os modelos funcionais de relés digitais de proteção que foram desenvolvidos. Destaca-se que todos os modelos desenvolvidos utilizam o filtro digital de Fourier de um ciclo para estimação dos fasores de tensão e corrente. O filtro digital de Fourier de um ciclo foi escolhido em razão da sua vasta aplicação em relés digitais de proteção utilizados em sistemas de distribuição ([15]). Inicialmente, serão discutidos alguns conceitos importantes para compreensão dos modelos desenvolvidos e, na seqüência, os modelos implementados serão introduzidos.

4.1. Técnicas de Proteção Digital

Alguns conceitos de proteção digital serão apresentados nesta seção, para facilitar o entendimento da funcionalidade dos modelos de relés que foram desenvolvidos neste trabalho.

4.1.1. Fasores

Um fasor é a representação no domínio da frequência de uma função senoidal descrita pela equação: $y(t) = \sqrt{2} Y \cos(\omega t + \theta)$, tal que Y é o valor eficaz (rms – *root mean square*) da senóide; ω é a frequência angular em rad/s; t é a variável independente, tempo, em segundo; θ é a defasagem angular em radianos. Desde que o fasor representa uma única frequência, sua representação não pode ser aplicada diretamente em condições transitórias, em que muitas frequências estão presentes. Relés digitais de proteção usam a representação fasorial da frequência fundamental para realizar cálculos com sinais de tensões e correntes. O algoritmo de Fourier de um ciclo tem sido o método mais adotado para a estimação do fasor de frequência fundamental ([15]).

4.1.2. Taxa de amostragem

Relés digitais de proteção geralmente amostram formas de onda entre 4 e 64 amostras por ciclo. No entanto, um cálculo confiável do fasor exige no mínimo de 6 a 10 amostras. Uma alta taxa de amostragem pode produzir um resultado mais preciso, porém precisa haver tempo suficiente entre as amostras para que os cálculos sejam realizados.

A taxa de amostragem de 12 amostras por ciclo foi usada durante muito tempo pelos fabricantes de relés digitais, pois esta é a menor taxa de amostragem que permite calcular o fasor

de 5^a harmônica, geralmente usado em algoritmos de relés diferenciais de proteção de transformadores ([27], [28]). Atualmente, com o uso de microprocessadores cada vez mais rápidos e de baixo custo, as taxas de amostragem estão entre 32 e 64 amostras por ciclo, permitindo que funções de qualidade de energia elétrica passem a integrar o conjunto de funções dos relés digitais de proteção. Os modelos de relés digitais de proteção que serão apresentados neste trabalho utilizam uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo, compatível com a maioria dos relés fabricados para proteção de sistemas de distribuição.

4.1.3. Filtro *anti-aliasing*

O filtro *anti-aliasing* de um relé digital remove as altas frequências indesejadas da forma de onda a ser amostrada, limitando a faixa do espectro de frequências a fim de atender o teorema da amostragem de Nyquist ([27], [28]). O teorema da amostragem de Nyquist postula que se um sinal contém somente as frequências menores que a frequência de corte (f_c), então todas as informações contidas no sinal podem ser recuperadas com uma taxa de amostragem de $2f_c$. Para um relé com 16 amostras (960 Hz), o filtro analógico deverá atenuar toda frequência superior a 480 Hz (8^a harmônica). Na prática, usualmente, são empregados filtros com frequência de corte superior a um terço (1/3) da frequência de amostragem. Um filtro *anti-aliasing* pode ser tanto um filtro passa-baixas ativo quanto passivo. Filtros ativos, os quais usam amplificadores operacionais, possuem uma característica de corte mais acentuada, porém à custa de uma resposta transitória mais lenta. Por esta razão, filtros passivos, tais como um filtro RC de dois estágios, são usados. A Figura 4.1 mostra a resposta em frequência de um filtro passa-baixas *Butterworth* de 2^a ordem, com frequência de corte sintonizada em 360 Hz (-3dB), utilizado como filtro *anti-aliasing* dos modelos de relés desenvolvidos neste trabalho.

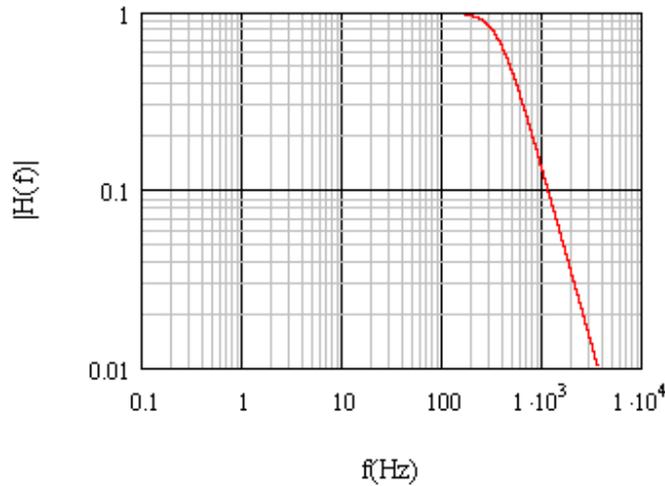


Figura 4.1 - Resposta em frequência do filtro passa-baixas *Butterworth* de 2ª ordem.

4.1.4. Algoritmo de Fourier

Formas de onda de tensão e corrente são funções senoidais do tempo e, como tal, podem ser expandidas usando as séries trigonométricas de Fourier. Considerando-se, por exemplo, uma forma de onda senoidal $v(t)$, então, tem-se:

$$v(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega_0 t) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \text{sen}(n\omega_0 t) \quad (6)$$

sendo:

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} v(t) \cos(n\omega_0 t) dt, \quad n = 0, 1, \dots \quad (7)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} v(t) \text{sen}(n\omega_0 t) dt, \quad n = 1, 2, \dots \quad (8)$$

em que ω_0 é a frequência da componente fundamental e T é o seu período.

As equações (7) e (8) mostram que a componente fundamental de uma forma de onda de tensão ou corrente pode ser extraída simplesmente fazendo $n = 1$. Relés digitais de proteção normalmente usam o algoritmo de Fourier de um ciclo para converter dados amostrados em uma representação do fasor de frequência fundamental. A aproximação que o algoritmo usa para extrair a componente fundamental de um conjunto de dados amostrados é correlacionar um ciclo de dados com formas de ondas seno e co-seno ([42], [43]). Por exemplo, considerando que V_x e V_y sejam a parte real e imaginária, respectivamente, do fasor que representa a forma de onda da

tensão $v(t)$. Se o tempo a ser considerado é t_0 , então V_x pode ser determinado da equação (7), tal que:

$$V_x = a_1 = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} v(t) \cos(\omega_0 t) dt \quad (9)$$

Agora, considerando que N é o número de amostras por ciclo da componente fundamental, Δt o intervalo de tempo de amostragem, $t_j = j \cdot \Delta t$ o tempo da j -ésima amostra e $T = N \Delta t$ o período da componente fundamental, a integral que aparece na equação (9) pode ser resolvida usando o método de integração retangular, o qual resulta em:

$$\begin{aligned} V_x &\approx \frac{2}{N \Delta t} [v(t_0) \cos(\omega_0 t_0) + v(t_1) \cos(\omega_0 t_1) + \dots + v(t_j) \cos(\omega_0 t_j) + \\ &\quad + \dots + v(t_{N-1}) \cos(\omega_0 t_{N-1}) + v(t_N) \cos(\omega_0 t_N)] \Delta t \\ V_x &\approx \frac{2}{N} \sum_{j=0}^N v_j \cos\left(\frac{2\pi j}{N}\right) = \frac{2}{N} \sum_{j=0}^N W_{x,j} v_j \end{aligned} \quad (10)$$

sendo que $v_j = v(t_j)$ é a j -ésima amostra da forma de onda da tensão, e $W_{x,j}$ é o coeficiente da j -ésima amostra usado para calcular V_x , o qual é dado por: $W_{x,j} = \cos(\omega_0 t_j) = \cos((2\pi/T) \cdot j \Delta t)$ ou, na forma alternativa, por:

$$W_{x,j} = \cos\left(\frac{2\pi j}{N}\right), \quad j = 0, 1, \dots, N \quad (11)$$

Substituindo a equação (11) na equação (10), tem-se:

$$V_x = \frac{2}{N} \sum_{j=0}^N v_j \cos\left(\frac{2\pi j}{N}\right) \quad (12)$$

Similarmente, é possível aproximar V_y em termos de amostras discretas da forma de onda por:

$$V_y \approx \frac{2}{N} \sum_{j=0}^N v_j \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi j}{N}\right) = \frac{2}{N} \sum_{j=0}^N W_{y,j} v_j \quad (13)$$

em que $W_{y,j}$ é o coeficiente da j -ésima amostra usada para calcular V_y , conforme definido na equação seguinte:

$$W_{y,j} = \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi j}{N}\right), \quad j = 0, 1, \dots, N \quad (14)$$

Substituindo a equação (14) na equação (13), tem-se:

$$V_y = \frac{2}{N} \sum_{j=0}^N v_j \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi j}{N}\right) \quad (15)$$

O ângulo de fase da componente fundamental da forma de onda da tensão é definido por:

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{V_y}{V_x}\right) \quad (16)$$

O algoritmo descrito pelas equações de (10) a (15) também pode ser usado para calcular as partes real e imaginária I_x e I_y , respectivamente, da componente fundamental da forma de onda da corrente.

A Figura 4.2 mostra a resposta em frequência do filtro de Fourier de um ciclo. Pode-se ver que a componente de corrente contínua e todas as componentes pares e ímpares, múltiplas da componente de frequência fundamental, são rejeitadas pelo filtro. O ganho unitário do filtro assegura que o fasor de frequência fundamental não sofre atenuação durante a filtragem. Uma vantagem do algoritmo de Fourier é que o algoritmo de um ciclo remove a componente de corrente contínua da corrente de falta, não sendo necessário usar um circuito mímico ou filtro digital mímico no relé ([44]).

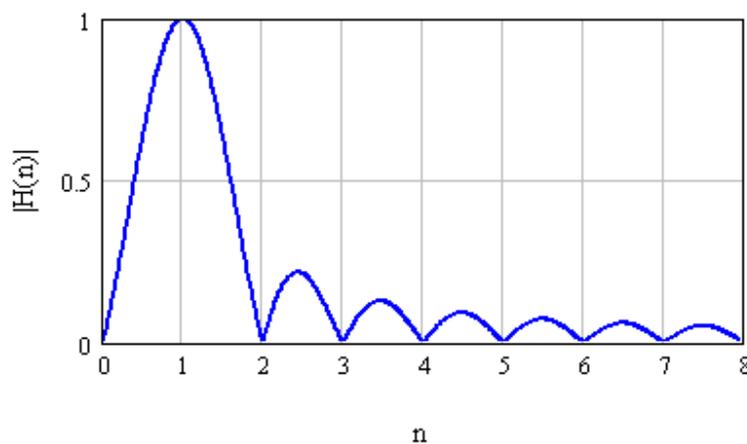


Figura 4.2 - Resposta em frequência do filtro de Fourier de um ciclo.

4.1.5. Fatores que afetam a estimação de fasores

O algoritmo discreto de Fourier de um ciclo é sensível às mudanças na frequência do sinal amostrado, uma vez que o algoritmo é sintonizado em uma frequência fixa, pré-selecionada. O algoritmo discreto de Fourier de um ciclo e várias outras técnicas derivadas de seu algoritmo assume uma taxa de amostragem constante. No caso da frequência do sinal amostrado sofrer alteração de seu valor nominal, o número de amostras na janela de dados não será um número inteiro de ciclos do sinal, resultando em erros na estimação do fasor.

Algumas estratégias para lidar com este problema incluem ([15]): ajustar o comprimento da janela de dados de acordo com a frequência atual do sinal (janela de dados variável), tal que a janela cubra exatamente um ciclo; ajustar a taxa de amostragem, variando a frequência de amostragem para manter constante o número de amostras por ciclo; manter constante o comprimento da janela de dados, mas variar os coeficientes do filtro de acordo com a frequência do sinal atual através de um processo iterativo.

Algoritmos para estimação de fasores são sintonizados em uma frequência nominal pré-selecionada (50 Hz ou 60 Hz). Na frequência selecionada, o ganho do filtro de Fourier de um ciclo é unitário, garantindo que a magnitude do sinal de entrada será estimada com precisão, se a frequência do sinal for igual à frequência selecionada. No caso da frequência do sinal ser diferente da frequência pré-selecionada, a magnitude estimada do fasor oscilará entre os contornos (envelopes) superior e inferior, conforme mostra a Figura 4.3 ([27]). O objetivo da captura da frequência (*frequency tracking*) é modificar o processo de estimação do fasor de tal maneira que a estimativa do fasor seja correta, mesmo se a frequência do sistema desviar de seu valor nominal. A estimativa do fasor se dá por meio da medição da frequência do sistema e do ajuste da frequência de amostragem, o algoritmo ou os valores das amostras quantizadas. Uma simples correção do erro da frequência não é possível, porque o erro muda com o tempo. As condições que geralmente afetam a captura de frequência são: ruídos, passagem espúria do sinal por zero, mudanças rápidas na frequência, oscilações subsíncronas e oscilação de potência.

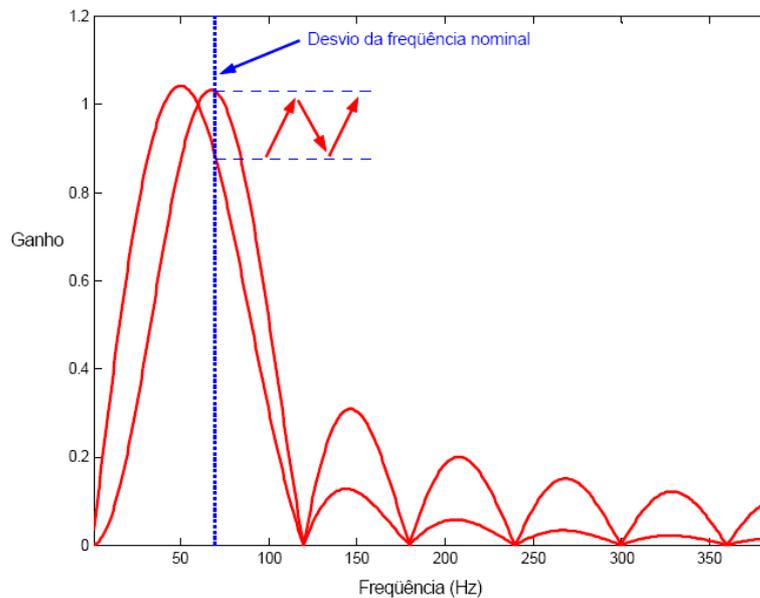


Figura 4.3 - Efeito do desvio da freqüência nominal na estimação do fasor.

4.2. Tempo de Resposta de Relés de Sobrecorrente

Relés digitais de sobrecorrente são projetados para ter uma resposta dinâmica tal qual definida na norma IEEE C37.112-1996 ([45]). Este requisito de desempenho dinâmico, na realidade, consiste da integração da corrente para, essencialmente, reproduzir o comportamento de relés eletromecânicos. É de interesse, portanto, considerar o conceito de integração aplicado a relés de sobrecorrente baseados em disco de indução ([46]).

4.2.1. Deslocamento do disco com corrente de magnitude constante

Um relé de sobrecorrente temporizado, com um ajuste de corrente de operação (I_p), e um dial de tempo (D), possui uma curva característica de operação tal que seu tempo de atuação é diretamente proporcional à corrente aplicada. A característica de operação do relé é mostrada no diagrama tempo-deslocamento da Figura 4.4.

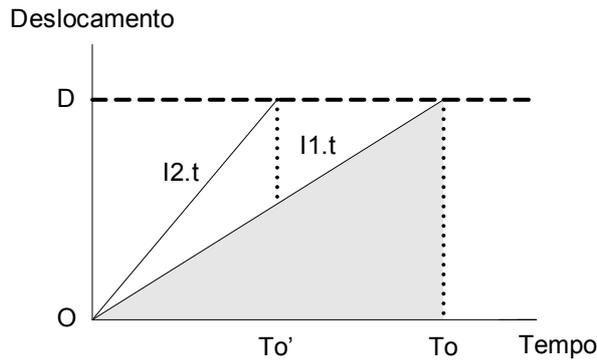


Figura 4.4 - Característica tempo-deslocamento de um simples relé de sobrecorrente temporizado.

A operação do relé é assim definida. Em $t = 0$ s, o deslocamento do disco é zero. Quando é aplicada uma corrente maior que o ajuste da corrente de operação (*pickup*), o disco começa a avançar em direção ao dial de tempo ajustado, seguindo a característica tempo-deslocamento da Figura 4.4. Ao final do percurso do disco, quando o dial de tempo é alcançado e o contato de saída se fecha, é enviado um sinal de disparo para o respectivo disjuntor. A condição de operação é representada pela seguinte equação, sendo que To é o tempo de atuação:

$$\frac{I}{I_p} To = D \quad (17)$$

Esta equação pode ser normalizada, reconhecendo que $I/I_p = M$ é o múltiplo da corrente de operação, como segue:

$$\frac{To}{D} = \frac{1}{M} \quad (18)$$

Finalmente, fazendo-se $D/(I/I_p) = t(I)$, tem-se:

$$\frac{To}{t(I)} = 1 \quad (19)$$

Neste caso, $t(I)$ é uma simples função da corrente aplicada e do dial de tempo ajustado. Logo, basta conhecer o valor da corrente e o dial de tempo para determinar o tempo de atuação do relé.

4.2.2. Deslocamento do disco com corrente de magnitude variável

Quando a magnitude da corrente é variável, a taxa de deslocamento do disco varia com a magnitude da corrente. Portanto, para determinar com precisão o tempo de atuação, o relé precisa

integrar os múltiplos segmentos de corrente até que o disco alcance o dial de tempo. A Figura 4.5 mostra as áreas que correspondem à integração dos três segmentos de corrente. A soma destas áreas representa o deslocamento total do disco.

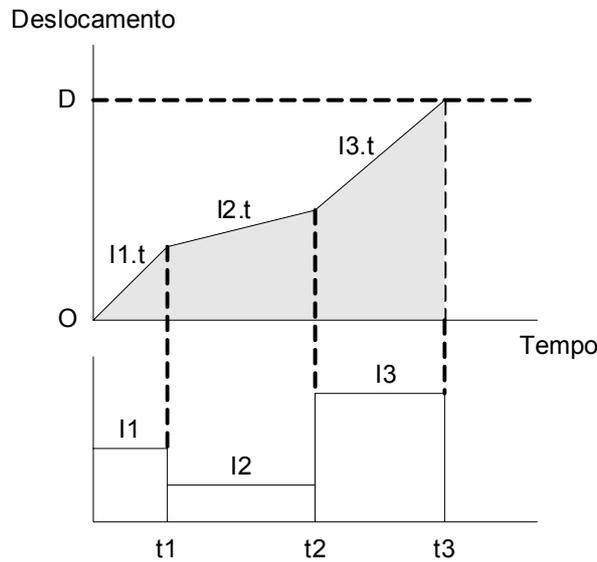


Figura 4.5 - Taxa de deslocamento do disco com corrente de magnitude variável.

Portanto, neste caso, a equação de atuação torna-se:

$$\int_0^{T_0} \frac{dt}{t(I)} = 1 \quad (20)$$

4.2.3. Equacionamento da característica temporizada em relés digitais

O exemplo apresentado na seção anterior mostrou o efeito de variar a corrente, em passos discretos e constantes, no deslocamento do disco de um relé, que possui uma curva característica cujo tempo de atuação é diretamente proporcional à corrente aplicada. Em relés digitais de sobrecorrente com característica de tempo inverso, definida nas normas IEC ou U.S., o tempo de atuação (T_m) pode ser obtido através da integração da equação normalizada (1). A integração se dá em intervalos finitos de tempo (m), com duração Δt . Portanto, basta substituir a equação (1) na equação (20), lembrando-se que $I = I(t)$ e $I/I_p = M(t)$:

$$\int_0^{T_m} \left[\frac{\beta \cdot D}{[M(t)]^\alpha - 1} + L \cdot D \right]^{-1} dt > 1 \quad (21)$$

sendo que I é a magnitude do fasor da corrente que é calculada a cada ciclo de aplicação do algoritmo discreto de Fourier, e $M(t)$ é o múltiplo do ajuste da corrente de operação (I_p) do relé. A integração continua até que a equação (21) seja satisfeita. Neste momento, sabendo-se qual é o tamanho do passo de integração (Δt) e o número de passos gastos (m), o tempo de atuação (T_m) é determinado.

4.3. Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente Temporizado

A Figura 4.6 mostra o diagrama de blocos do modelo implementado para representar o relé digital de sobrecorrente temporizado. A corrente do circuito primário é reduzida a valor secundário, compatível com a corrente nominal do relé, através do bloco *RTC*; o ganho do bloco é o recíproco do produto da RTC (Relação de Transformação de Corrente) por $\sqrt{2}$. A introdução da constante $\sqrt{2}$ visa escalonar para valor eficaz a magnitude do fasor da corrente, pois o bloco *Discrete Fourier* expressa a magnitude do fasor em valor de pico. Em seguida, a corrente que foi escalonada passa por um filtro passa-baixas *Butterworth* de 2ª ordem, *Analog Filter Design*, com frequência de corte em 360 Hz (-3dB). O filtro passa-baixas é um filtro *anti-aliasing* que rejeita as altas frequências espúrias e limita o espectro de frequências do sinal de corrente. O bloco *Saturation* representa o efeito da limitação de corrente associada à saturação combinada do circuito de entrada de corrente, do filtro *anti-aliasing* e do conversor analógico-digital. No bloco *Discrete Fourier*, a forma de onda da corrente é amostrada em 16 amostras por ciclo da componente fundamental de frequência (60 Hz) através da aplicação do algoritmo discreto de Fourier. Como resultado do processo de amostragem, obtém-se a magnitude e a fase do fasor da componente fundamental de frequência da corrente. No entanto, a fase do fasor não é utilizada no cálculo do tempo de atuação do relé de sobrecorrente. A magnitude do fasor da corrente é, então, comparada com o ajuste da corrente de operação. Se a magnitude do fasor for maior que a corrente de operação, terá início a integração do múltiplo da corrente de operação, segundo a equação (21). No entanto, se a magnitude do fasor for menor que a corrente de operação, ocorrerá o rearme (*reset*) do bloco *Integrator*. O bloco *SaturationI* limita o múltiplo da corrente de operação em 30. A partir deste valor, a característica da curva de tempo é constante (tempo definido), de acordo com as curvas de tempo que foram apresentadas na Figura 2.4. O parâmetro do bloco *FcnI* é a expressão que corresponde ao integrando da equação (21). O bloco *Relay* mantém a saída *TRIP* em nível lógico alto até a saída do bloco *Relational OperatorI* decair

abaixo do valor do parâmetro *Switch off point* (parâmetro do bloco *Relay*). Portanto, o bloco *Relay* funciona como um circuito anti-repique (*anti-bouncing*).

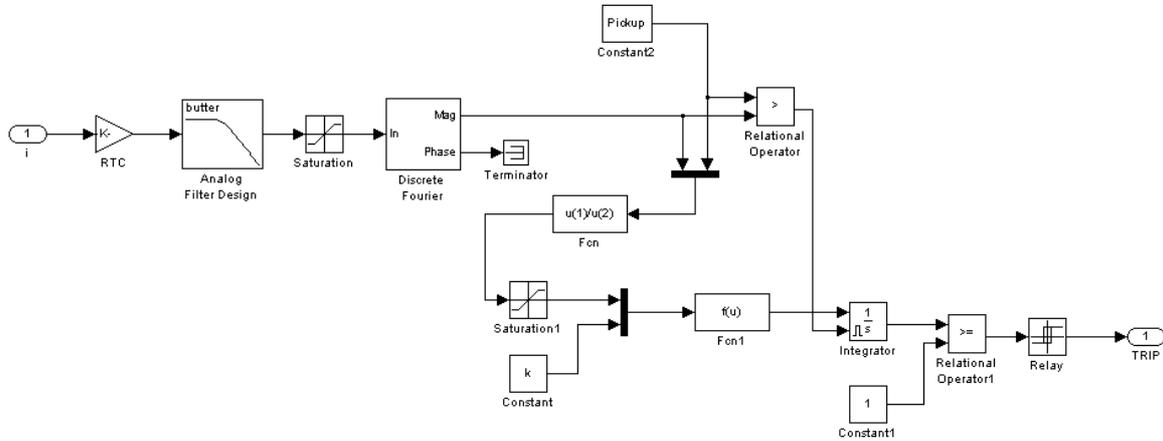


Figura 4.6 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente temporizado.

A fim de facilitar a mudança dos ajustes do relé, implementou-se uma interface gráfica (máscara) que permite ao usuário escolher uma curva entre os diversos tipos de curvas padronizadas IEC e U.S., além de uma curva de tempo definido. Escolhido o tipo de curva, pode-se definir o dial de tempo, a RTC e o ajuste da corrente de operação. A Figura 4.7 mostra a interface gráfica com os parâmetros de ajustes do relé de sobrecorrente temporizado. Observa-se que o valor da RTC (100) equivale à razão de 500-5 A.

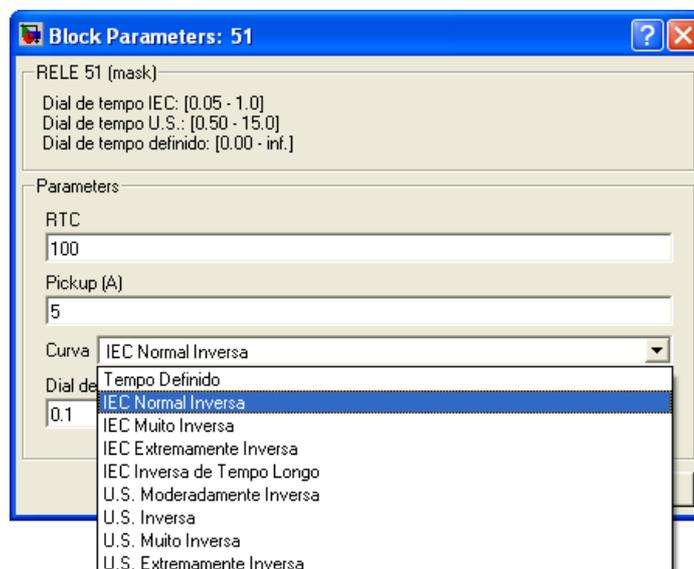
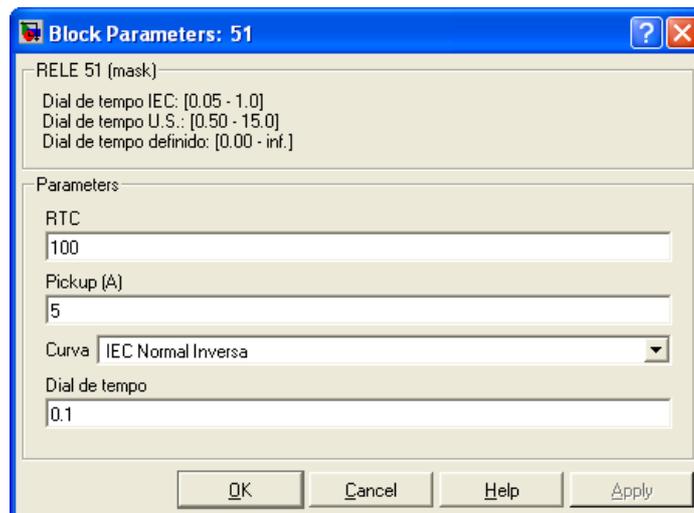


Figura 4.7 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente temporizado.

A Figura 4.8 mostra a caixa de diálogo do editor de máscara, bem como as expressões e variáveis utilizadas no equacionamento das curvas de tempo. A variável *Tabela* é uma matriz cujas linhas são as constantes da equação (21). A variável *k* passa para o modelo o índice da linha da matriz *Tabela*, que corresponde ao tipo de curva escolhida na máscara de ajustes do relé.

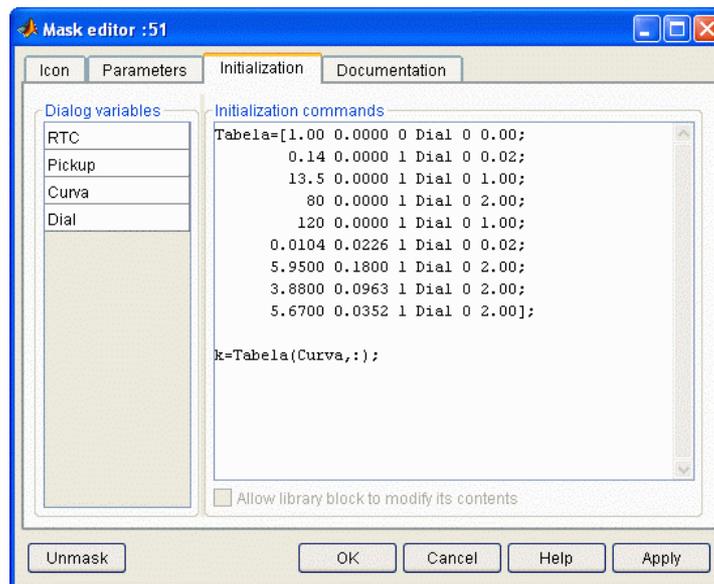


Figura 4.8 - Variáveis utilizadas para o equacionamento das curvas de tempo.

4.3.1. Tempo de atuação do modelo de relé digital de sobrecorrente

Um aspecto fundamental no desenvolvimento de um modelo de relé de sobrecorrente temporizado refere-se a como o relé responderá a uma corrente que não é simétrica, ou seja, cuja magnitude não é constante. Assim, nas seções subsequentes, o tempo de atuação do modelo desenvolvido será investigado considerando-se diferentes situações.

4.3.1.1. Tempo de atuação do modelo para corrente de curto-circuito simétrica

A Figura 4.9 é uma representação esquemática de um circuito monofásico puramente resistivo, modelado com o SimPowerSystems, que é alimentado por uma fonte de tensão alternada de frequência igual a 60 Hz. O circuito é composto de uma impedância série conectada à terra através de um disjuntor, com a finalidade de estabelecer uma corrente de curto-circuito. Os parâmetros do circuito foram ajustados para estabelecer uma corrente de curto-circuito simétrica, sem componente aperiódica, apenas para provocar a operação do relé e a medição do seu tempo de atuação, com uma corrente de magnitude constante. Espera-se, assim, obter um tempo de atuação numericamente igual ao tempo calculado com as equações normalizadas, de forma a validar a funcionalidade do modelo desenvolvido.

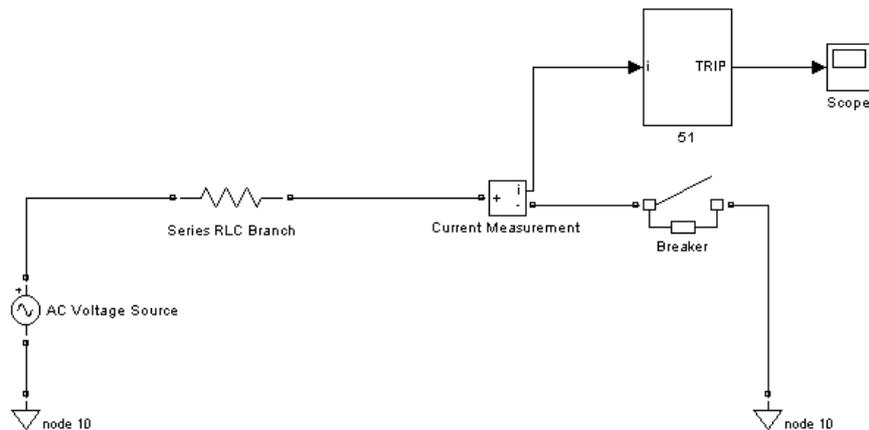


Figura 4.9 – Representação esquemática de um circuito com relé de sobrecorrente temporizado.

Os parâmetros do circuito da Figura 4.9 e do relé de sobrecorrente são:

- $v(t) = \frac{13800}{\sqrt{3}} \sqrt{2} \text{sen}(377t) \text{ V};$
- $R_{Branch} = 5 \Omega;$
- $R_{Breaker} = 0,01 \Omega;$
- $I_p = 5 \text{ A};$
- Curva IEC = normal inversa;
- Dial de tempo = 0,10.

Uma vez definidos os parâmetros do circuito e os ajustes do relé, o disjuntor (*Breaker*) foi fechado em $t = 0 \text{ s}$ a fim de estabelecer uma corrente de curto-circuito simétrica, sem componente aperiódica, conforme mostra o gráfico $I_{prim}(A)$ da Figura 4.10. Este gráfico apresenta a forma de onda da corrente de curto-circuito, em valor primário, com um valor de pico de 2249 A. O gráfico $I_{sec}(A)$ mostra a forma de onda da corrente de curto-circuito, na saída do filtro *anti-aliasing*, com um valor de pico de 15,9 A expresso em valor eficaz (rms). O gráfico $Fasor(A)$ mostra a magnitude do fasor da componente de frequência fundamental da corrente. Pode-se observar que a forma de onda da magnitude do fasor não começa em zero, pois o filtro discreto de Fourier consome um ciclo completo (1/60 s) para estimar o fasor.

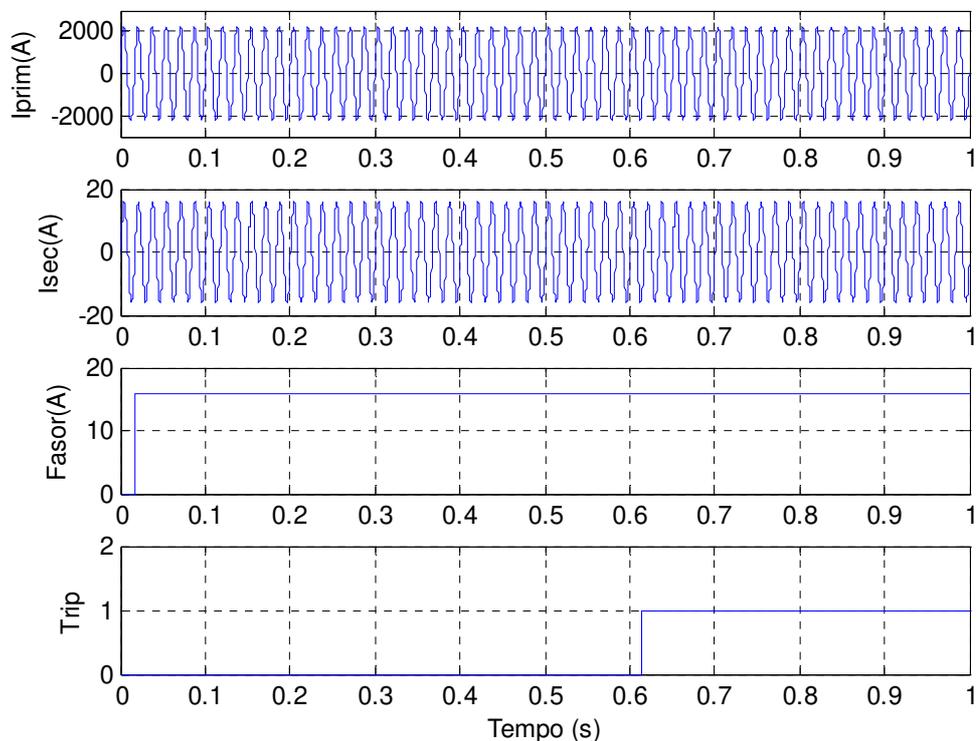


Figura 4.10 – Forma de onda corrente simétrica e do tempo de atuação do relé.

Com o uso da equação (1), pode-se determinar que o tempo de atuação do relé é igual a 0,598 s. Ao passo que o gráfico *Trip* da Figura 4.10 mostra que o tempo de atuação do relé é igual a 0,615 s. Assim, pode-se verificar que a diferença entre os tempos de atuação calculado e simulado ($0,6149 \text{ s} - 0,598 \text{ s} = 0,0169 \text{ s}$) é aproximadamente o período de um ciclo completo da forma de onda de 60 Hz ($1/60 \text{ s}$), gasto pelo filtro discreto de Fourier para estimar o fasor da corrente. Por conseguinte, neste caso, a precisão do modelo implementado pode ser considerada satisfatória.

4.3.1.2. Tempo de atuação do modelo para corrente de curto-circuito assimétrica

O circuito apresentado na Figura 4.9 foi modificado com a inclusão de um indutor no ramo série de forma a obter uma corrente de curto-circuito assimétrica. Os parâmetros do relé foram mantidos os mesmos, todavia, os parâmetros do circuito, neste caso, foram alterados como segue:

- $v(t) = \frac{13800}{\sqrt{3}} \sqrt{2} \text{sen}(377t) \text{ V};$
- $R_{Branch} = 0,1 \ \Omega;$
- $L_{Branch} = 13,26 \text{ mH};$
- $R_{Breaker} = 0,01 \ \Omega.$

Os valores da resistência e indutância equivalentes foram escolhidos de modo a resultar em uma impedância equivalente de módulo igual a $5 \ \Omega$, idêntica ao módulo da impedância puramente resistiva do caso anterior. No entanto, com a introdução da indutância, o circuito passou a ter uma constante de tempo de 120 ms, conferindo uma assimetria à forma de onda da corrente de curto-circuito. A Figura 4.11 mostra os gráficos das formas de onda que foram obtidos a partir das modificações efetuadas no circuito com o fechamento do disjuntor em $t = 0 \text{ s}$.

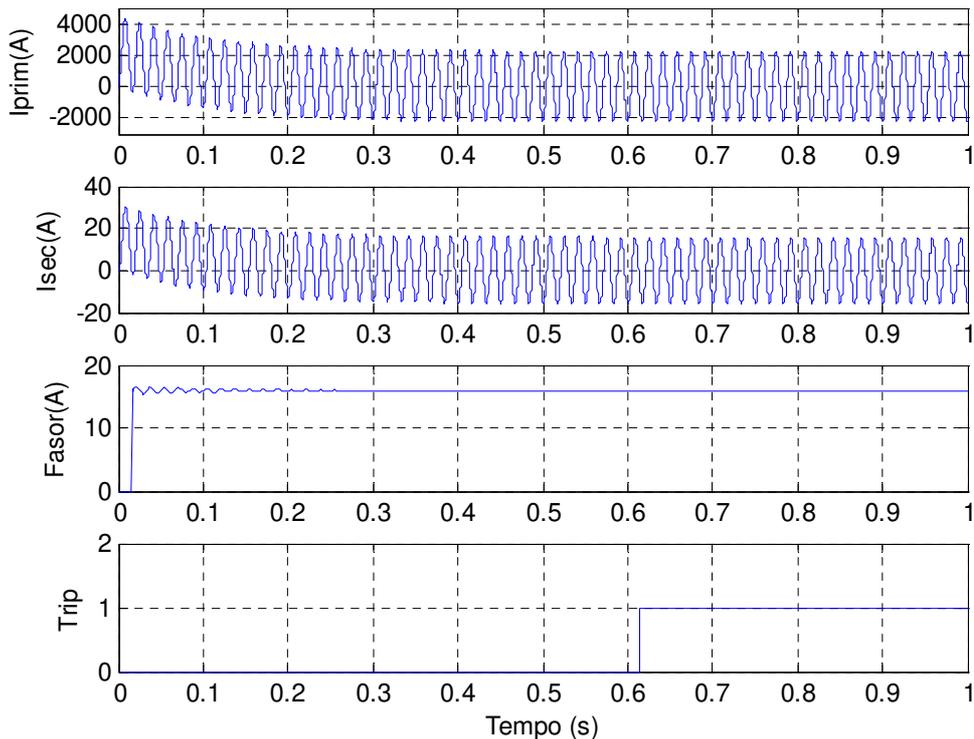


Figura 4.11 – Forma de onda da corrente assimétrica e do tempo de atuação do relé.

Uma característica importante do circuito RL é que, após o período transitório, a corrente de curto-circuito em regime permanente tem o mesmo valor eficaz da corrente do

circuito puramente resistivo. Assim, é esperado que a resposta do relé para uma corrente assimétrica será idêntica àquela encontrada para a corrente simétrica, resultando no mesmo tempo de atuação para ambos os casos. O gráfico $I_{prim}(A)$ da Figura 4.11 mostra que a corrente de curto-circuito, quando em regime permanente, tem um valor de pico de 2249 A, portanto igual ao valor de pico da corrente $I_{prim}(A)$ do circuito da Figura 4.10. O gráfico $I_{sec}(A)$ reflete o valor secundário da corrente de curto-circuito medida após a saída do filtro *anti-aliasing*. Quanto à magnitude do fasor da componente de frequência fundamental da corrente, o gráfico $Fasor(A)$ da Figura 4.11 mostra que a corrente assimétrica tem a mesma magnitude da corrente simétrica. Logo, é evidente a ação do filtro discreto de Fourier de um ciclo em rejeitar a componente de corrente contínua. Um aspecto interessante da forma de onda da magnitude do fasor da componente de frequência fundamental, extraído da corrente assimétrica, são as pequenas ondulações do valor eficaz nos primeiros ciclos. As ondulações estão relacionadas à resposta transitória do algoritmo discreto de Fourier quando a forma de onda amostrada possui uma componente de corrente contínua. No entanto, o transitório é amortecido rapidamente e seu efeito não tem influência na integração do múltiplo da corrente de operação. O tempo de atuação medido com a corrente assimétrica, conforme mostra o gráfico *Trip* da Figura 4.11, foi igual ao tempo de atuação medido com a corrente simétrica. Portanto, nos dois casos, o relé manteve a mesma resposta, o que demonstra o bom desempenho do modelo de relé digital de sobrecorrente temporizado.

Projetistas de filtros digitais têm desenvolvido algoritmos que reduzem ou eliminam completamente as oscilações transitórias dos filtros baseados no algoritmo de Fourier de um ciclo. A utilização do filtro digital tipo co-seno, associado a um filtro digital mímico, praticamente elimina as oscilações transitórias ([44]). Todavia, o filtro discreto de Fourier da biblioteca de medidas discretas do SimPowerSystems tem conduzido a resultados satisfatórios.

4.3.1.3. Tempo de atuação do modelo para corrente de curto-circuito com saturação do transformador de corrente

A análise precedente procurou investigar a resposta do relé digital de sobrecorrente temporizado diante de uma corrente de curto-circuito assimétrica. Constatou-se que o filtro discreto de Fourier responde transitoriamente no instante de aplicação da falta, devido à componente de corrente contínua, porém a convergência para o valor eficaz do fasor da corrente se dá em um ciclo. Contudo, uma análise mais realista deve investigar a resposta do relé quando

há saturação do transformador de corrente. Assim, para esta análise o circuito da Figura 4.12 é empregado. Destaca-se que este circuito é similar ao circuito da Figura 4.9, que teve seus parâmetros ajustados para a obtenção da resposta do relé com corrente assimétrica; porém, neste caso, foi introduzido um TC de relação igual a 100-5 A, com um resistor de 0,5 Ω ligado ao secundário, representando a carga nominal (*burden*) do TC.

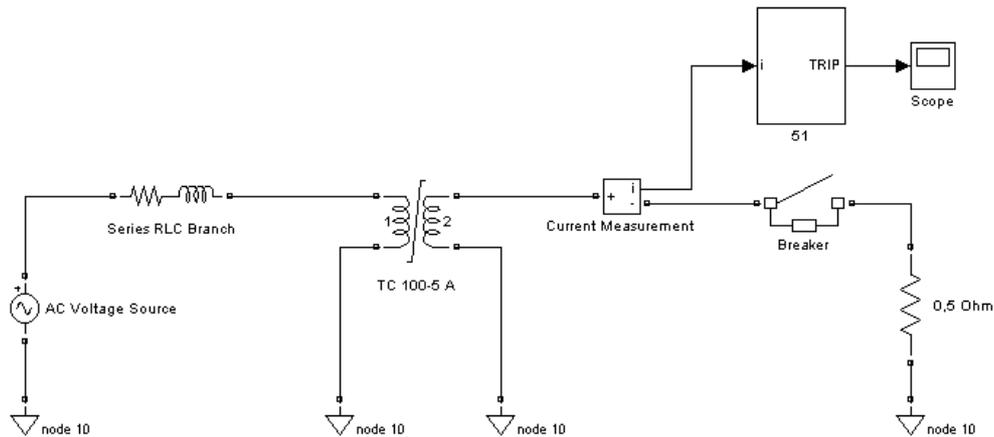


Figura 4.12 – Representação esquemática do relé de sobrecorrente temporizado ligado a um TC.

A Figura 4.13 mostra a curva de saturação do TC utilizado, cuja tensão secundária de saturação (*knee-point*) está em torno de 54 V. Logo, com uma corrente de 100 A aplicada no resistor de 0,5 Ω , o TC entra na região de saturação. A resistência dos enrolamentos primário e secundário foi desprezada, pois toda a resistência está concentrada na carga do secundário.

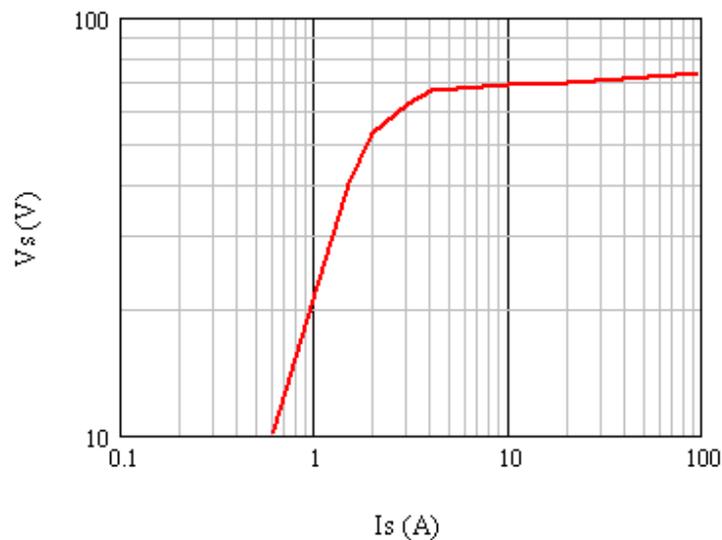


Figura 4.13 – Curva de saturação do TC.

Os ajustes do relé são mostrados na máscara da Figura 4.14.

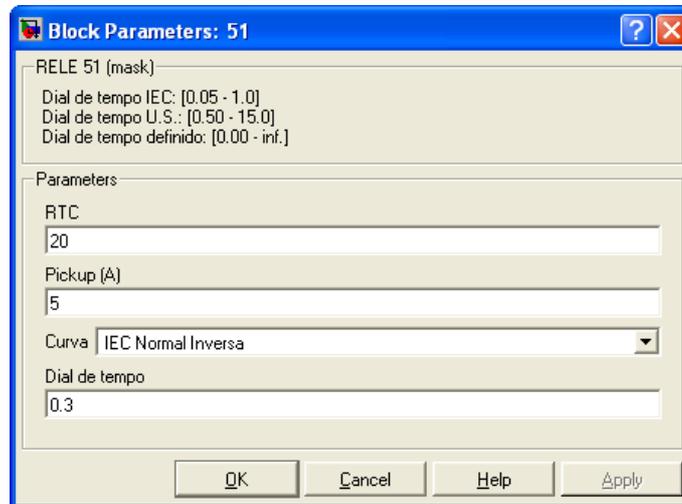


Figura 4.14 – Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente temporizado.

A Figura 4.15 mostra a forma de onda da corrente no primário $I_{prim}(A)$; da corrente no secundário $I_{sec}(A)$, medida na saída do filtro *anti-aliasing*; da magnitude do fasor da corrente secundária $Fasor(A)$ e do tempo de atuação do relé quando o disjuntor é fechado em $t = 0$ s. A forma de onda *Trip* mostra que o relé atuou em 0,803 s. Posteriormente, este tempo de atuação será comparado com o tempo que seria obtido se não houvesse saturação do transformador de corrente.

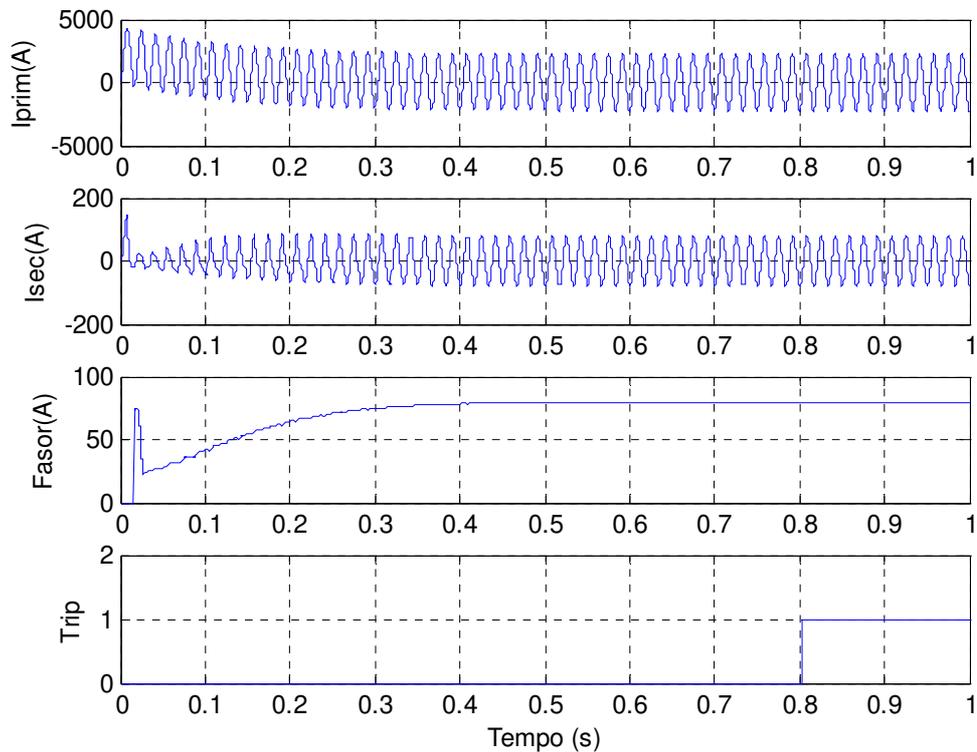


Figura 4.15 – Tempo de atuação do relé com saturação do TC.

A Figura 4.16 mostra as formas de onda da corrente no primário, referida ao secundário, e da corrente medida no secundário do transformador de corrente, a fim de estabelecer uma comparação visual entre os valores de pico de ambas as correntes. O transformador de corrente responde linearmente apenas no primeiro 1/4 de ciclo, antes de saturar. A partir deste instante, com a saturação do transformador de corrente a tensão desenvolvida no secundário não é suficiente para fornecer a corrente exigida pela carga. A corrente no secundário é fortemente atenuada durante os primeiros 10 ciclos, antes de atingir seu valor de regime permanente ao término da saturação.

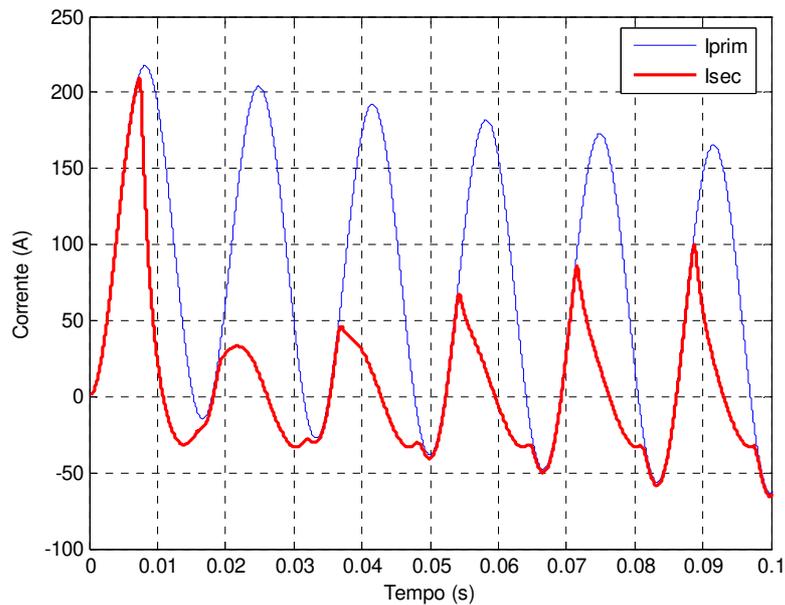


Figura 4.16 – Forma de onda da corrente secundária com saturação do TC.

A corrente no enrolamento secundário é constituída por todas as componentes harmônicas, pares e ímpares, múltiplas da componente de frequência fundamental (60 Hz), além da componente de corrente contínua. Ao passar pelo filtro *anti-aliasing*, todas as componentes de frequência acima da 6ª harmônica (360 Hz) são atenuadas. A Figura 4.17 mostra a forma de onda da corrente secundária, após passar pelo filtro *anti-aliasing*, e a forma de onda da magnitude do fasor da corrente estimada pelo filtro discreto de Fourier, que está sintonizado na frequência fundamental. A envoltória da forma de onda da magnitude do fasor da corrente não acompanha os picos da corrente secundária, uma vez que a componente de frequência fundamental não participa sozinha na composição da magnitude do fasor, pois o conteúdo harmônico é bastante acentuado nos ciclos iniciais de saturação do transformador de corrente. Assim, a resposta do relé de sobrecorrente é reduzida durante a saturação e aumenta à medida que o efeito da saturação vai diminuindo com o decorrer do tempo.

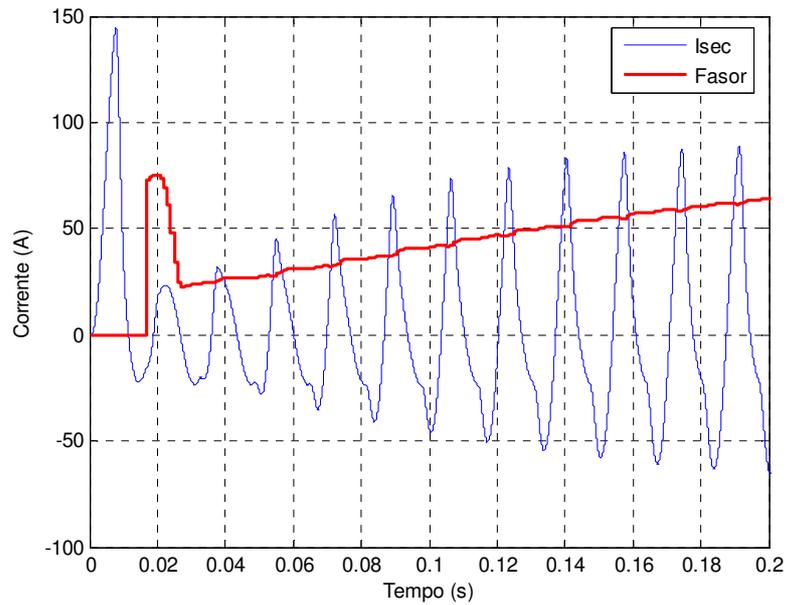


Figura 4.17 – Estimação da magnitude do fasor com saturação do TC.

A Figura 4.18 apresenta as formas de onda que foram obtidas com o circuito da Figura 4.12, para a mesma configuração e parâmetros, porém com a eliminação do efeito de saturação do transformador de corrente. Uma análise do gráfico da forma de onda *Trip* revela que o relé digital de sobrecorrente atuou em 0,755 s, portanto em um tempo menor que o tempo medido com a representação do efeito da saturação do transformador de corrente.

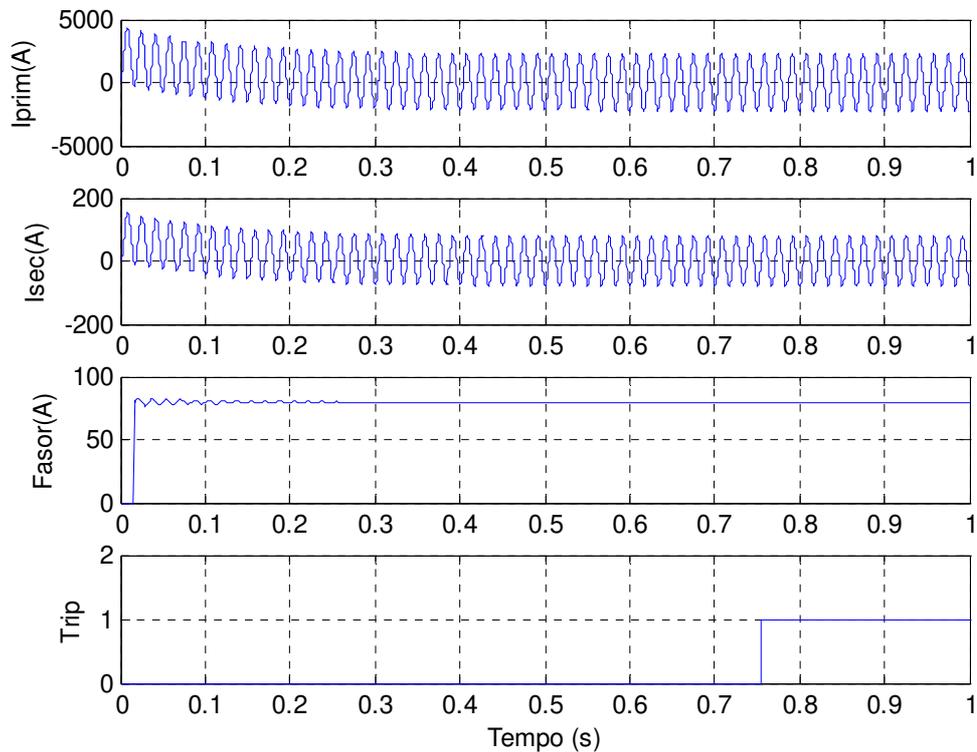


Figura 4.18 – Tempo de atuação do relé sem saturação do TC.

4.4. Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente Trifásico

A aplicação de um relé digital de sobrecorrente pressupõe que todas as fases do circuito trifásico sejam protegidas, independente da fase defeituosa. Assim sendo, foi desenvolvido um modelo de relé digital de sobrecorrente trifásico cuja representação é mostrada na Figura 4.19. O relé trifásico utiliza os blocos básicos da versão monofásica, exceto pela adição de uma entrada de corrente trifásica, uma entrada de controle direcional (a qual será utilizada somente se esta função estiver habilitada²) e uma saída de disparo instantâneo (função 50), que possui um tempo definido ajustável.

² É importante destacar que o elemento direcional foi desenvolvido em um módulo à parte o qual, se desejado, pode ser acoplado ao modelo do relé digital de sobrecorrente de forma a obter a característica direcional. Tal módulo será detalhadamente discutido na Seção 4.8.

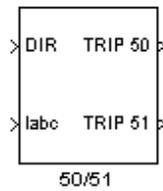


Figura 4.19 - Representação do relé digital de sobrecorrente trifásico.

A Figura 4.20 apresenta a máscara com os parâmetros de ajustes do relé.

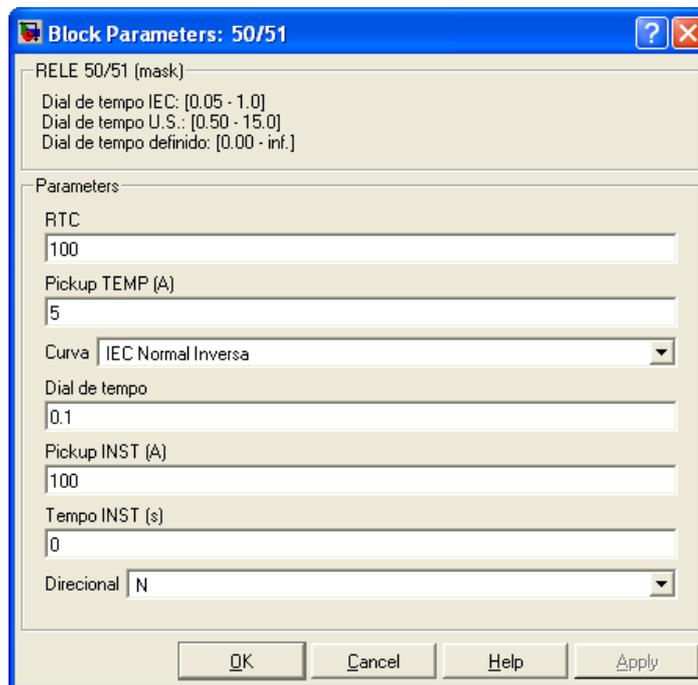


Figura 4.20 – Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente trifásico.

O diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente trifásico é mostrado na Figura 4.21. Os sinais de corrente são escalonados e filtrados; o sinal de corrente trifásica é separado e enviado para o subsistema de detecção de sobrecorrente de cada fase. O controle direcional será habilitado, se a opção "S" for escolhida para o parâmetro *Direcional*. Se a escolha for pela opção "N", o controle direcional será desabilitado. Destaca-se que a entrada de controle direcional será chaveada pelo bloco *Switch* para a entrada *Enable* (ativa para valores maiores que "0") de cada um dos três subsistemas detectores de sobrecorrente, se o controle direcional for habilitado; se o controle direcional for desabilitado, a constante *DIR* assumirá valor igual a "1" e as entradas *Enable* serão ativadas. Como mencionado, a função direcional será explicada na Seção 4.8.

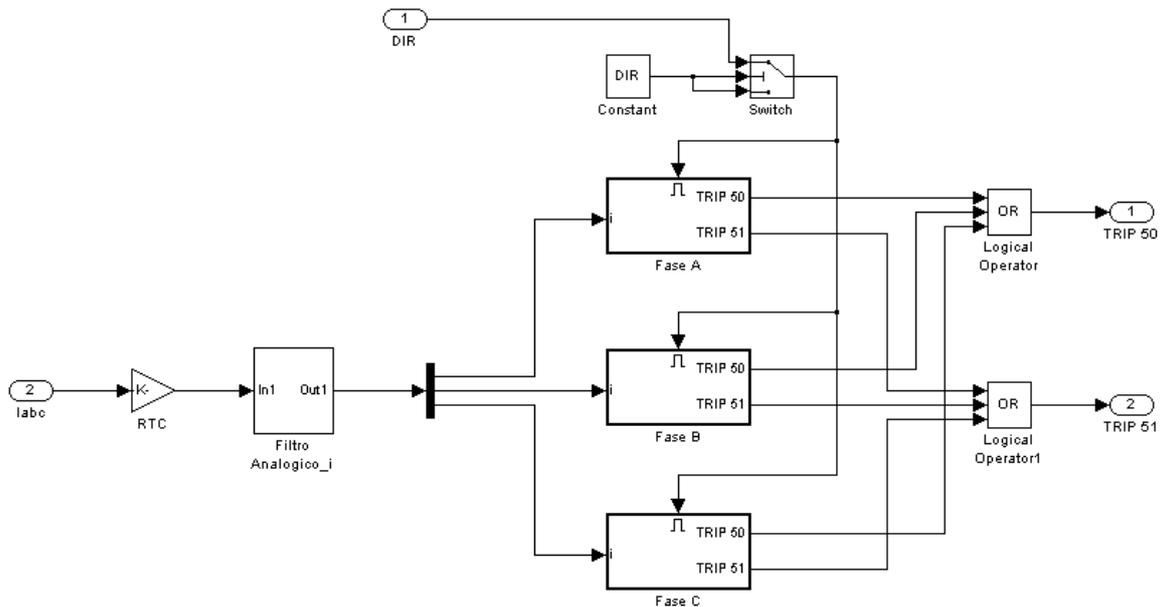


Figura 4.21 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente trifásico.

A Figura 4.22 apresenta o diagrama de blocos do subsistema *Fase A* que representa o circuito de detecção de sobrecorrente associado à corrente da fase "A". O mesmo subsistema também é representativo das fases "B" e "C". A constante *P51* está vinculada à corrente de operação da função 51 através do ajuste *Pickup TEMP*. Ao passo que a constante *P50* está vinculada à corrente de operação da função 50 através do ajuste *Pickup INST*. A temporização da função 50, com tempo definido, é ajustada através do ajuste *Tempo INST*. As saídas de disparo instantâneo de cada fase são agrupadas em uma porta *OR*, para formar uma saída de disparo instantâneo comum (*TRIP 50*), assim como as saídas de disparo temporizado (*TRIP 51*).

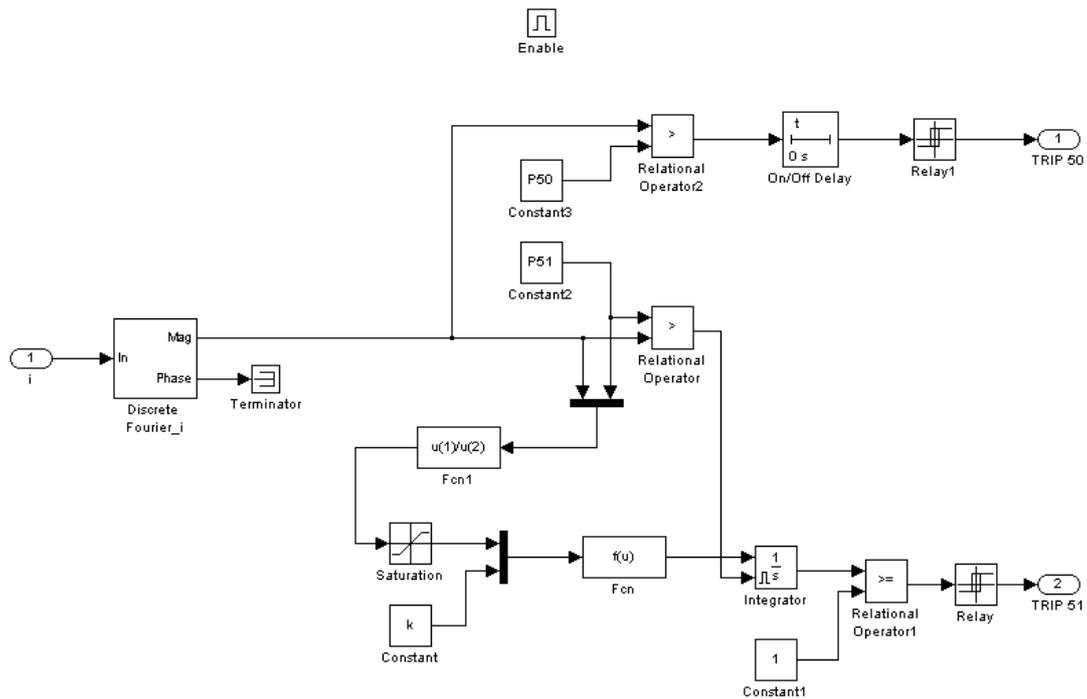


Figura 4.22 - Diagrama de blocos do subsistema *Fase A*.

4.5. Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente com Restrição de Tensão

O modelo implementado de relé digital de sobrecorrente temporizado de fase com restrição de tensão é mostrado no digrama de blocos da Figura 4.23. Pode-se observar que o modelo incorpora os mesmos blocos do relé digital de sobrecorrente temporizado que foi apresentado na Seção 4.3, porém a corrente de operação do modelo é controlada pela característica percentual de restrição de tensão.

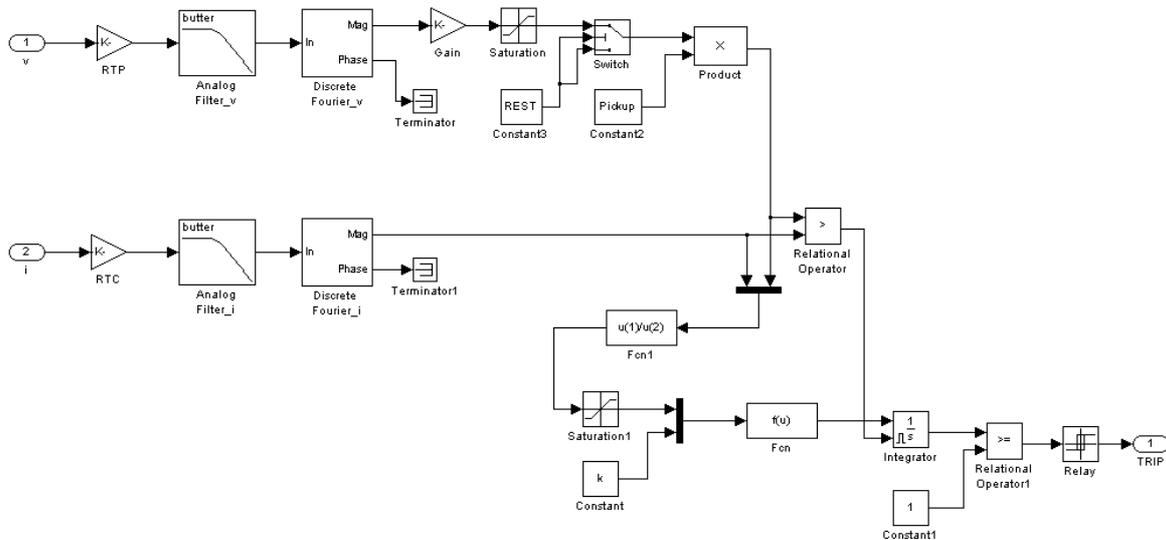


Figura 4.23 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente com restrição de tensão.

A forma de onda da tensão de fase é reduzida a valor secundário e escalonada para valor eficaz através do bloco *RTP*, com um ganho fixado em $1/(RTP \cdot \sqrt{2})$. A forma de onda da tensão secundária passa, então, por um filtro *anti-aliasing*, para remoção das altas frequências, e pelo filtro discreto de Fourier, para estimação da magnitude do fasor da componente de frequência fundamental da tensão. Em seguida, a magnitude do fasor de tensão é convertida em valor por unidade (p.u.) pelo bloco *Gain*, com um ganho fixado em $\sqrt{3}/115$. No bloco *Saturation*, é construída a característica percentual de restrição de tensão, que limita o sinal de entrada entre o limite inferior de 0,25 e o limite superior de 1,0. A saída do bloco *Saturation* será liberada pelo bloco *Switch* quando a constante *REST* for igual a "1", se a opção "S" for selecionada para a característica de restrição de tensão, conforme mostra a máscara de ajustes da Figura 4.24. Ao contrário, se a opção "N" for escolhida, a característica de restrição de tensão será desabilitada e o relé de sobrecorrente com restrição de tensão terá o comportamento do relé de sobrecorrente temporizado.

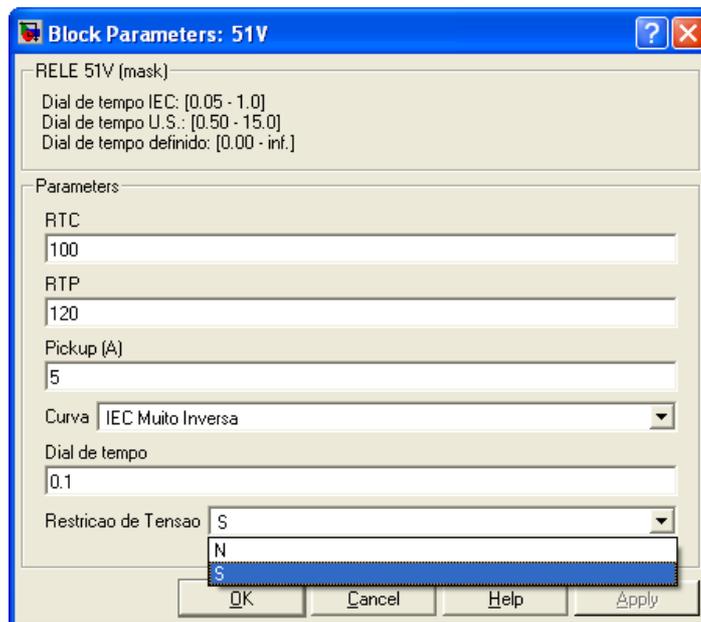


Figura 4.24 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente com restrição de tensão.

4.5.1. Avaliação do modelo de relé de sobrecorrente com restrição de tensão

A Figura 4.25 mostra a representação esquemática do circuito utilizado para avaliar o comportamento do modelo de relé de sobrecorrente com restrição de tensão. O circuito é composto de uma fonte de alimentação alternada; uma impedância série, representativa da impedância da fonte; uma seção de linha de distribuição representada por um modelo do tipo π ; um disjuntor, que fecha seus contatos em $t = 100$ ms a fim de estabelecer uma corrente de curto-circuito.

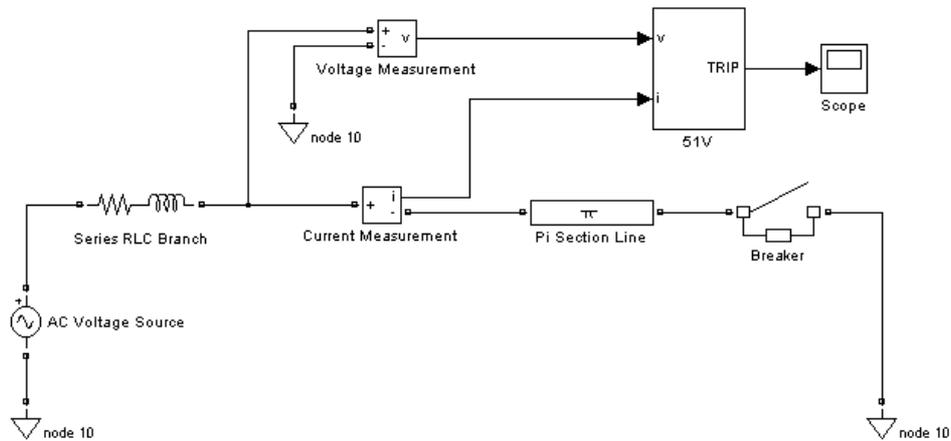


Figura 4.25 - Representação esquemática de um circuito com relé de sobrecorrente com restrição de tensão.

Os parâmetros do circuito são:

- $v(t) = \frac{13800}{\sqrt{3}} \sqrt{2} \sin(377t) \text{ V};$
- $R_{Branch} = 0,1 \text{ } \Omega;$
- $L_{Branch} = 10 \text{ mH};$
- $R_{Breaker} = 0,01 \text{ } \Omega;$
- $R_{\pi} = 0,01 \text{ } \Omega/\text{km}; L_{\pi} = 1,0276 \text{ mH}/\text{km}; C_{\pi} = 11,674 \text{ nF}/\text{km}; l_{\pi} = 10 \text{ km}.$

A interface do circuito com as entradas de tensão e corrente do relé é realizada através de um bloco de medição de tensão e um bloco de medição de corrente. O bloco de medição de tensão mede a tensão no ponto de instalação do relé, ou seja, entre a impedância da fonte e a linha de distribuição.

A Figura 4.26 mostra o gráfico $V_{prim}(kV)$ da forma de onda da tensão primária, na entrada de tensão do relé, enquanto que o gráfico $V_{sec}(V)$ mostra a forma de onda da tensão secundária, na saída do filtro *anti-aliasing* (*Analog Filter_v*). Nota-se o afundamento na tensão quando a falta é aplicada em $t = 100 \text{ ms}$. O gráfico $Fasor(V)$ mostra a forma de onda da magnitude do fasor da tensão, na saída do bloco *Discrete Fourier_v*; o gráfico $Fasor(pu)$, a forma de onda da magnitude do fasor da tensão, em valor por unidade (p.u.), na saída do bloco *Saturation*.

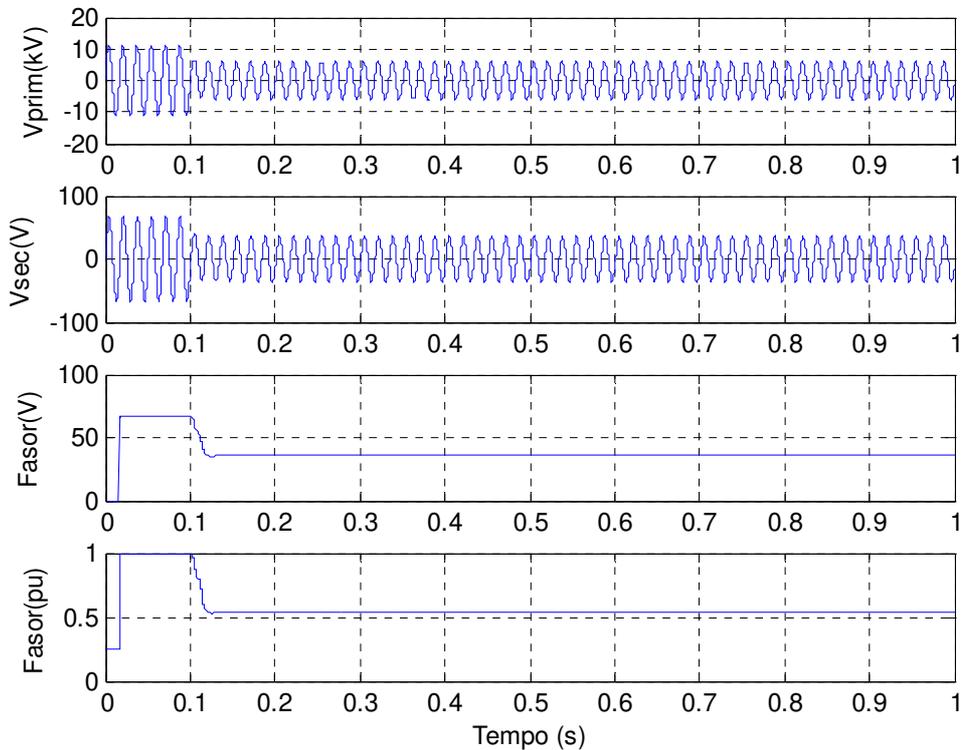


Figura 4.26 - Forma de onda da magnitude do fasor da tensão.

Dois casos foram simulados, um com a característica de restrição de tensão habilitada; outro, desabilitada. A Figura 4.27 mostra as formas de onda dos sinais medidos com a característica de restrição de tensão desabilitada. O gráfico $I_{sec}(A)$ mostra a forma de onda da corrente secundária, na saída do filtro *anti-aliasing* (*Analog Filter_i*), enquanto que o gráfico $Fasor(A)$ mostra a forma de onda da magnitude do fasor da corrente $I_{sec}(A)$, na saída do bloco *Discrete Fourier_i*. O gráfico $I_p(A)$ mostra a forma de onda da corrente de operação, na saída do bloco *Product*, referente ao produto entre o ajuste da corrente de operação e a saída do bloco *Switch*. Como a característica de restrição de tensão está desabilitada, a saída do bloco *Switch* é igual a "1" e, portanto, a saída do bloco *Product* é o próprio ajuste da corrente de operação. O gráfico $M(I_p)$ mostra a forma de onda do múltiplo da corrente de operação, na saída do bloco *Saturation1*, que corresponde à razão entre a magnitude do fasor da corrente $I_{sec}(A)$, $Fasor(A)$, e a corrente de operação $I_p(A)$. O gráfico *Trip* mostra a forma de onda do sinal de disparo dado pela saída *TRIP* do relé. O tempo efetivo de atuação do relé é obtido subtraindo do tempo de disparo o instante de aplicação da falta, ou seja, $1,424\text{ s} - 0,100\text{ s} = 1,324\text{ s}$.

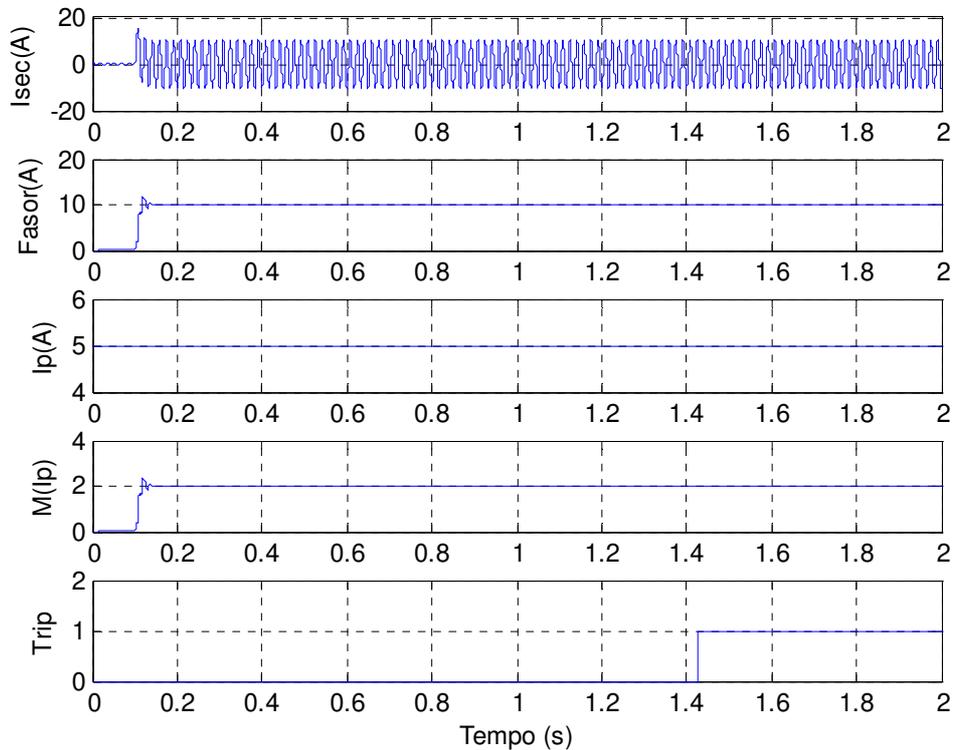


Figura 4.27 - Tempo de atuação do relé com a função de restrição de tensão desabilitada.

Os gráficos das formas de onda da Figura 4.28 mostram a mesma seqüência de sinais da Figura 4.27, suprimido o gráfico $I_{sec}(A)$, pois a corrente secundária é a mesma, porém com a característica de restrição de tensão habilitada. Como a corrente secundária é a mesma, a magnitude do seu fasor, $Fasor(A)$, também tem o mesmo valor. No entanto, não se pode dizer o mesmo da corrente de operação $I_p(A)$. Com a característica de restrição de tensão habilitada, o ajuste da corrente de operação do relé é multiplicado pelos valores em por unidade (p.u.) do gráfico $Fasor(pu)$ da Figura 4.26, da qual se observa que a magnitude do fasor da tensão após a aplicação da falta é igual a 0,54 p.u. Logo, quando multiplica-se o ajuste da corrente de operação do relé, 5 A, por 0,54 p.u., tem-se que 5 A vezes 0,54 p.u. é igual a 2,70 A, que é exatamente a magnitude da forma de onda da corrente de operação $I_p(A)$ da Figura 4.28, após a aplicação da falta. Agora, o múltiplo da corrente de operação, $M(I_p)$, pode ser facilmente obtido; basta dividir a magnitude do fasor da corrente secundária, $Fasor(A)$, pela corrente de operação $I_p(A)$. O gráfico $M(I_p)$ da forma de onda do múltiplo da corrente de operação mostra que o resultado desta divisão é igual a 3,70. O múltiplo da corrente de operação obtido com a característica de restrição

de tensão habilitada é quase o dobro do múltiplo obtido com a restrição de tensão desabilitada ($3,7/2,0 = 1,85$). Mantidos os mesmos ajustes, portanto, o relé com restrição de tensão atua em menor tempo. O tempo de atuação efetiva do relé é determinado subtraindo do tempo de disparo o instante de aplicação da falta, ou seja, $0,600 \text{ s} - 0,100 \text{ s} = 0,500 \text{ s}$.

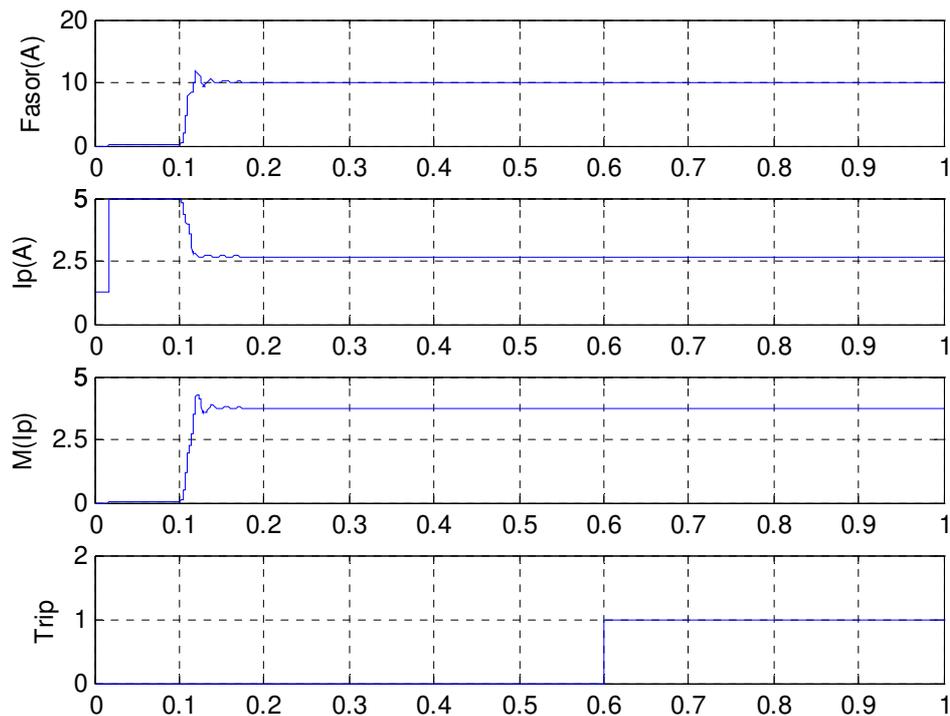


Figura 4.28 - Tempo de atuação do relé com a função de restrição de tensão habilitada.

4.6. Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente Trifásico com Restrição de Tensão

Da mesma maneira, como foi desenvolvido um modelo de relé digital de sobrecorrente trifásico, também foi desenvolvida uma versão trifásica do relé digital de sobrecorrente temporizado de fase com restrição de tensão, representado pela Figura 4.29, a fim de possibilitar a detecção de faltas nas três fases.

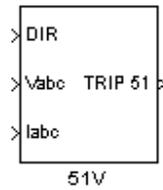


Figura 4.29 - Representação do relé digital de sobrecorrente trifásico com restrição de tensão.

O relé trifásico utiliza os blocos básicos da versão monofásica, exceto pela adição de uma entrada de tensão e corrente trifásicas, mais uma entrada de controle direcional, caso esta função seja desejada. A Figura 4.30 mostra a máscara com os parâmetros de ajustes do relé. O controle direcional será habilitado, se a opção "S" for escolhida; se a escolha for pela opção "N", o controle direcional será desabilitado.

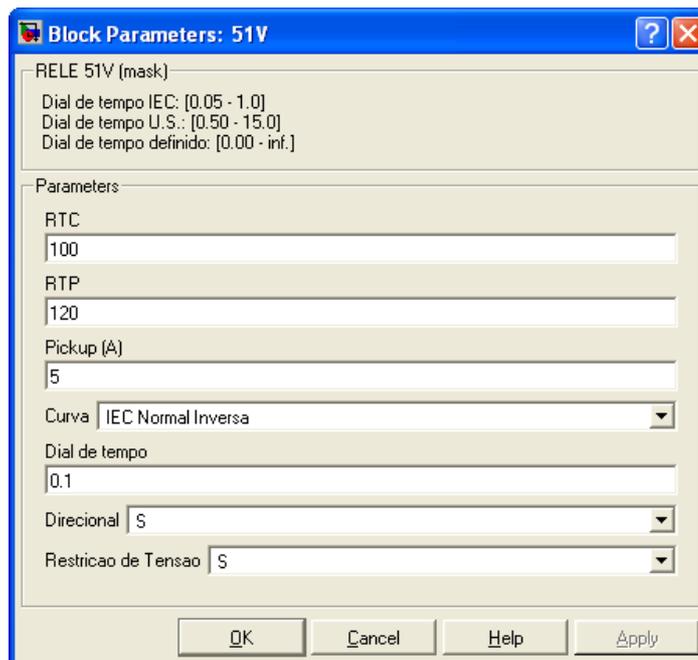


Figura 4.30 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente trifásico com restrição de tensão.

O diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente com restrição de tensão, na versão trifásica, é mostrado na Figura 4.31.

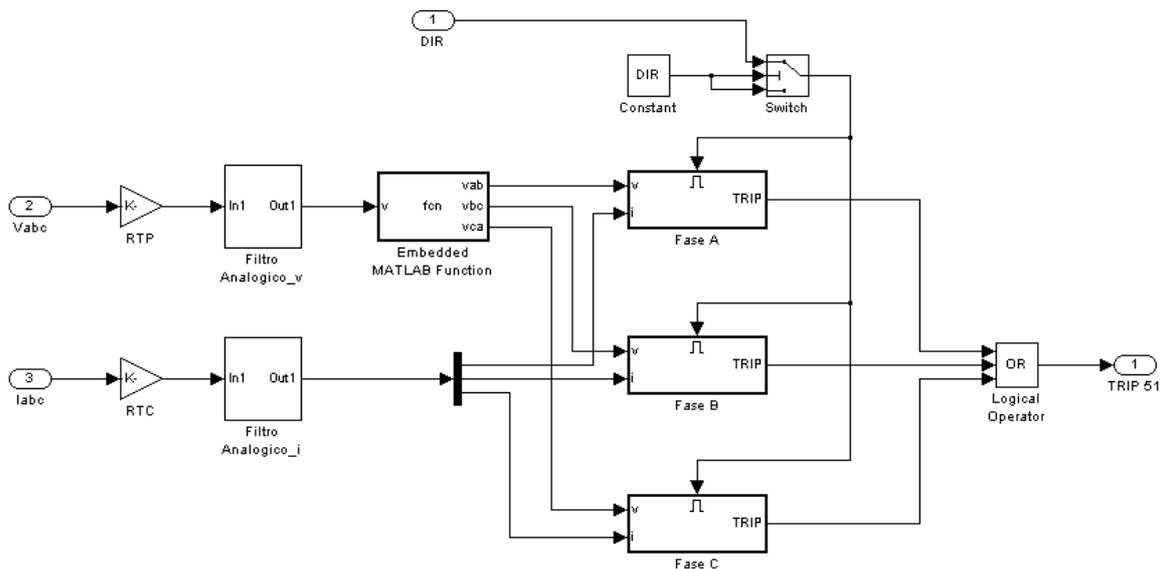


Figura 4.31 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente trifásico com restrição de tensão.

Os sinais de tensão e corrente são escalonados e filtrados; o sinal de corrente trifásica é separado e enviado para o subsistema da fase correspondente, representado pelo diagrama de blocos que foi mostrado na Figura 4.23. O mesmo ocorre com o sinal de tensão, porém as tensões de fase são convertidas em tensões de linha, no bloco *Embedded MATLAB Function*. Desta maneira, a corrente de operação da fase "A" é controlada pela tensão V_{ab} ; a corrente de operação da fase "B", pela tensão V_{bc} e a corrente de operação da fase "C", pela tensão V_{ca} . Observa-se que a entrada de controle direcional será chaveada pelo bloco *Switch* para a entrada *Enable* de cada um dos três subsistemas detectores de sobrecorrente, se o controle direcional for habilitado. Se o controle direcional for desabilitado, a constante *DIR* assumirá valor igual a "1" e as entradas *Enable* serão ativadas.

4.7. Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente de Terra e de Seqüência Negativa

A detecção de faltas à terra e de faltas desequilibradas exige um modelo de relé digital de sobrecorrente com características específicas, em razão da baixa intensidade de corrente que normalmente acompanham estes tipos de faltas. Logo, foi desenvolvido um modelo de relé digital que incorpora em um mesmo bloco as funções 51N e 46, deixando a cargo do usuário a opção de escolher entre uma ou outra função. A Figura 4.32 mostra a representação do relé digital de sobrecorrente de terra e de seqüência negativa.

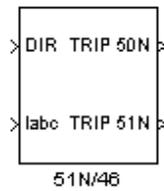


Figura 4.32 - Representação do relé digital de sobrecorrente de terra e de seqüência negativa.

Os principais ajustes são os mesmos dos relés digitais de sobrecorrente que foram apresentados nas seções anteriores. A diferença está no parâmetro *51N/46*, que possibilita a escolha de uma das duas funções, conforme mostra a máscara de ajustes da Figura 4.33. Um aspecto importante é quanto às grandezas de operação do relé. A função 51N opera com corrente de seqüência zero ($3I_0$), enquanto que a função 46 opera com corrente de seqüência negativa ($3I_2$). Ambas as correntes de seqüência são calculadas a partir dos fasores extraídos das correntes trifásicas usando-se a expressão matricial (2).

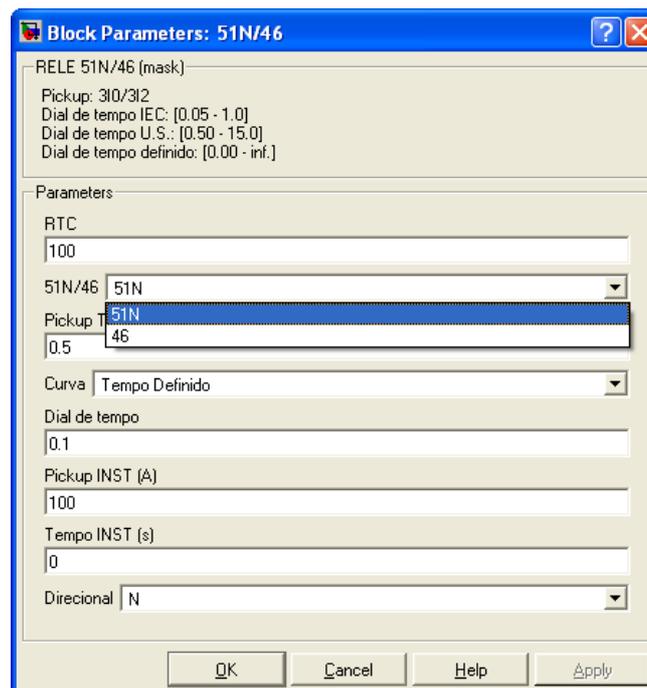


Figura 4.33 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente de terra e de seqüência negativa.

As entradas de corrente e de controle direcional são comuns aos modelos de relés de sobrecorrente que foram apresentados. A facilidade oferecida pelo Matlab/Simulink é que as bibliotecas desenvolvidas para um dado modelo de relé podem ser facilmente aproveitadas por outros modelos. A Figura 4.34 mostra o diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente de

terra e de seqüência negativa. Observa-se que o relé possui uma saída de disparo instantâneo (*TRIP 50N*) e uma saída de disparo temporizado (*TRIP 51N*), assim denominadas por conveniência; no entanto, estas saídas também são comuns à função 46. A seleção entre uma ou outra função é realizada através da constante *CS*, vinculada ao parâmetro *51N/46* da máscara de ajustes, que indica ao bloco *Switch* qual fasor da corrente de seqüência terá sua magnitude selecionada, conforme mostra a Figura 4.35.

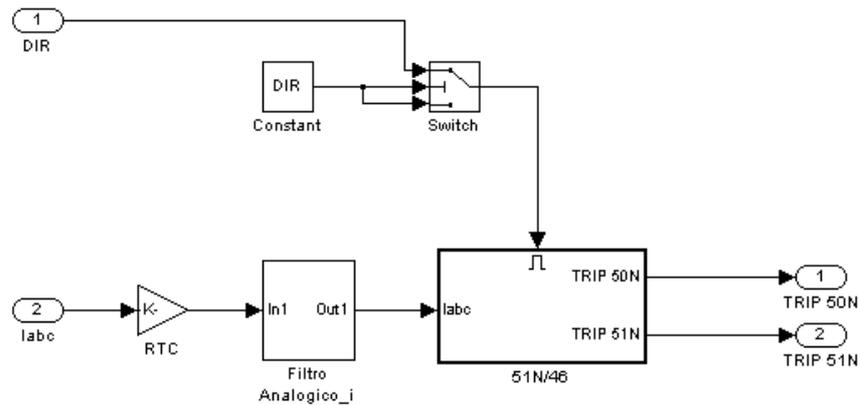


Figura 4.34 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente de terra e de seqüência negativa.

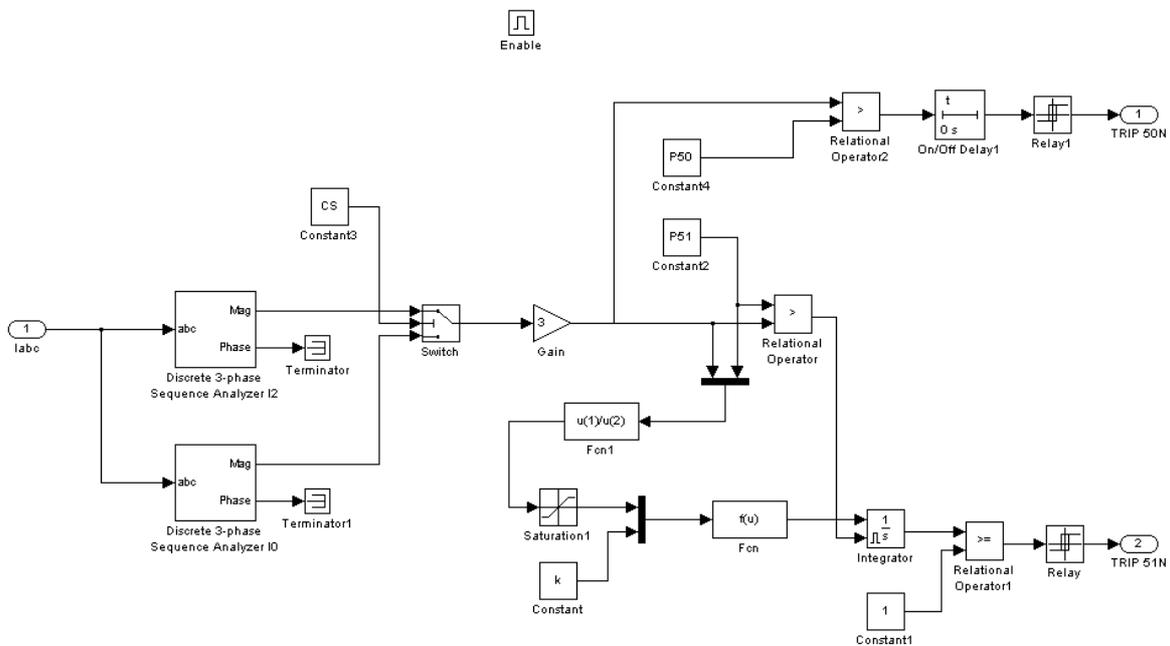


Figura 4.35 - Diagrama de blocos do subsistema 51N/46.

A magnitude do fasor da corrente de seqüência selecionada pelo bloco *Switch* é multiplicada por três pelo bloco *Gain*. Esta operação tem a finalidade de escalonar a saída do bloco *Discrete 3-phase Sequence Analyzer*, expressa em magnitude de I_0 ou I_2 , para $3I_0$ ou $3I_2$, dependendo da função que está sendo utilizada: 51N ou 46.

4.8. Modelo de Relé Digital de Sobrecorrente Direcional

Devido ao amplo uso do relé digital de sobrecorrente direcional em sistemas de distribuição com geradores distribuídos, o modelo implementado para representar tal relé será apresentado nesta seção.

4.8.1. Elemento direcional de sobrecorrente de fase

As seguintes equações representam o torque individual de cada elemento direcional de fase conectado em quadratura (conexão 90°):

$$\begin{aligned} TA &= |\underline{V}_{BC}| \cdot |\underline{I}_A| \cdot \cos(\angle \underline{V}_{BC} - \angle \underline{I}_A) \\ TB &= |\underline{V}_{CA}| \cdot |\underline{I}_B| \cdot \cos(\angle \underline{V}_{CA} - \angle \underline{I}_B) \\ TC &= |\underline{V}_{AB}| \cdot |\underline{I}_C| \cdot \cos(\angle \underline{V}_{AB} - \angle \underline{I}_C) \end{aligned} \quad (22)$$

Em que:

$\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ = fasores das correntes de fase A, B e C, respectivamente.

$\underline{V}_{AB}, \underline{V}_{BC}, \underline{V}_{CA}$ = fasores das tensões de linha $\underline{V}_A - \underline{V}_B$, $\underline{V}_B - \underline{V}_C$ e $\underline{V}_C - \underline{V}_A$, respectivamente.

Cada elemento direcional declara uma falta na direção à frente, se o sinal do torque for positivo, ou na direção reversa, se o sinal do torque for negativo. Para faltas trifásicas, todos os três elementos direcionais vêem a falta na mesma direção. No entanto, para uma falta à terra na direção reversa, o elemento direcional em quadratura poderá responder incorretamente ([47]). Esta condição se deve à grande abertura angular das grandezas de polarização. Com estas grandezas de polarização e operação, no mínimo um elemento direcional poderá tomar uma decisão incorreta.

4.8.2. Elemento direcional de seqüência positiva

Da discussão anterior, verifica-se que o elemento direcional de fase conectado em quadratura não é totalmente seguro. Tensões e correntes de seqüência positiva são as únicas grandezas presentes em faltas trifásicas. Portanto, estas grandezas podem ser utilizadas para produzir um único elemento direcional trifásico em substituição aos três elementos direcionais de

fase conectados em quadratura. O uso de um elemento direcional balanceado, para supervisionar os elementos de sobrecorrente de fase, não descarta o uso de um elemento direcional para faltas desbalanceadas. Contudo, o número de elementos direcionais de fase é reduzido a um. A equação (23) representa o torque calculado pelo elemento direcional de seqüência positiva:

$$T_{32P} = |3\underline{V}_1| \cdot |3\underline{I}_1| \cdot \cos[\angle 3\underline{V}_1 - (\angle 3\underline{I}_1 + \angle Z_{L1})] \quad (23)$$

sendo:

$3\underline{I}_1$ = fasor da corrente de seqüência positiva: $3\underline{I}_1 = \underline{I}_A + a\underline{I}_B + a^2\underline{I}_C$.

$3\underline{V}_1$ = fasor da tensão de seqüência positiva: $3\underline{V}_1 = \underline{V}_A + a\underline{V}_B + a^2\underline{V}_C$.

a = $1\angle 120^\circ$.

$\angle Z_{L1}$ = ângulo da impedância de seqüência positiva da linha.

O sinal de T_{32P} é positivo para faltas trifásicas na direção à frente e negativo para faltas trifásicas na direção reversa. Como uma medida de segurança adicional, a magnitude de T_{32P} deverá exceder um valor mínimo, antes de o elemento direcional considerar a decisão de direção válida. Este requisito evitará uma decisão direcional incorreta quando as grandezas de polarização $|\underline{V}_{I\text{POL}}|$ e operação $|\underline{I}_{I\text{OP}}|$ forem tão pequenas que a defasagem angular entre elas não possa ser determinada com precisão. Um inconveniente do elemento direcional de seqüência positiva, que utiliza a equação de torque, é o torque ser dependente da defasagem angular entre as grandezas de polarização. Assim, se a defasagem angular aumentar, o torque tenderá a diminuir. Portanto, a sensibilidade do elemento direcional também diminuirá ([48]). Diante deste inconveniente, foi desenvolvido um elemento direcional que mede a impedância de seqüência positiva, cuja característica de operação é mostrada no plano complexo da Figura 4.36 ([49]).

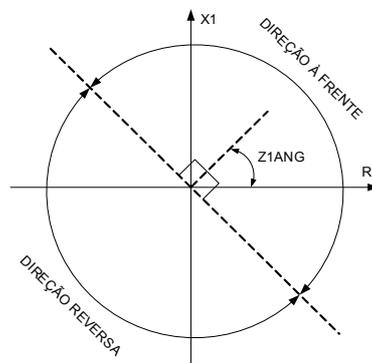


Figura 4.36 - Elemento direcional de impedância de seqüência positiva.

Ao medir a impedância de seqüência positiva, o elemento direcional praticamente torna-se imune à defasagem angular entre as grandezas de seqüência positiva, dentro de uma faixa angular de $\pm 90^\circ$. O elemento direcional declara uma falta na direção à frente quando o ângulo da impedância de seqüência positiva estiver compreendido entre $ZIANG-90^\circ$ e $ZIANG+90^\circ$, em que $ZIANG$ é o ângulo de seqüência positiva da linha. Fora desta faixa angular, a falta será declarada na direção reversa.

4.8.3. Elemento direcional de seqüência negativa

O elemento direcional de seqüência positiva somente discrimina corretamente a direção de faltas equilibradas (trifásicas). Portanto, torna-se necessário um elemento direcional separado para determinar a direção de faltas desbalanceadas (faltas entre fases, e entre fases e a terra). O problema é determinar quais grandezas de polarização deverão ser usadas na construção deste elemento direcional. Uma análise das componentes simétricas revela que somente as componentes de seqüência positiva e negativa estão presentes em todos os tipos de faltas desbalanceadas. Visto que as componentes de seqüência positiva da carga podem confundir o elemento direcional, apenas as componentes de seqüência negativa mostram-se viáveis como grandezas de polarização e operação de um elemento direcional para faltas desbalanceadas ([48]). Um elemento direcional tradicional de seqüência negativa tem a seguinte equação de torque:

$$T32Q = |3\underline{V}_2| \cdot |3\underline{I}_2| \cdot \cos[\angle -3\underline{V}_2 - (\angle 3\underline{I}_2 + \angle Z_{L1})] \quad (24)$$

sendo:

$$3\underline{I}_2 = \text{fasor da corrente de seqüência negativa: } 3\underline{I}_2 = \underline{I}_A + a^2\underline{I}_B + a\underline{I}_C.$$

$$3\underline{V}_2 = \text{fasor da tensão de seqüência negativa: } -3\underline{V}_2 = (\underline{V}_A + a^2\underline{V}_B + a\underline{V}_C) \angle 180^\circ.$$

$T32Q$ é positivo para faltas na direção à frente e negativo para faltas na direção reversa. Assim como o elemento $T32P$, a magnitude de $T32Q$ precisa exceder um valor mínimo. É possível combinar os torques dos elementos direcionais de seqüência positiva e negativa para criar um torque direcional líquido. Este torque direcional de fase combinado $T32P$ e $T32Q$, denominado $T32PQ$, substitui os elementos direcionais individuais de fase. Entretanto, esta combinação de torques poderá não evitar a operação indevida do elemento $T32P$ para faltas bifásicas fora da seção protegida. Um elemento direcional de seqüência negativa, que calcula a impedância de seqüência negativa, é mais eficiente que o torque combinado dos elementos

direcionais de seqüência positiva e negativa, pois não é afetado por condições de carga e faltas fora da seção protegida ([48]). A impedância de seqüência negativa pode ser calculada através da seguinte equação:

$$Z_2 = \frac{\text{Re}\left\{V_2 \cdot (I_2 \cdot 1 \angle Z_{L1})^*\right\}}{|I_2|^2} \quad (25)$$

sendo:

Z_2 = impedância de seqüência negativa.

$\angle Z_{L1}$ = ângulo da impedância de seqüência positiva da linha.

V_2 = fasor da tensão de seqüência negativa.

I_2 = fasor da corrente de seqüência negativa.

A impedância Z_2 assumirá um valor negativo, quando a falta estiver na direção à frente; e positivo, quando a falta estiver na direção reversa. O elemento direcional declara uma falta na direção à frente, se o valor da impedância Z_2 for menor que a impedância Z_{FT} ; uma falta será declarada na direção reversa, se o valor da impedância Z_2 for maior que a impedância Z_{RT} . As impedâncias Z_{FT} e Z_{RT} são calculadas pelo algoritmo do elemento direcional e definidas através das seguintes equações:

$$Z_{FT} = 0,75 \cdot Z_{2F} - 0,25 \cdot \left| \frac{V_2}{I_2} \right| \Leftrightarrow Z_{2F} \leq 0 \quad (26)$$

$$Z_{FT} = 1,25 \cdot Z_{2F} - 0,25 \cdot \left| \frac{V_2}{I_2} \right| \Leftrightarrow Z_{2F} > 0 \quad (27)$$

$$Z_{RT} = 0,75 \cdot Z_{2R} + 0,25 \cdot \left| \frac{V_2}{I_2} \right| \Leftrightarrow Z_{2R} \geq 0 \quad (28)$$

$$Z_{RT} = 1,25 \cdot Z_{2R} + 0,25 \cdot \left| \frac{V_2}{I_2} \right| \Leftrightarrow Z_{2R} < 0 \quad (29)$$

em que Z_{2F} e Z_{2R} são os ajustes definidos pelo usuário, que correspondem aos valores limites das impedâncias de seqüência negativa na direção à frente e na direção reversa, respectivamente, e que delimitam a região de operação do elemento direcional polarizado por tensão de seqüência negativa.

4.8.4. Modelo computacional implementado

A representação do relé digital de sobrecorrente direcional que utiliza o elemento direcional polarizado por tensão de seqüência positiva, para a discriminação da direcionalidade de faltas trifásicas, e o elemento direcional polarizado por tensão de seqüência negativa, para faltas desbalanceadas, é mostrado na Figura 4.37. O modelo possui uma entrada de tensão trifásica, V_{abc} , e uma entrada de corrente trifásica, I_{abc} , ambas as entradas são vetores extraídos do circuito onde o relé é inserido. A saída $DIRF$ irá para nível lógico alto, quando a falta estiver na direção à frente. Quando a falta estiver na direção reversa, a saída $DIRR$ irá para nível lógico alto. As saídas direcionais irão para nível lógico baixo, se o elemento direcional não reconhecer a direção da falta.

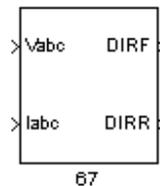


Figura 4.37 - Representação do relé digital de sobrecorrente direcional.

A Figura 4.38 mostra a máscara de ajustes do relé, com os campos de entrada dos parâmetros referentes à impedância de seqüência positiva da linha, $ZIANG$, e das impedâncias de seqüência negativa na direção à frente, $Z2F$, e na direção reversa, $Z2R$. Os parâmetros $50QFP$ e $50QRP$ são ajustes das correntes de operação de seqüência negativa ($3I_2$), que definem a sensibilidade de corrente do elemento direcional de seqüência negativa, para faltas na direção à frente e na direção reversa. O parâmetro $a2$ é um fator que representa a razão entre as magnitudes das correntes de seqüência negativa (I_2) e positiva (I_1) e, portanto, define a sensibilidade do elemento direcional de seqüência negativa perante correntes desequilibradas.

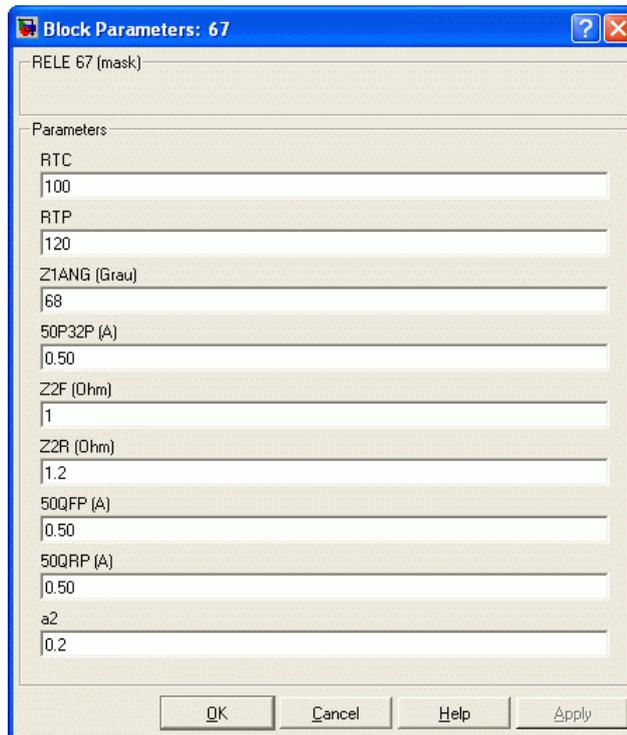


Figura 4.38 - Máscara de ajustes do relé digital de sobrecorrente direcional.

A Figura 4.39 mostra o diagrama de blocos do relé de sobrecorrente direcional, com as entradas de tensão e corrente, e as saídas direcionais. O bloco $32Q$ corresponde ao subsistema do elemento direcional de seqüência negativa, que utiliza a impedância de seqüência negativa para discriminação da direcionalidade de faltas desbalanceadas. O bloco $32P$, controlado pelo bloco $32Q$, corresponde ao subsistema do elemento direcional de seqüência positiva, que utiliza a impedância de seqüência positiva para discriminação de faltas equilibradas. Observa-se que a saída $32QE$ do bloco $32Q$, quando em nível lógico alto, desabilitará o bloco $32P$. Assim, na presença de faltas desbalanceadas o elemento direcional de seqüência positiva ficará fora de serviço. Os operadores lógicos OR canalizam as saídas direcionais $F32Q$ e $F32P$ para a saída $DIRF$, assim como as saídas direcionais $R32Q$ e $R32P$ para a saída $DIRR$.

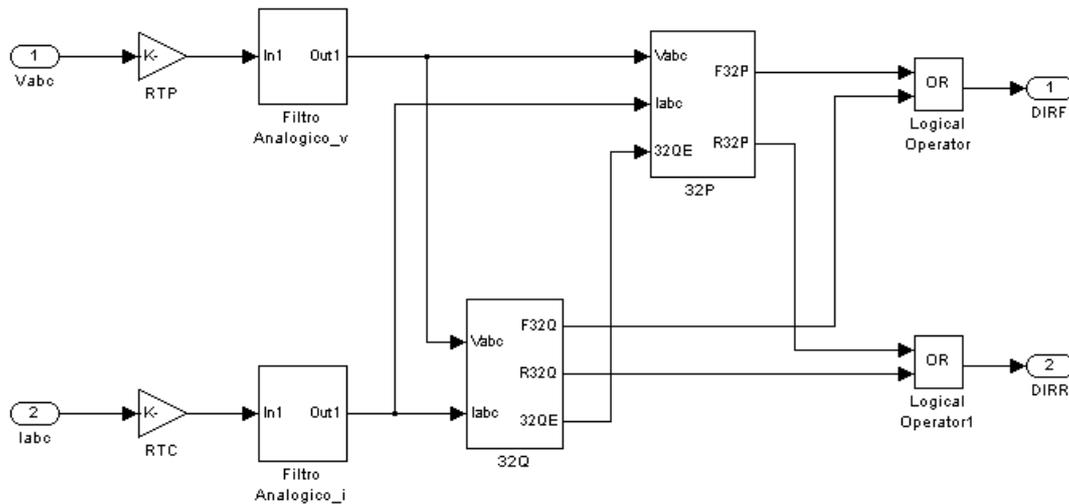


Figura 4.39 - Diagrama de blocos do relé digital de sobrecorrente direcional.

As figuras seguintes procuram detalhar o conteúdo do bloco $32Q$. Na Figura 4.40, pode-se ver a aplicação do bloco *Discrete 3-phase Sequence Analyzer* cuja funcionalidade é extrair o fasor de tensão ou corrente de uma das três componentes simétricas a ser selecionada pelo usuário, uma vez escolhida a componente de frequência fundamental (60 Hz) e a frequência de amostragem (960 Hz). O bloco *Discrete 3-phase Sequence Analyzer* originalmente faz parte da biblioteca do SimPowerSystems, e possui uma saída para a magnitude do fasor e outra para o seu ângulo de fase. Contudo, o bloco foi modificado a fim de possibilitar a extração do fasor em sua forma complexa, necessária ao cálculo da impedância de seqüência negativa. Para isso, foi acrescentada uma saída denominada *complex*. A saída *complex* está conectada à entrada do estágio que realiza a conversão do fasor complexo para magnitude e ângulo de fase.

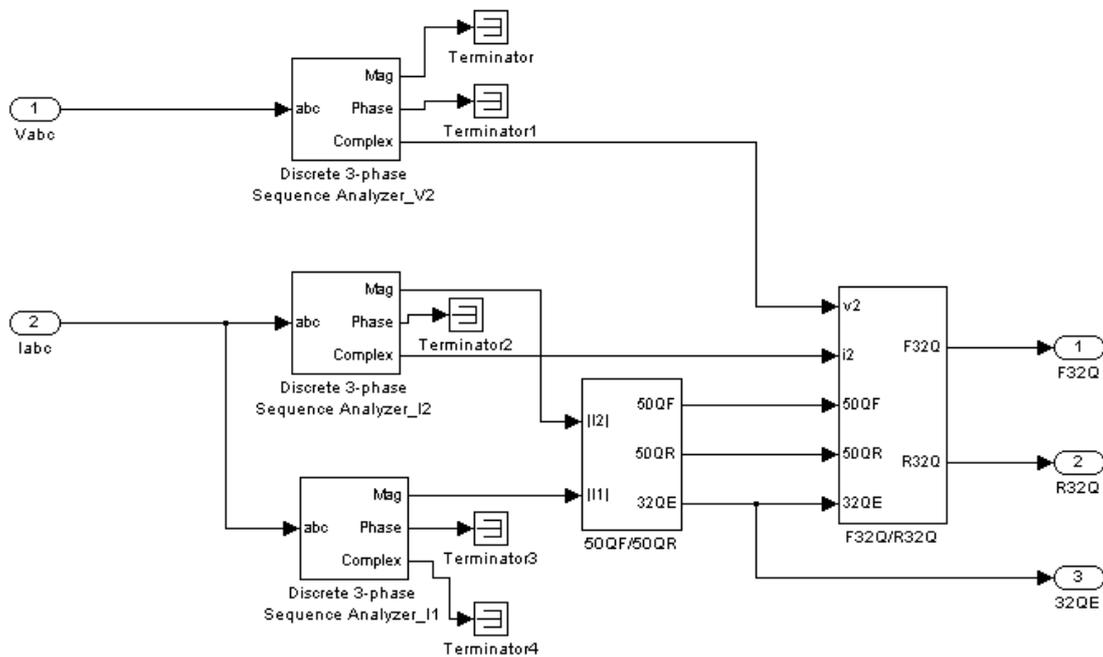


Figura 4.40 - Diagrama de blocos do subsistema 32Q.

Os blocos que compõem o subsistema 50QF/50QR são mostrados na Figura 4.41. A constante QFP está associada ao ajuste 50QFP; a constante QRP ao ajuste 50QRP. O ganho do bloco $Gain1$, $a2$, está vinculado ao ajuste $a2$. A entrada 1 recebe o módulo da corrente de seqüência negativa, $|L_2|$, enquanto que a entrada 2 recebe o módulo da corrente de seqüência positiva, $|L_1|$. A saída 50QF será ativada, se o módulo da corrente de seqüência negativa, $|3L_2|$, for maior que o ajuste 50QFP, a fim de habilitar o subsistema F32Q/R32Q a declarar uma falta na direção à frente; o mesmo ocorre com a saída 50QR, porém a falta será declarada na direção reversa.

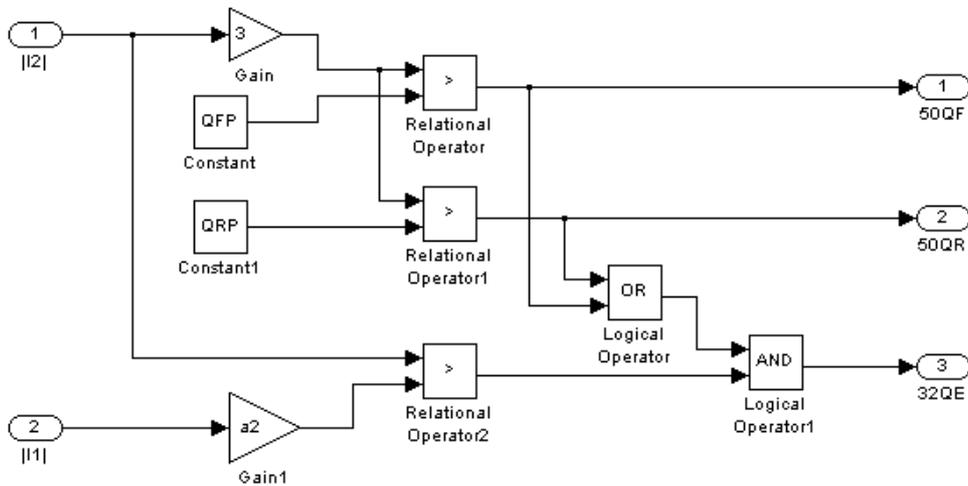


Figura 4.41 - Diagrama de blocos do subsistema 50QF/50QR.

O diagrama de blocos do subsistema $F32Q/R32Q$ é mostrado na Figura 4.42. As constantes $Z2F$, $Z2R$ e $ZIANG$ estão vinculadas aos parâmetros da máscara de ajustes do relé. No bloco *Embedded MATLAB Function*, são processadas as equações (26), (27), (28), (29) que definem os limites de direcionalidade. No bloco Z_2 é processado o cálculo da impedância de seqüência negativa, de acordo com a equação (25), quando a entrada $32QE$ estiver em nível lógico alto. As impedâncias ZFT e ZRT são comparadas com a impedância Z_2 . Se ZFT for maior que Z_2 , o elemento direcional declara uma falta na direção à frente e a saída $F32Q$ será ativada. Por outro lado, se a impedância Z_2 for maior que ZRT , será declarada uma falta na direção reversa e a saída $R32Q$ será ativada. A ativação de ambas as saídas também está condicionada aos sinais $50QF$ e $50QR$ vindos do subsistema $50QF/50QR$.

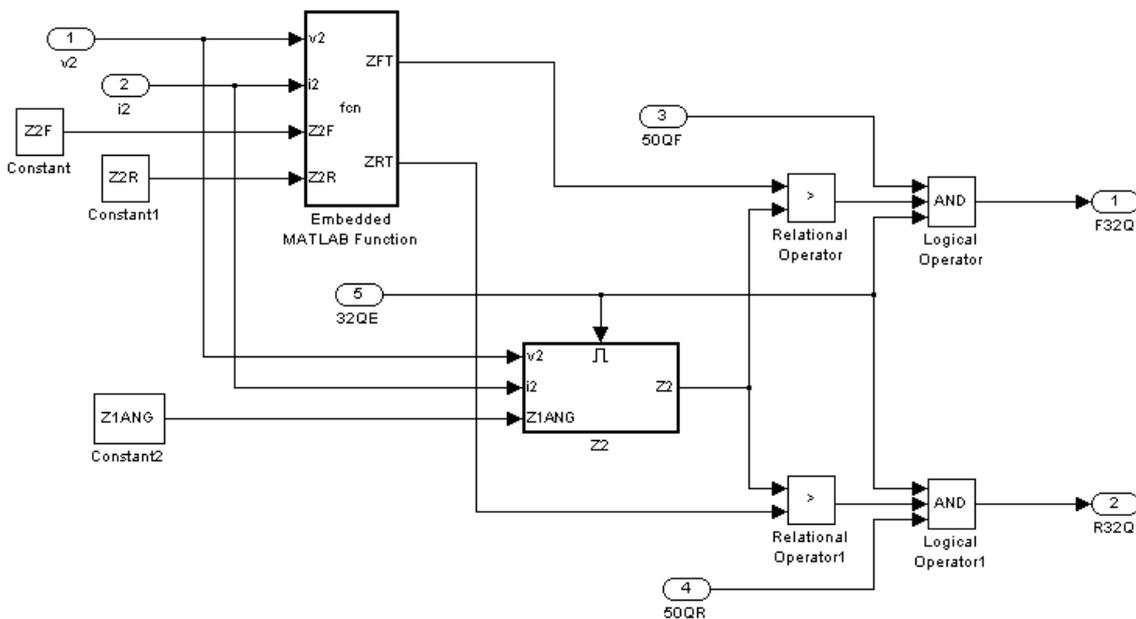


Figura 4.42 - Diagrama de blocos do subsistema $F32Q/R32Q$.

A Figura 4.43 mostra o diagrama de blocos do subsistema $32P$, que é encarregado de indicar apenas a direcionalidade de faltas trifásicas, cuja funcionalidade será descrita a seguir. A saída do bloco *Embedded MATLAB Function*, $z1_ang$, denota o ângulo de fase da impedância de seqüência positiva, estimado a partir dos fasores complexos de tensão e corrente de seqüência positiva, com o auxílio do bloco *Discrete 3-phase Sequence Analyzer*. Quando $z1_ang$ estiver dentro da região angular compreendida entre os ângulos definidos pelas constantes $90+Z1ANG$ e $-90+Z1ANG$ e as magnitudes das correntes de linha forem maiores que o produto da constante $P32P$ (vinculada ao ajuste $50P32P$) por $\sqrt{3}$ e não houver corrente de seqüência negativa, o elemento direcional de seqüência positiva declara uma falta na direção à frente e a saída $F32P$ será ativada. No entanto, quando $z1_ang$ estiver dentro da região angular replemendar, a falta será declarada na direção reversa e a saída $R32P$ será ativada. As magnitudes dos fasores das correntes de linha (\underline{I}_{AB} , \underline{I}_{BC} , \underline{I}_{CA}) são processadas no bloco *IPP*.

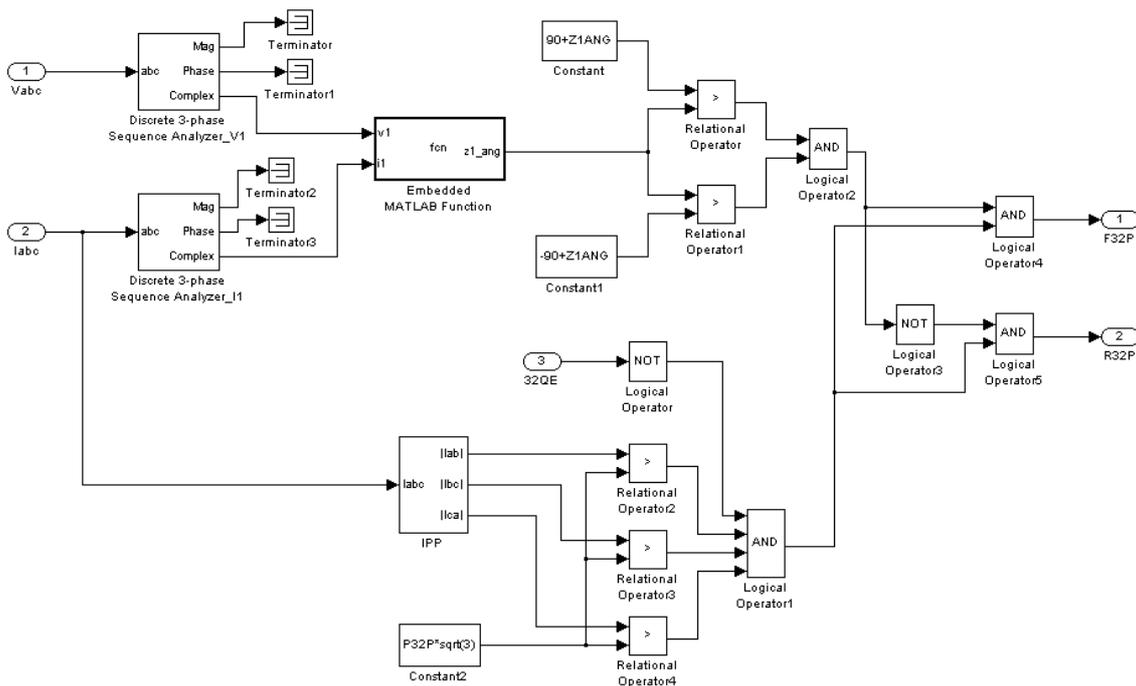


Figura 4.43 - Diagrama de blocos do subsistema 32P.

4.9. Modelo de Relé Digital de Tensão

Para detecção de perda de paralelismo em geração distribuída de pequeno porte, as funções 27 e 59 são universalmente aplicadas ([1]). Por outro lado, a função 59N é a melhor, senão a única, proteção para se detectar faltas à terra em sistemas isolados ([1]). Portanto, foi desenvolvido um modelo de relé digital de tensão, cuja representação é mostrada na Figura 4.44, que incorpora as funções 27, 59 e 59N. O modelo possui uma entrada de tensão trifásica, que é um vetor formado pelas três tensões de fase, e uma saída de disparo para cada função de proteção.

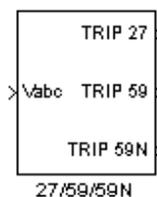


Figura 4.44 - Representação do relé digital de tensão.

A Figura 4.45 mostra a máscara de ajustes do relé em que são definidos os ajustes de tensão de cada função, bem como a sua temporização. Destaca-se que o ajuste de tensão da função 59N refere-se à tensão de seqüência zero ($3V_0$). Um parâmetro importante que foi configurado é a seleção do modo de medição de tensão, que afeta diretamente as funções 27 e 59. O usuário pode escolher se a medição de tensão será fase-neutro (FN) ou fase-fase (FF), pois dependendo da maneira como os TPs estão ligados é interessante medir uma ou outra tensão ([24], [25]).

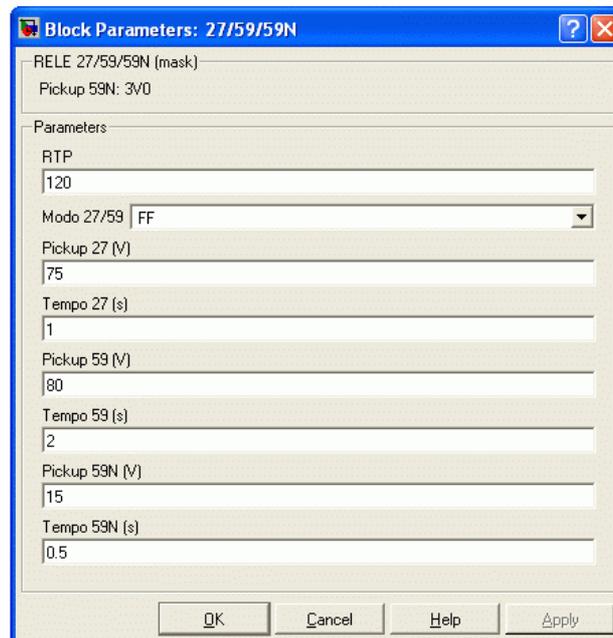


Figura 4.45 - Máscara de ajustes do relé digital de tensão.

A Figura 4.46 mostra o diagrama de blocos do relé, com o bloco de filtragem analógica, comum a todos os modelos de relés deste trabalho, e as saídas de disparo de cada função de proteção. A forma de onda da tensão trifásica é reduzida a valor secundário e escalonada para valor eficaz através do bloco *RTP*, com um ganho fixado em $1/(RTP \cdot \sqrt{2})$. A filtragem analógica é realizada pelo bloco *Filtro Analógico_v*. Os sinais filtrados são enviados ao bloco *Embedded MATLAB Function*, para a formação dos sinais relativos às tensões de fase e de linha, e também ao bloco *Discrete 3-phase Sequence Analyzer*, para a extração da magnitude do fasor de tensão de seqüência zero (V_0). A constante *PS*, vinculada ao parâmetro *Modo 27/59* da máscara de ajustes, informa aos três blocos *Switch* qual tensão selecionar: a tensão de fase ou a tensão de linha. A saída de cada bloco *Switch* passa, então, por um bloco *Discrete Fourier* para a extração

da magnitude do fasor de tensão, que será comparada com o ajuste de tensão da função 27, constante $P27$, e com o ajuste de tensão da função 59, constante $P59$. As saídas dos comparadores, depois de agrupadas em uma porta OR , habilitam a contagem de tempo pelos temporizadores ajustáveis que ativam a saída de disparo. A magnitude do fasor de tensão de seqüência zero (V_0) é multiplicada por três, pois o ajuste de tensão da função 59N, vinculado à constante $P59N$, é dado em $3V_0$. Se a magnitude da tensão $3V_0$ for maior que a constante $P59N$, terá início a contagem de tempo pelo temporizador ajustável. Ao término da contagem, a saída de disparo será ativada.

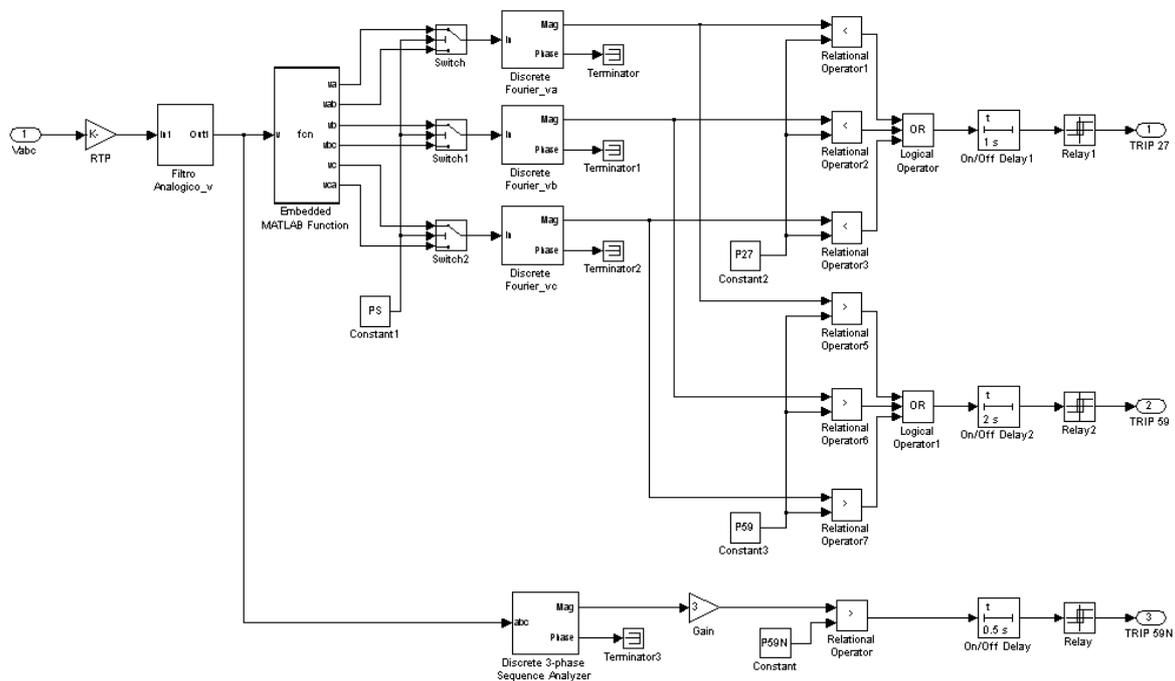


Figura 4.46 - Diagrama de blocos do relé digital de tensão.

4.10. Modelo de Relé Digital de Frequência

Um esquema completo de proteção para detecção de perda de paralelismo em geração distribuída também deve incluir as funções 81U e 81O, além das funções 27 e 59. Para tanto, foi desenvolvido um modelo de relé digital de frequência, que utiliza o método da detecção de passagem por zero da tensão, com dois elementos: um elemento para a função 81U; outro, para a função 81O. A representação do relé digital de frequência é mostrada na Figura 4.47.

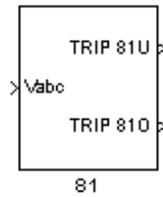


Figura 4.47 - Representação do relé digital de frequência.

A Figura 4.48 mostra a máscara de ajustes do relé. Cada um dos elementos possui um ajuste de frequência, associado a uma temporização ajustável. O ajuste *Pickup 27B81* é aplicado para bloquear a atuação dos elementos de frequência, se qualquer uma das três tensões de fase decair abaixo do valor do ajuste de tensão.

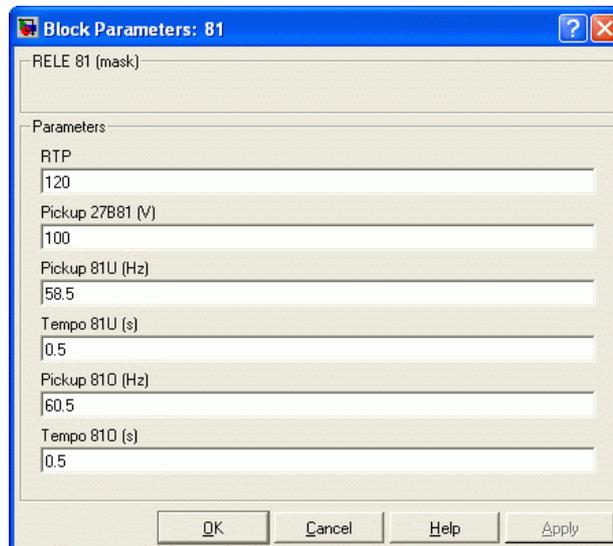


Figura 4.48 - Máscara de ajustes do relé digital de frequência.

A Figura 4.49 apresenta o diagrama de blocos do relé digital de frequência, bastante simples em sua concepção, com os blocos de escalonamento de tensão e filtragem analógica. O bloco de escalonamento de tensão é comum a todos os modelos de relés. A filtragem analógica é realizada por um filtro passa-baixas *Butterworth* de 2ª ordem, com frequência de corte em 360 Hz. O vetor de tensão trifásica após a filtragem analógica passa pelo bloco *Fcn*, que realiza uma combinação linear entre as tensões de fase, a fim de extrair um sinal de tensão composto. A utilização do sinal de tensão composto resulta em um cálculo de frequência mais confiável ([50]).

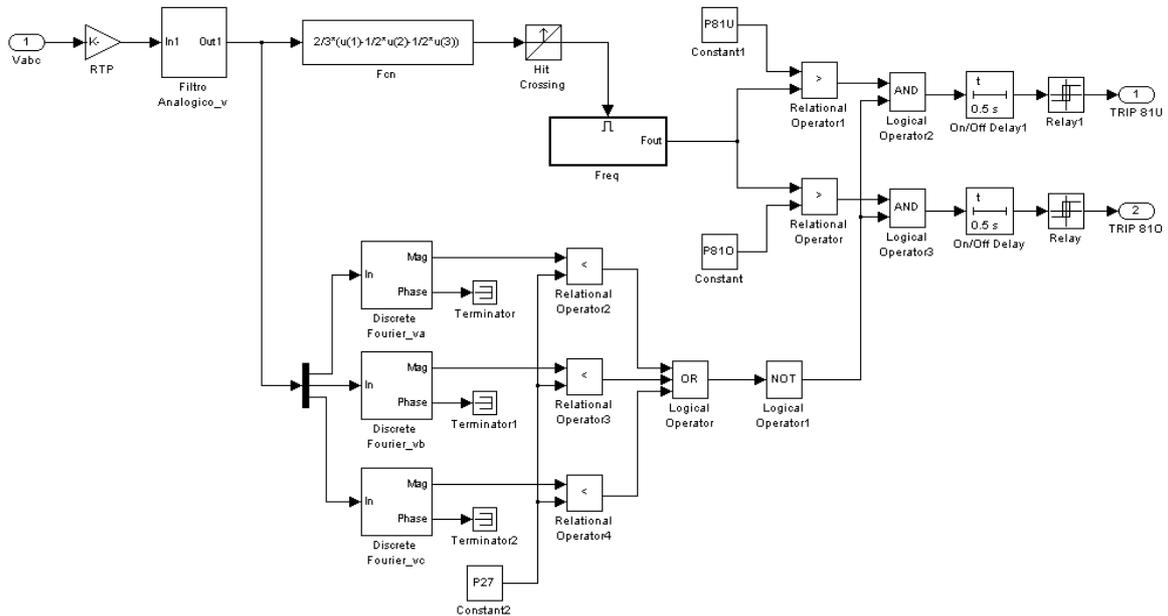


Figura 4.49 - Diagrama de blocos do relé digital de frequência.

O bloco *Hit Crossing* detecta a passagem do sinal de tensão pelo zero durante a subida do sinal, ou seja, a cada período, e gera um pulso que habilita o subsistema *Freq* a realizar o cálculo da frequência, conforme mostra a Figura 4.50. Cada vez que o subsistema é habilitado, o bloco *somador* subtrai do instante atual o instante passado memorizado no bloco de memória (*Memory*). A diferença entre os dois instantes é o período do sinal de tensão. A frequência da tensão é obtida, na saída *Fout*, mediante o cálculo do recíproco do período ($1/u$).

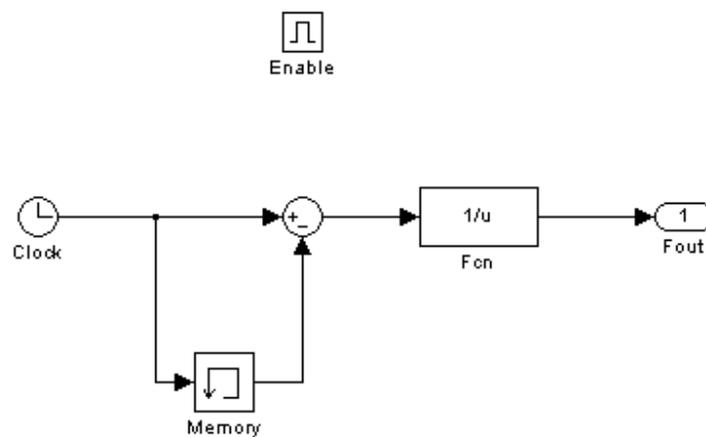


Figura 4.50 - Diagrama de blocos do subsistema *Freq*.

A frequência calculada é, então, comparada com os valores dos ajustes de frequência. Se a frequência for menor que a constante $P81U$, vinculada ao ajuste *Pickup 81U*, terá início a contagem de tempo para a ativação da saída *TRIP 81U*. No entanto, se a frequência for maior que a constante $P81O$, vinculada ao ajuste *Pickup 81O*, terá início a contagem de tempo para a ativação da saída *TRIP 81O*. Contudo, quando qualquer uma das tensões de fase estiver abaixo do valor do ajuste $27B81$, ambas as saídas de disparo são bloqueadas. O bloqueio dos elementos de frequência é obtido através da comparação das magnitudes dos fasores de tensão, extraídos pelos blocos *Discrete Fourier*, com a constante $P27$, que está vinculada ao ajuste *Pickup 27B81*.

4.11. Modelo de Relé Digital de Distância de Fase

Na proteção da interconexão com a geração distribuída de médio porte, a função 67 pode ser substituída pela função 21. A vantagem do uso da função 21 decorre de sua alta sensibilidade em detectar faltas entre fases, se comparada à função 67, ao mesmo tempo em que é praticamente imune à variação da corrente de carga. Assim, nesta seção, será apresentado o modelo implementado de relé digital de distância de fase, com duas zonas de proteção, que tem a finalidade de investigar a dinâmica da detecção de falta baseada na medição de impedância.

4.11.1. Elemento de distância tipo MHO polarizado

A Figura 4.51 mostra que a característica de operação dinâmica do elemento de distância tipo MHO polarizado é construída através da comparação do ângulo de fase entre as grandezas de operação (\underline{S}_{OP}) e polarização (\underline{S}_{POL}) ([41], [51]-[53]). A característica de operação estática, comum aos elementos MHO autopolarizados, é uma circunferência que passa pela origem do sistema de eixos coordenados do plano complexo; o raio da circunferência é o ponto médio da reta \underline{OA} , que forma um ângulo Θ com o eixo V_{real} .

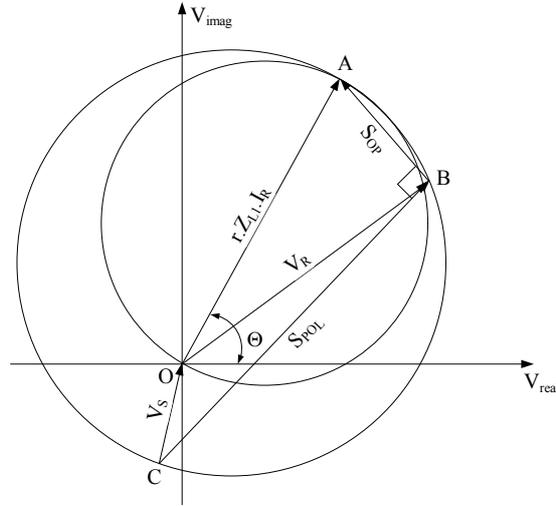


Figura 4.51 - Característica de operação do relé de distância tipo MHO polarizado.

As grandezas que definem a característica de operação do comparador de ângulo de fase tipo co-seno são descritas pelas seguintes expressões:

$$\underline{S}_{OP} = r \cdot Z_{L1} \cdot \underline{I}_R - \underline{V}_R \quad (30)$$

$$\underline{S}_{POL} = \underline{V}_{POL} \quad (31)$$

sendo:

- \underline{V}_R = tensão de linha correspondente ao *loop* de falta.
- \underline{I}_R = corrente de linha correspondente ao *loop* de falta.
- Z_{L1} = impedância de seqüência positiva da linha.
- r = alcance do elemento MHO em p.u.
- \underline{V}_{POL} = tensão de polarização.
- \underline{V}_S = tensão na impedância da fonte atrás do relé.

\underline{V}_R e \underline{I}_R são os fasores de tensão e corrente de uma impedância de malha (*loop*) particular. Uma vez que seis malhas são necessárias para detectar todos os tipos de faltas (AN, BN, CN, AB, BC, CA), o relé de distância de fase utiliza apenas três malhas (AB, BC, CA). No modelo desenvolvido, a tensão de polarização consiste do fasor de seqüência positiva, não memorizada, da tensão de linha. A ação de memória é efetiva apenas para faltas trifásicas nos terminais do relé, que resultam em perda total da tensão de polarização. Contudo, se a falta

trifásica apresentar uma pequena resistência de falta, ainda assim poderá ser produzida uma tensão de polarização. Portanto, a título de simplificação, a ação de memória não foi representada no modelo. Um elemento de distância tipo MHO polarizado, com alcance r , detectará uma falta quando o produto escalar entre as grandezas de operação e polarização for positivo, ou seja, se a diferença angular entre os fasores \underline{S}_{OP} e \underline{S}_{POL} for menor que 90° . Esta condição é representada matematicamente através da seguinte expressão:

$$\text{Re}\left\{\left(r \cdot Z_{L1} \cdot \underline{I}_R - \underline{V}_R\right) \cdot \underline{V}_{POL}^*\right\} \geq 0 \quad (32)$$

Nesta expressão, “Re” denota a parte real do número complexo e “*” o seu conjugado. O relé detectará uma falta à frente, se a impedância calculada (Z_R) for menor ou igual à impedância ajustada para uma determinada zona de proteção ($r \cdot |Z_{L1}|$). O termo $r \cdot |Z_{L1}|$ é isolado a fim de expressar a condição de operação do relé:

$$r \cdot |Z_{L1}| \geq Z_R = \frac{\text{Re}\left\{\underline{V}_R \cdot \underline{V}_{POL}^*\right\}}{\text{Re}\left\{1 \angle Z_{L1} \cdot \underline{I}_R \cdot \underline{V}_{POL}^*\right\}} \quad (33)$$

Com $1 \angle Z_{L1}$ que representa um fasor de módulo unitário e ângulo igual ao ângulo da impedância de seqüência positiva da linha. A expressão (33) é generalizada para as três malhas de impedância (MAB , MBC , MCA) de falta bifásica, em que a tensão de polarização é substituída pelo fasor de seqüência positiva da tensão de linha:

$$MAB = \frac{\text{Re}\left\{\underline{V}_{AB} \cdot (\underline{V}_{A1} - \underline{V}_{B1})^*\right\}}{\text{Re}\left\{1 \angle Z_{L1} \cdot \underline{I}_{AB} \cdot (\underline{V}_{A1} - \underline{V}_{B1})^*\right\}} \quad (34)$$

$$MBC = \frac{\text{Re}\left\{\underline{V}_{BC} \cdot (\underline{V}_{B1} - \underline{V}_{C1})^*\right\}}{\text{Re}\left\{1 \angle Z_{L1} \cdot \underline{I}_{BC} \cdot (\underline{V}_{B1} - \underline{V}_{C1})^*\right\}} \quad (35)$$

$$MCA = \frac{\text{Re}\left\{\underline{V}_{CA} \cdot (\underline{V}_{C1} - \underline{V}_{A1})^*\right\}}{\text{Re}\left\{1 \angle Z_{L1} \cdot \underline{I}_{CA} \cdot (\underline{V}_{C1} - \underline{V}_{A1})^*\right\}} \quad (36)$$

Os denominadores das expressões (34), (35) e (36) são torques (TAB , TBC , TCA) com sinal que conferem uma característica direcional ao comparador de ângulo de fase tipo co-seno. O

sinal positivo do torque indica que a falta está na direção à frente; o sinal negativo, que a falta está na direção reversa. Caso a falta esteja na direção à frente, o comparador verifica se a impedância da malha de falta está situada dentro da característica de operação do elemento MHO, testando a condição de desigualdade da expressão (32). Porém, o comparador poderá apresentar problemas de confiabilidade durante uma condição severa de carregamento, concomitante com uma falta bifásica na direção reversa ([50]). Esta condição adversa é contornada com o emprego de um elemento direcional adicional. No modelo desenvolvido, foram utilizados os elementos direcionais polarizados por tensão de seqüência positiva e negativa, descritos no modelo de relé digital de sobrecorrente direcional.

4.11.2. Modelo computacional implementado

A Figura 4.52 mostra a representação do relé digital de distância de fase, com as entradas trifásicas de tensão e corrente, e as saídas de disparo da zona 1 (*TRIP Z1*) e da zona 2 (*TRIP Z2*). A zona 1 normalmente é ajustada para alcançar 80% da impedância de seqüência positiva da linha, com uma temporização instantânea ([41], [51]-[53]). O alcance reduzido da zona 1 considera o erro de medição devido à classe de exatidão dos TCs e TPs, e o erro devido aos valores calculados para os parâmetros elétricos da linha (impedâncias de seqüência positiva e zero), uma vez que não é possível medir com exatidão a impedância de uma falta localizada a 100% do comprimento da linha. Assim, evita-se que a zona 1 atue para uma falta fora da linha. A zona 2 é ajustada para alcançar, no mínimo, 120% da impedância de seqüência positiva da linha, com uma temporização em torno de 0,30 a 0,50 segundo a fim de assegurar seletividade com a zona 1 das proteções das linhas adjacentes ao terminal remoto ([41], [51]-[53]).

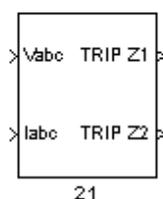


Figura 4.52 – Representação do relé digital de distância de fase.

Os ajustes dos elementos de distância tipo MHO, conforme mostra a máscara de ajustes da Figura 4.53, são os seguintes: *Polarização do Elemento MHO* (Autopolarizado ou Seqüência Positiva), *50PP1* (corrente de operação do elemento de zona 1), *50PP2* (corrente de operação do elemento de zona 2), *Alcance ZONA 1* (impedância do elemento de zona 1), *Tempo ZONA 1*

(temporização da zona 1), *Alcance ZONA 2* (impedância do elemento de zona 2) e *Tempo ZONA 2* (temporização da zona 2). Exceto o ajuste *50P32P*, os demais ajustes são os mesmos do modelo do relé de sobrecorrente direcional, pois o modelo do relé de distância de fase também utiliza os elementos direcionais polarizados por tensão de seqüência positiva e negativa. O conteúdo do bloco *Constant2* do subsistema *32P* (vide Figura 4.43), vinculado ao ajuste *50P32P*, foi substituído por um valor fixo de 0,5 A, no modelo do relé de distância de fase, uma vez que este valor é inerente às características do relé de distância comercial de corrente nominal igual a 5 A.

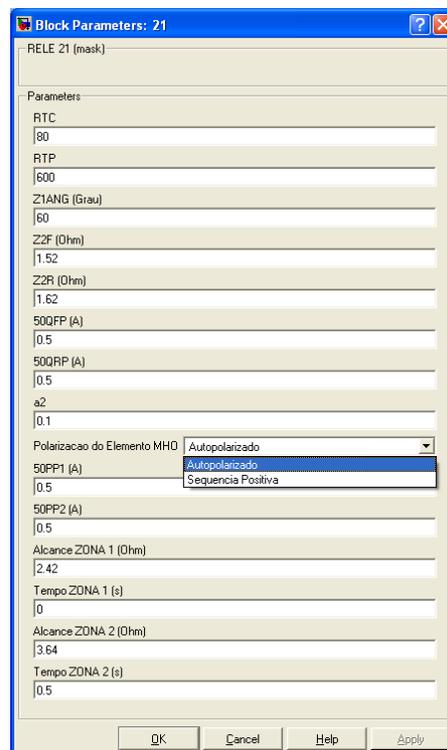


Figura 4.53 – Máscara de ajustes do relé digital de distância de fase.

Na Figura 4.54, apresenta-se o diagrama de blocos do relé digital de distância de fase. Os sinais de tensão e corrente são escalonados e filtrados; há um filtro *anti-aliasing* para tensão e outro para corrente. Os sinais filtrados são processados nos blocos dos subsistemas *32P* e *32Q*, para a composição dos elementos direcionais de seqüência positiva e negativa, e no bloco do subsistema *Fasores*, para a extração dos fasores das tensões e correntes de fase.

No bloco do subsistema *ZM*, que é mostrado na Figura 4.55, são processadas as magnitudes das impedâncias das malhas de falta, descritas pelas expressões (34), (35) e (36), e gerados os sinais de atuação de cada uma das zonas de proteção.

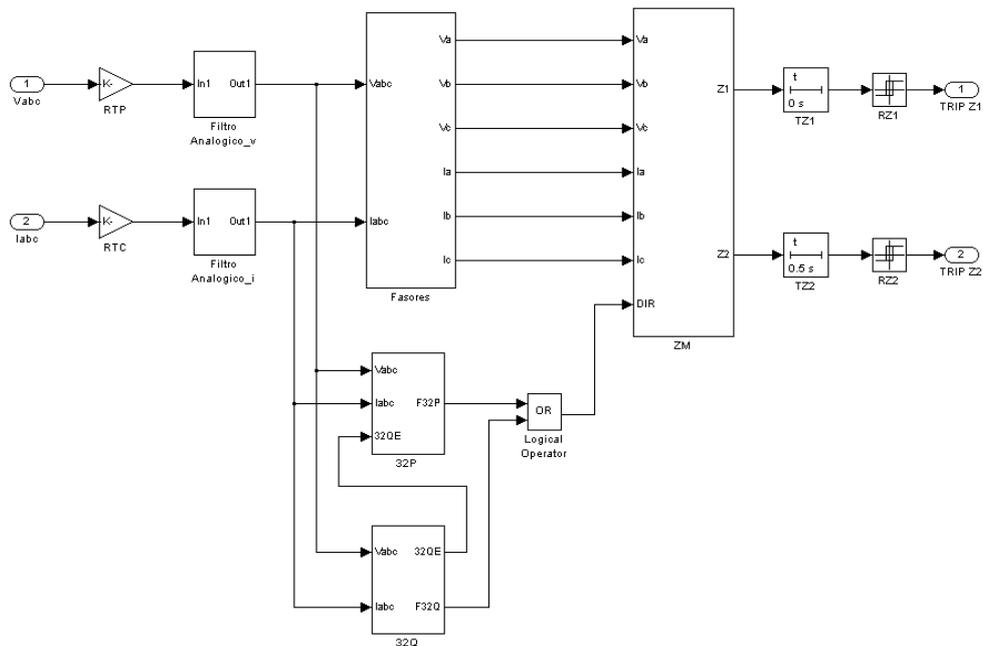


Figura 4.54 – Diagrama de blocos do relé digital de distância de fase.

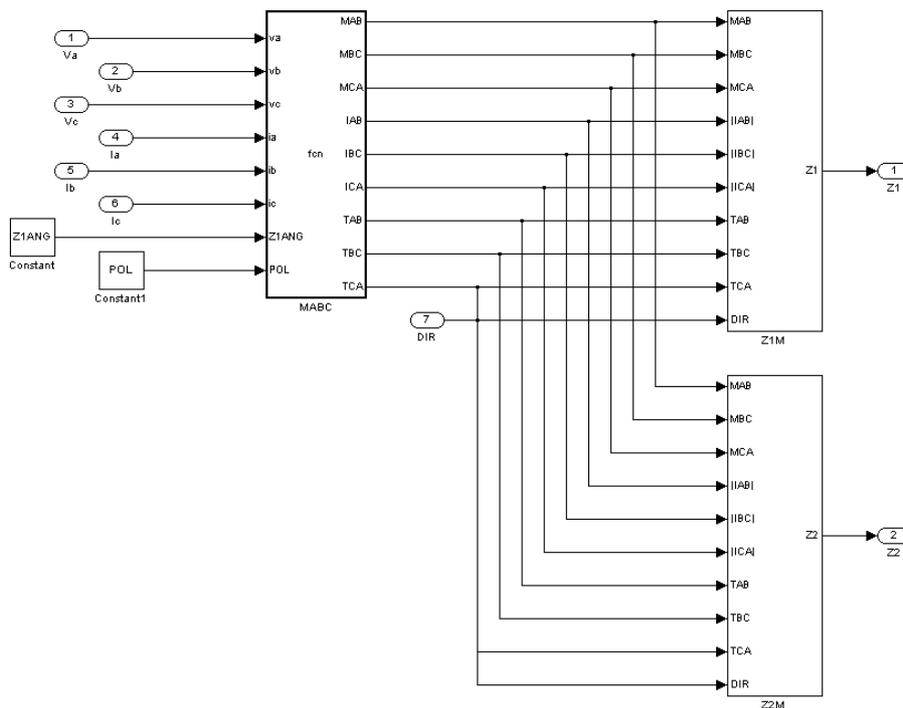


Figura 4.55 – Diagrama de blocos do subsistema ZM.

O cálculo das magnitudes das impedâncias de malha é realizado no bloco do subsistema *MABC*, enquanto que a lógica de decisão de atuação é realizada no bloco do subsistema *Z1M*,

para a zona 1, e no bloco do subsistema *Z2M*, para a zona 2. No subsistema *MABC* também são processados os fasores das correntes de linha \underline{I}_{AB} , \underline{I}_{BC} , \underline{I}_{CA} . O diagrama de blocos do subsistema *ZIM* é mostrado na Figura 4.56. Neste bloco estão os comparadores que decidem sobre a magnitude da impedância calculada com o alcance ajustado para a zona 1, atribuído à constante *ZI*. Se a impedância calculada para uma determinada malha de falta for menor que a constante *ZI* e a corrente de linha desta malha for maior que a constante *PP1*, vinculada ao ajuste *50PP1*, e a falta estiver na direção à frente, terá início a contagem do tempo de disparo pelo temporizador da zona 1. Ao término da contagem, normalmente instantânea, será emitido o sinal de disparo. A alta velocidade de atuação da zona 1 pode gerar um falso disparo, enquanto as saídas dos elementos direcionais de seqüência positiva e negativa mudam de estado. Por exemplo, supondo que uma corrente de carga equilibrada circula no sentido da barra para a linha e ocorre uma falta bifásica atrás do relé, a saída do elemento direcional de seqüência positiva, que indicava uma condição de falta na direção à frente, não muda de estado subitamente. Neste instante, a zona 1 poderá atuar. Portanto, foi adicionado na saída de atuação da zona 1 um bloco *Zero-Order Hold*, com um tempo de amostragem de 1/4 de ciclo, para sobrepor-se aos transitórios numéricos e às variações bruscas de estados.

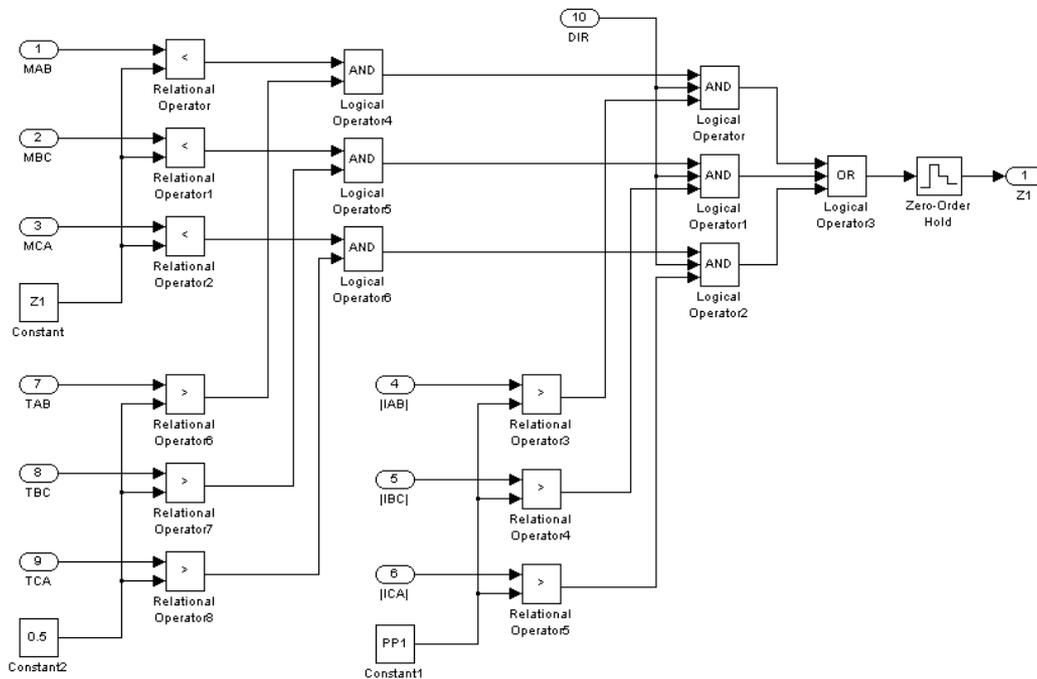


Figura 4.56 – Diagrama de blocos do subsistema *ZIM*.

O diagrama de blocos do subsistema *Z2M* é mostrado na Figura 4.57. Neste bloco também são usados os comparadores que decidem sobre a magnitude da impedância calculada com o alcance ajustado para a zona 2, atribuído à constante *Z2*. Se a impedância calculada para uma determinada malha de falta for menor que a constante *Z2* e a corrente de linha desta malha for maior que a constante *PP2*, vinculada ao ajuste *50PP2*, e a falta estiver na direção à frente, terá início a contagem do tempo de disparo pelo temporizador da zona 2. Ao término da contagem, será emitido o sinal de disparo.

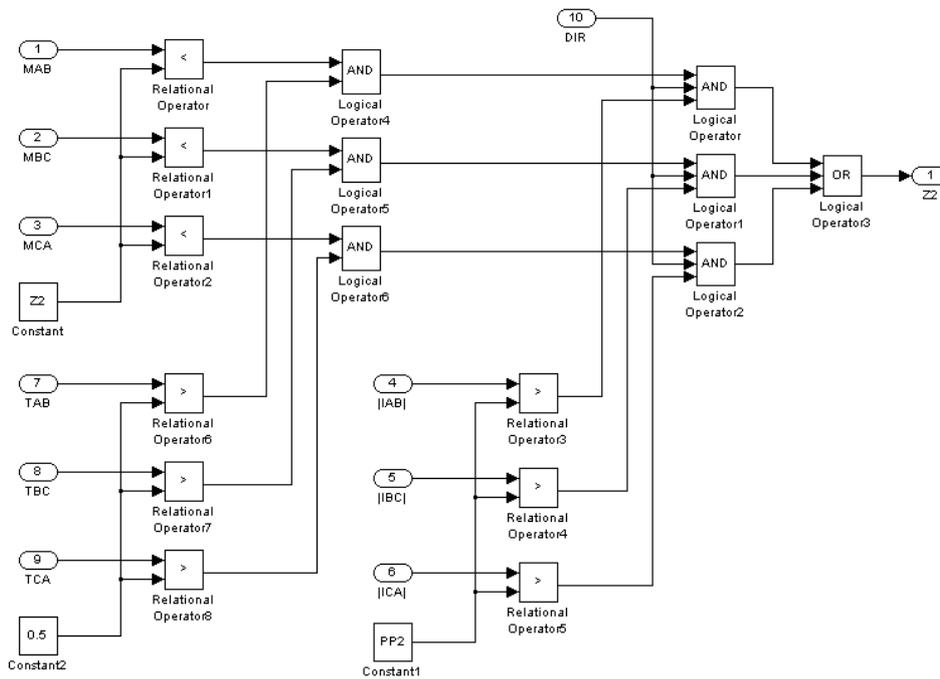


Figura 4.57 – Diagrama de blocos do subsistema *Z2M*.

5. VALIDAÇÃO DOS MODELOS DESENVOLVIDOS

Os modelos desenvolvidos serão, neste capítulo, validados através da comparação dos resultados obtidos por simulação com o comportamento real de relés comerciais. Adicionalmente, tal validação dos modelos foi realizada através de duas metodologias. Na primeira metodologia, dados obtidos em campo através de oscilografias de relés foram utilizados como entrada para os modelos desenvolvidos. Então, o comportamento do relé comercial foi comparado com o comportamento do modelo simulado. Na segunda metodologia, os dados de tensão e corrente foram gerados através de simulações de transitórios eletromagnéticos utilizando-se o ATP. Então, tais dados foram utilizados para verificar o comportamento de um relé comercial, através do uso de caixa de teste, e do relé simulado.

5.1. Validação dos Modelos de Relés Digitais de Sobrecorrente

5.1.1. Validação do modelo de relé digital de sobrecorrente de terra

Nesta seção, serão apresentados os resultados da validação do modelo de relé digital de sobrecorrente de terra e de seqüência negativa com controle direcional. Os demais modelos de relés de sobrecorrente possuem o mesmo algoritmo gerador de curva de tempo, tornando-se desnecessária sua validação. A validação consiste em comparar o erro percentual relativo entre os tempos de atuação do modelo e de um relé digital do tipo multifunção comercial que utiliza uma variação do algoritmo de Fourier de um ciclo, o filtro co-seno de um ciclo. Ambos os relés, o comercial e o modelo, foram parametrizados com os mesmos ajustes e submetidos às mesmas condições de falta.

Uma alternativa a ter que simular faltas em um programa de transitórios eletromagnéticos, como o ATP, é coletar os registros de faltas do próprio relé comercial. Com isso, tem-se uma boa base de comparação, pois são conhecidas todas as informações a respeito da evolução da falta, da operação dos elementos de proteção e do tempo de atuação do relé. A Figura 5.1 mostra os sinais de tensões e correntes que foram aplicados no modelo computacional de relé digital de sobrecorrente de terra com controle direcional (67+51N).

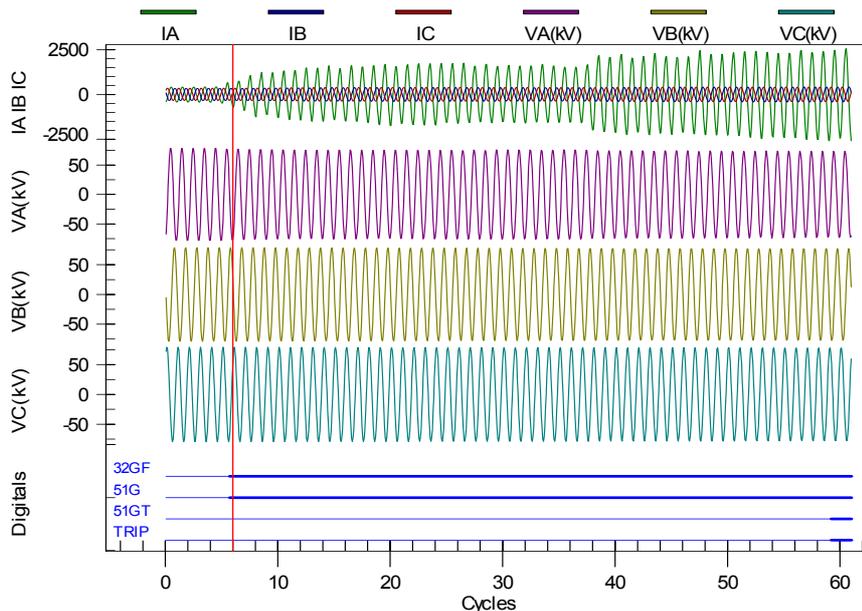


Figura 5.1 – Oscilograma de uma falta à terra com resistência de arco.

Os registros foram coletados do relé comercial e representam uma falta da fase “A” para a terra, com resistência de arco, em uma linha de transmissão de 138 kV. A falta provocou a operação do elemento 51G em 94,8 ms, sendo eliminada em 986,5 ms pela operação do elemento 51GT; portanto, o relé comercial atuou em 891,7 ms (986,5 ms – 94,8 ms). Os elementos internos de proteção 51G e 51GT, segundo a nomenclatura do fabricante do relé, designam que o limiar da corrente de operação foi atingido e a saída de disparo da função de sobrecorrente temporizada de terra (ANSI 51N) foi ativada, respectivamente.

A Figura 5.2 mostra as máscaras de ajustes do relé digital de sobrecorrente de terra com controle direcional. A Figura 5.2(a) mostra os ajustes do relé de sobrecorrente direcional e a Figura 5.2(b), os ajustes do relé de sobrecorrente de terra. Estes mesmos ajustes foram obtidos do relé comercial, a fim de comparar os tempos de atuação.

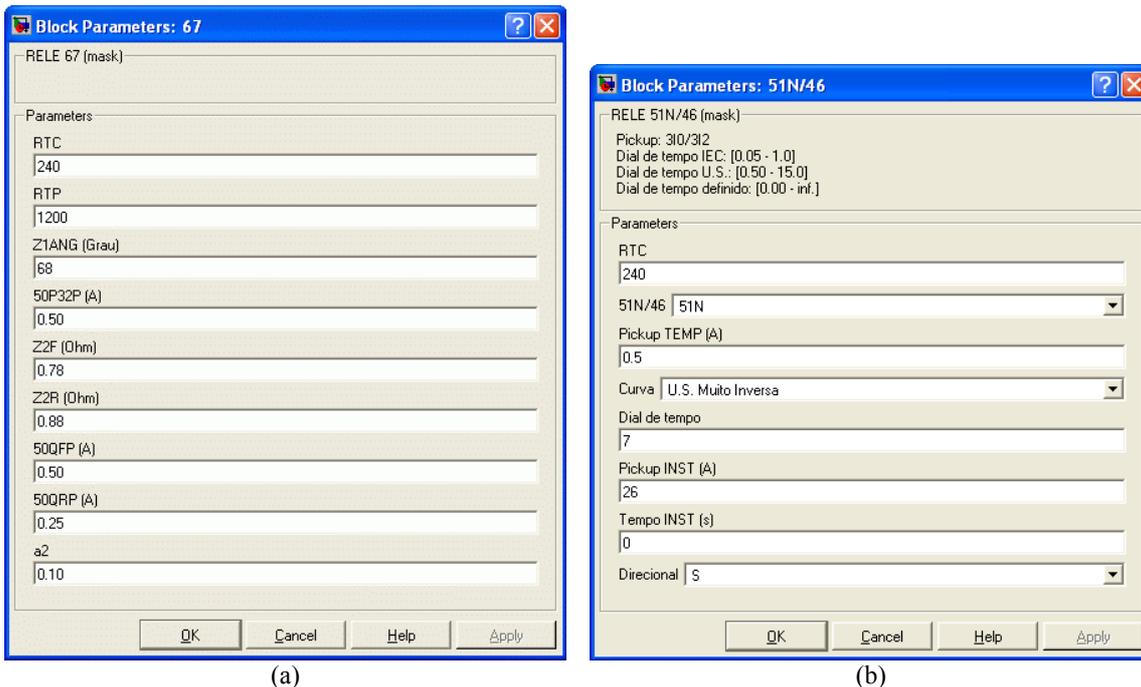


Figura 5.2 – Máscaras de ajustes do relé digital de sobrecorrente de terra com controle direcional.

Os modelos desenvolvidos neste trabalho são modulares e, portanto, possibilitam a associação de vários modelos para compor um sistema de proteção mais complexo. Na Figura 5.3, vê-se a associação entre os modelos de relés 67 e 51N/46 que compõe o relé digital de sobrecorrente de terra com controle direcional (67+51N).

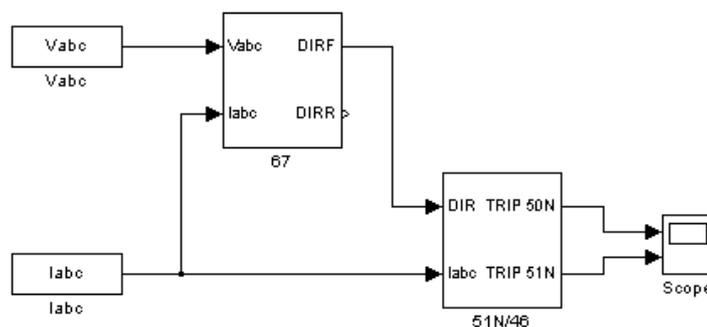


Figura 5.3 – Circuito utilizado para validação do modelo de relé 67+51N.

O modelo de relé 67, por utilizar um elemento direcional de seqüência negativa, discrimina corretamente a direção de faltas à terra, não sendo necessária a utilização de um elemento direcional polarizado por tensão de seqüência zero. O arquivo com as tensões e correntes registradas pelo relé comercial foi convertido para um arquivo no formato COMTRADE - arquivo com a formatação padronizada pelo IEEE e utilizado para o intercâmbio

de dados comuns a simulações de transitórios eletromagnéticos ([54]) – e depois para um arquivo no formato binário (“arquivo.mat”) do Matlab. Os arquivos no formato do Matlab são separados em vetores de tensão e corrente trifásicas, que são aplicados nas entradas de tensão e corrente do modelo.

A Figura 5.4 mostra a evolução da impedância de seqüência negativa, Z_2 , calculada pelo modelo, e das impedâncias limites, para faltas na direção à frente, Z_{FT} , e na direção reversa, Z_{RT} , respectivamente. Observa-se que a impedância de seqüência negativa assume valores negativos a partir do instante de detecção da falta, pois a falta está localizada à frente do relé. Visto que $Z_2 < Z_{FT}$ e $Z_2 < Z_{RT}$, o elemento direcional de seqüência negativa declara uma falta na direção à frente. As oscilações verificadas ao término da falta são transitórios numéricos oriundos de descontinuidades dos sinais aplicados. O modelo pode manter a saída contínua a partir da última amostra processada, se o usuário assim definir.

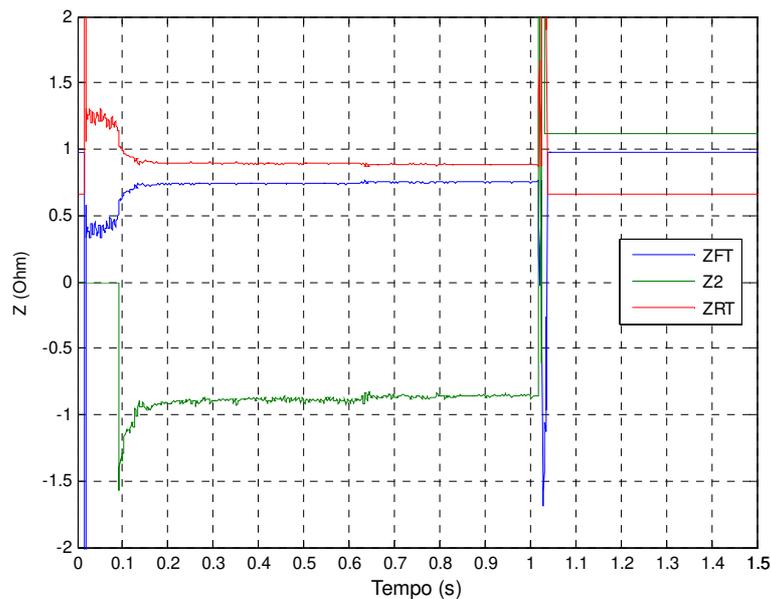


Figura 5.4 – Impedância calculada pelo elemento direcional de seqüência negativa.

Os gráficos da Figura 5.5 mostram os sinais dos elementos direcionais de seqüência positiva e negativa. O sinal $F32P$ que se encontrava em nível alto e mantinha a saída $DIRF$ ativada, pois circulava uma corrente equilibrada pelo relé em direção à carga, vai para nível baixo no instante em que uma condição de desequilíbrio de corrente é detectada (sinal $32QE$ em nível alto). Neste instante, o elemento direcional de seqüência negativa declara uma falta na direção à

frente, o que se verifica pela subida do sinal $F32Q$, mantendo a saída $DIRF$ continuamente ativada até o final da falta.

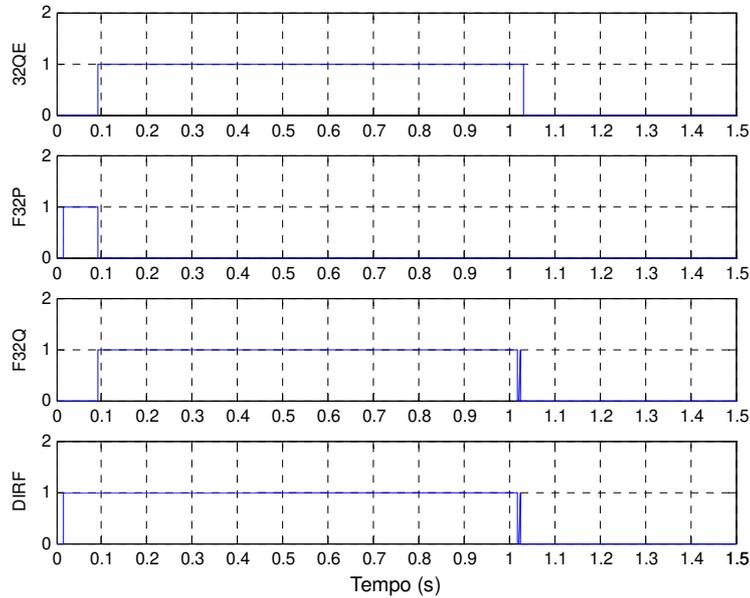


Figura 5.5 – Sinais dos elementos direcionais de detecção de falta na direção à frente.

A Figura 5.6 mostra os sinais dos elementos direcionais de seqüência positiva e negativa que discriminam uma falta na direção reversa. Os elementos direcionais se mantêm continuamente em nível baixo durante toda a aplicação do registro de falta, comprovando a correta ação direcional para uma falta na direção à frente.

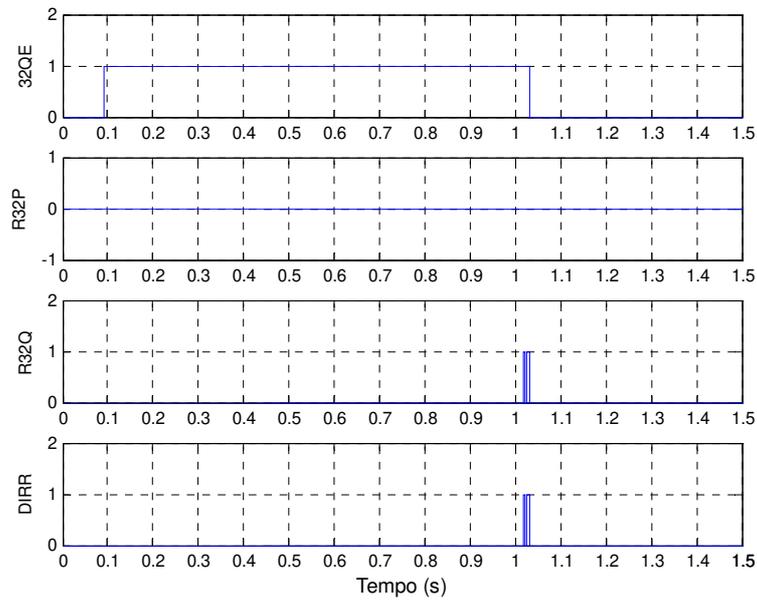


Figura 5.6 – Sinais dos elementos direcionais de detecção de falta na direção reversa.

O tempo de atuação do modelo de relé digital de sobrecorrente de terra é mostrado na Figura 5.7. Também são mostrados os sinais da magnitude do fasor da corrente de seqüência zero ($3I_0$), do ajuste da corrente de operação (*Pickup 51N*), da operação do elemento de sobrecorrente de terra (*51N*), e da saída de disparo (*TRIP 51N*). Todos os valores de corrente estão referidos ao secundário.

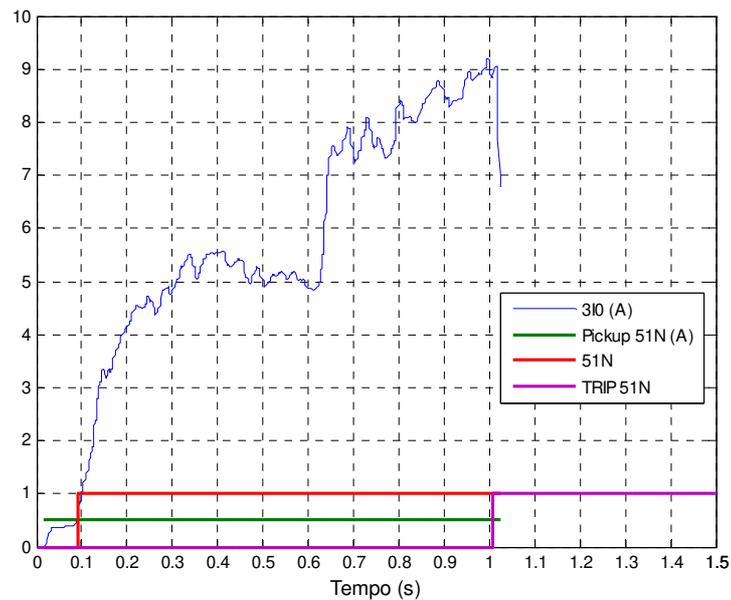


Figura 5.7 – Tempo de atuação do modelo de relé 67+51N.

No momento em que a corrente de seqüência zero supera o ajuste da corrente de operação, em aproximadamente 90,6 ms, ocorre a operação do elemento de sobrecorrente de terra. Decorridos 1,0059 s, a saída de disparo do elemento de sobrecorrente é ativada; portanto, o tempo de atuação do modelo é igual a 915,3 ms (1005,9 ms – 90,6 ms). O erro percentual relativo entre os tempos de atuação do modelo e do relé comercial é igual a 2,65%. Bastante razoável, se considerarmos que a precisão da curva de tempo do relé comercial é $\pm 4\%$ do tempo da curva normalizada, para uma corrente entre 2 e 30 múltiplos da corrente de operação, ou $\pm 1,50$ ciclo.

5.1.2. *Validação do modelo de relé digital de sobrecorrente de seqüência negativa*

O registro de falta fornecido pelo relé comercial, para a validação do modelo de relé 67+51N, foi extraído com uma taxa de amostragem de 16 amostras/ciclo. A utilização de registros de faltas extraídos de um arquivo gerado fora do relé comercial, a uma taxa de amostragem capaz de reproduzir os transitórios de alta freqüência, é uma importante fonte de referência quando há interesse em avaliar o modelo e o relé comercial com imparcialidade. Neste caso, o programa ATP é uma ferramenta bem adequada para a simulação de transitórios de faltas a serem empregados na validação de modelos de relés digitais. A validação do modelo de relé digital de sobrecorrente de seqüência negativa com controle direcional (67+46) consiste da comparação entre os tempos de atuação do modelo e do relé comercial, com as mesmas funções habilitadas, e com os mesmos ajustes parametrizados. Ambos os relés foram submetidos a uma falta bifásica-terra (fases A-B e terra), sem resistência de falta, em uma linha de transmissão radial de 69 kV, com extensão de 35 km, e que alimenta uma carga trifásica ligada no fim da linha. A falta foi aplicada, em $t = 100$ ms, a 5 km do ponto de instalação do relé. A linha de transmissão a parâmetros distribuídos, considerada transposta, e a falta foram modeladas com o programa ATP. O passo de integração foi ajustado em 10 ms.

Os sinais de correntes trifásicas foram gerados com a amplitude adequada para não superar as especificações dos circuitos de entrada de corrente do relé comercial, pois, assim, evita-se a saturação do conversor A/D e a linearidade da conversão fica mantida dentro da faixa do múltiplo da corrente de operação (2 a 30 múltiplos). O efeito da saturação dos transformadores de corrente não foi representado no programa ATP por motivos de simplicidade, porém nada impede que os modelos sejam utilizados nessas circunstâncias. O circuito utilizado para a validação do modelo é o mesmo da Figura 5.3. Entretanto, foram modificados os ajustes do relé

67 e selecionada a função 46 em vez da função 51N. A Figura 5.8 mostra as máscaras de ajustes do relé digital de sobrecorrente de seqüência negativa com controle direcional.

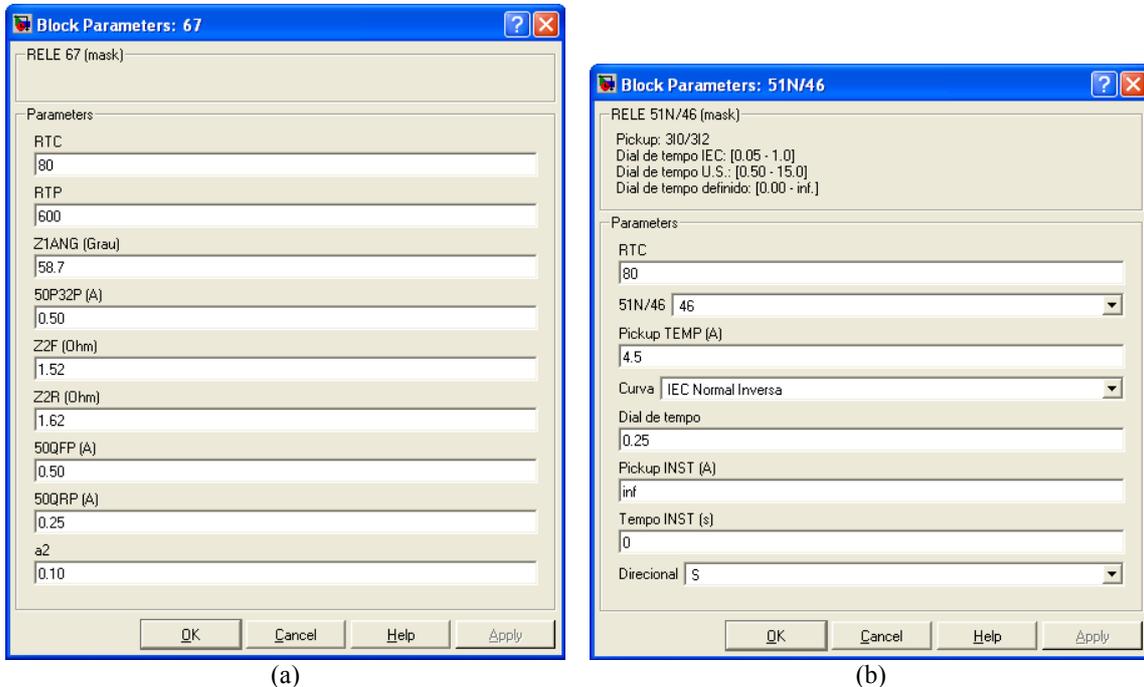


Figura 5.8 – Máscaras de ajustes do relé digital de sobrecorrente de seqüência negativa com controle direcional.

Os tempos de atuação do modelo e do relé comercial foram medidos a partir do instante de aplicação da falta ($t = 100$ ms), e não a partir do instante em que os elementos de sobrecorrente são ativados. Desta forma, o tempo de resposta do algoritmo de Fourier de um ciclo é considerado no tempo de atuação.

A Figura 5.9 mostra os sinais de tensões e correntes de falta gerados com o programa ATP, que foram aplicados no relé comercial, primeiramente. A falta provocou a operação do elemento 51Q em 116,7 ms e a operação do elemento 51QT em 783,3 ms; portanto, o relé comercial atuou em 683,3 ms (783,3 ms – 100 ms), medido a partir do instante de aplicação da falta. Os elementos internos de proteção 51Q e 51QT, segundo a nomenclatura do fabricante do relé, designam que o limiar da corrente de operação foi atingido e a saída de disparo da função de sobrecorrente temporizada de seqüência negativa (ANSI 46) foi ativada, respectivamente.

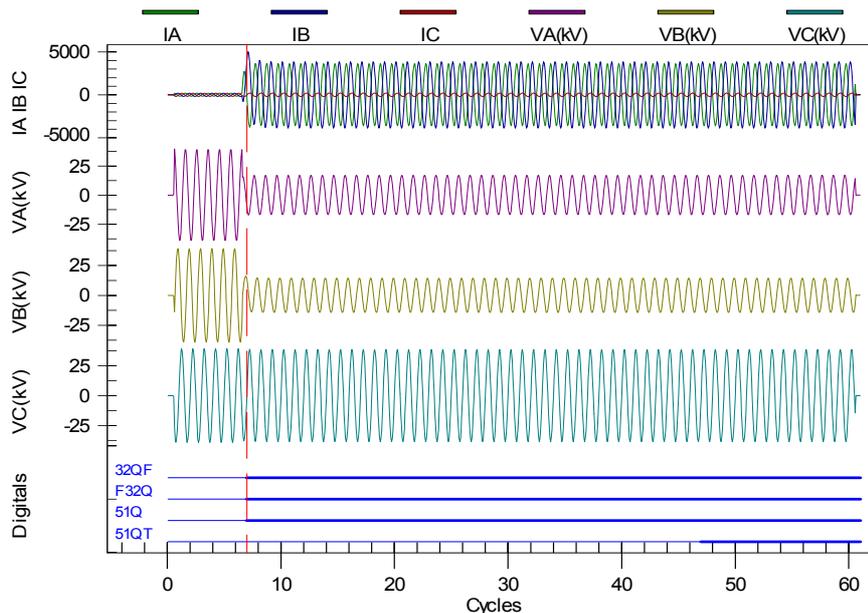


Figura 5.9 – Oscilograma de uma falta bifásica-terra.

A Figura 5.10 mostra o tempo de atuação do modelo de relé digital de sobrecorrente de seqüência negativa, os sinais da magnitude do fasor da corrente de seqüência negativa ($3I_2$), do ajuste da corrente de operação (*Pickup 46*), da operação do elemento de sobrecorrente de seqüência negativa (46), e da saída de disparo (*TRIP 46*). Todos os valores de corrente estão referidos ao secundário. Tão logo a corrente de seqüência negativa supera o ajuste da corrente de operação, em aproximadamente 103,1 ms, ocorre de operação do elemento de sobrecorrente de seqüência negativa. Decorridos 783,7 ms, a saída de disparo do elemento de sobrecorrente é ativada. Portanto, o tempo de atuação do modelo é igual a 683,7 ms (783,7 ms – 100 ms), medido a partir do instante de aplicação da falta.

O erro percentual relativo entre os tempos de atuação do modelo e do relé comercial é igual a 0,06%; o erro é praticamente desprezível. A utilização de um registro de falta gerado com o programa ATP, a uma taxa de amostragem com alta resolução, 100 kHz, compatível com as maiores freqüências do fenômeno estudado, conduziu a melhores resultados, se comparado com o registro utilizado na validação do modelo de relé digital de sobrecorrente de terra. Provavelmente, porque o registro extraído do relé comercial, gerado com uma taxa de amostragem de 960 Hz, após ter sido reamostrado novamente pelo modelo, já tenha perdido parte da informação original contida na falta.

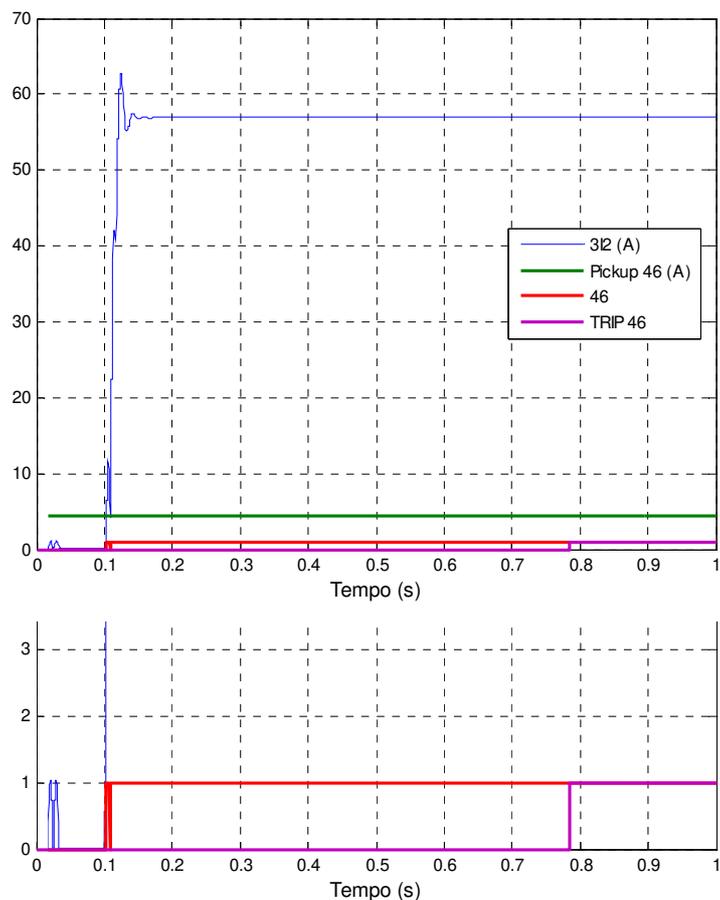


Figura 5.10 – Tempo de atuação do modelo de relé 67+46.

Os gráficos da Figura 5.11, similarmente aos gráficos da Figura 5.5, mostram os sinais dos elementos direcionais de seqüência positiva e negativa. O sinal $F32P$ que se encontrava em nível alto e mantinha a saída $DIRF$ ativada, pois circulava uma corrente equilibrada pelo relé em direção à carga, vai para nível baixo no instante em que uma condição de desequilíbrio de corrente é detectada (sinal $32QE$ em nível alto). Neste instante, o elemento direcional de seqüência negativa declara uma falta na direção à frente, o que se verifica pela subida do sinal $F32Q$, mantendo a saída $DIRF$ continuamente ativada até o final da falta. Os sinais dos elementos direcionais de detecção de falta na direção reversa não são apresentados, pois eles são complementares aos sinais dos elementos direcionais de detecção de falta na direção à frente.

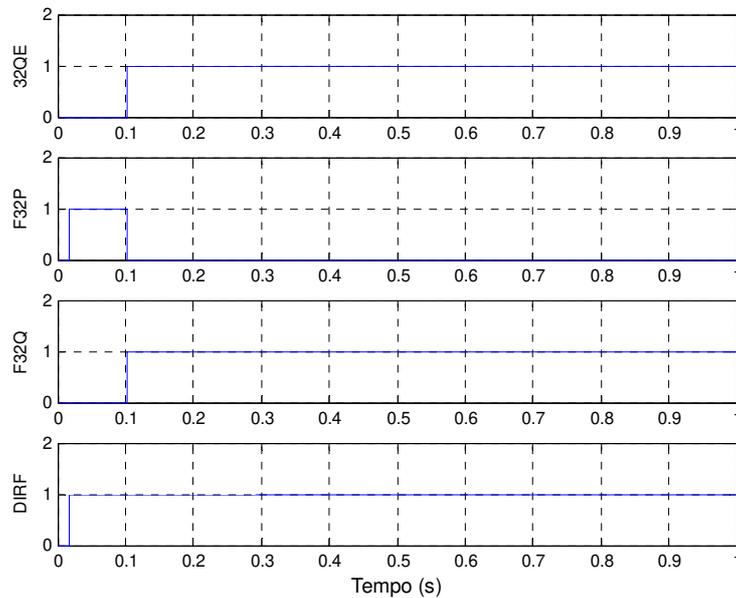


Figura 5.11 – Sinais dos elementos direcionais de detecção de falta na direção à frente.

5.2. Validação do Modelo de Relé Digital de Distância de Fase

A validação do modelo de relé digital de distância de fase foi realizada com o registro de uma falta bifásica, gerada com o programa ATP, que também utilizou a linha radial de transmissão de 69 kV. Neste caso, uma falta bifásica (fases A-B), sem resistência de falta, foi aplicada, em $t = 100$ ms, a 5 km e a 35 km do ponto de instalação do relé, respectivamente. Ambos os relés, digital de distância comercial e o modelo, foram parametrizados com os mesmos ajustes. Entretanto, a validação do modelo de relé de distância não é tão simples quanto a do modelo de relé de sobrecorrente, pois o relé comercial possui particularidades que nem sempre podem ser representadas em um modelo, devido à falta de informações fornecidas pelo fabricante.

A Figura 5.12 mostra os ajustes parametrizados no relé comercial e no modelo. O alcance da zona 1 foi ajustado para 85% do comprimento da linha, enquanto que a zona 2 teve seu alcance ajustado para 130 % desse comprimento. A impedância de seqüência positiva da linha é igual a $3,03 \angle 58,7^\circ \Omega$, em valor referido ao secundário. A fim de aproximar-se o mais perto possível da representação do relé comercial, a polarização do elemento MHO do modelo foi selecionada para seqüência positiva. Contudo, conforme mencionado anteriormente, na subseção da descrição do modelo, a polarização de seqüência positiva não faz uso da ação de memória.

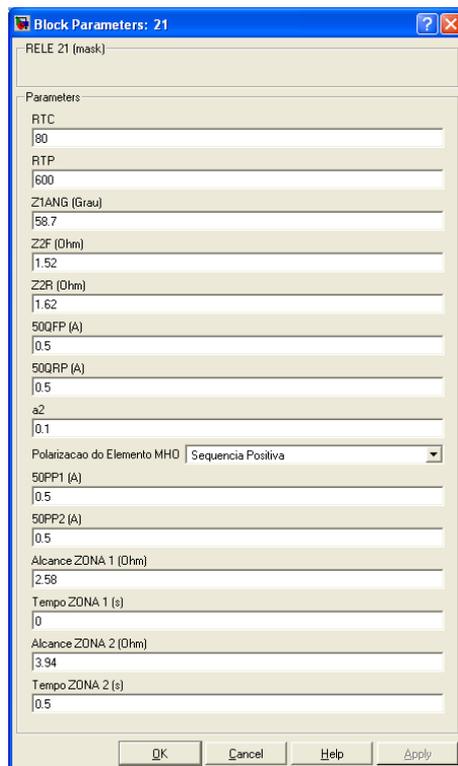


Figura 5.12 – Máscara de ajustes do relé digital de distância de fase.

5.2.1. Falta bifásica dentro do alcance da zona 1

A Figura 5.13 apresenta os sinais de tensões e correntes aplicados no relé comercial, gerados com o programa ATP, para uma falta bifásica (fases A-B), sem resistência de falta e localizada a 5 km do ponto de instalação do relé.

Os elementos lógicos do relé comercial sinalizam o instante da operação do elemento MHO de distância de fase (*MABI*) e da atuação da zona 1 (*MIP*). A operação do elemento *MABI* indica que a impedância da malha de falta A-B está situada dentro do alcance da zona 1. Observa-se que a zona 1 atuou em 116,67 ms (7 ciclos) a partir do instante de aplicação da falta, em 100 ms (6 ciclos); portanto, a zona 1 atuou efetivamente em 16,67 ms (116,67 ms – 100 ms), ou seja, 1 ciclo.

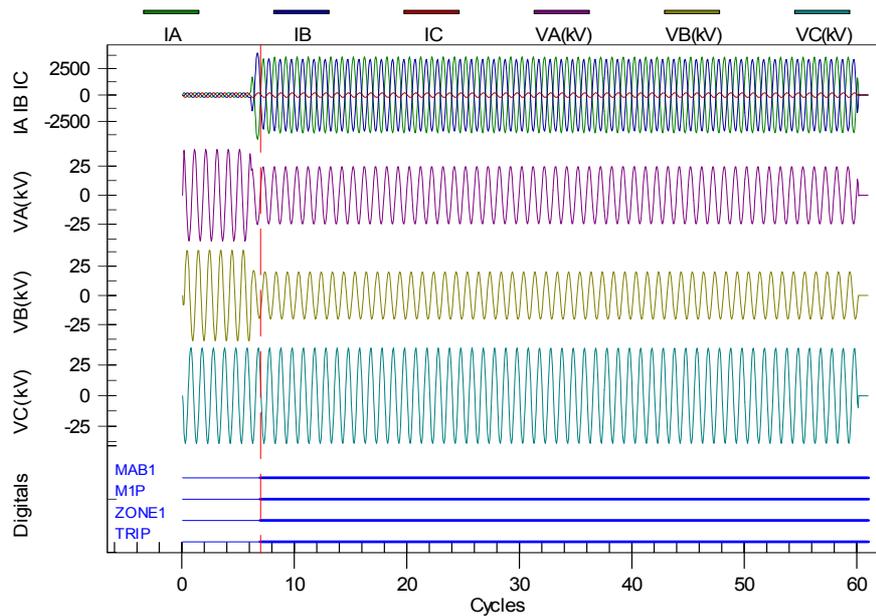


Figura 5.13 – Oscilograma de uma falta bifásica dentro do alcance da zona 1.

O gráfico da Figura 5.14 mostra o exato momento em que a impedância da malha de falta A-B (*MAB*), estimada pelo algoritmo do modelo, diminui abaixo do ajuste de impedância da zona 1 (*Ajuste ZI*), em aproximadamente 112,5 ms, após a aplicação da falta. Neste instante, a saída de disparo da zona 1 (*TRIP ZI*) é ativada. Assim, o tempo de atuação da zona 1 do modelo é igual a 12,5 ms (112,5 ms – 100 ms), menos de 1 ciclo. Ainda da Figura 5.14, pode-se observar que as impedâncias de malha *MBC* e *MCA* estão situadas fora do alcance da zona 1; de fato, pois as fases B-C e C-A não participaram da falta.

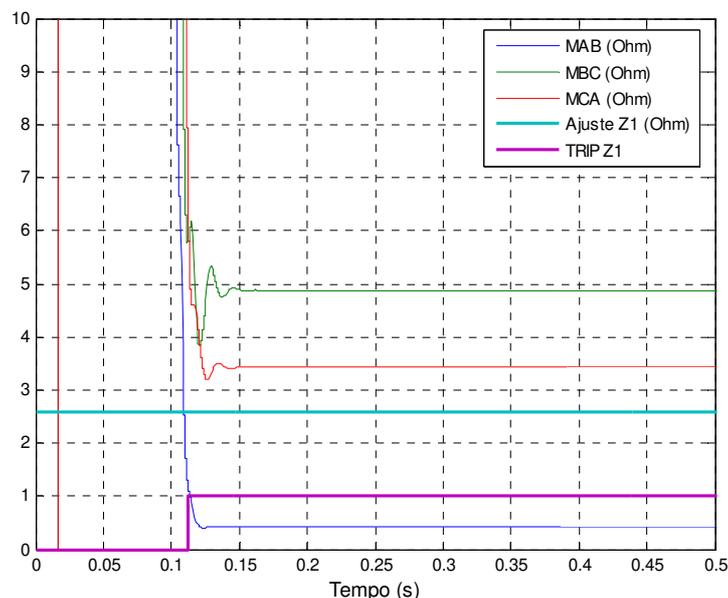


Figura 5.14 – Tempo de atuação do elemento MHO de zona 1.

Conclui-se, portanto, que o erro percentual relativo entre os tempos de atuação do modelo e do relé comercial é igual a -33,4%. Isto significa que o modelo foi mais rápido que o relé comercial em detectar e eliminar a falta, porque o filtro de Fourier de um ciclo é 1/4 de ciclo mais rápido que o filtro co-seno para faltas próximas aos terminais do relé. No entanto, é preciso cautela para comparar os resultados, pois o tempo de atuação do relé comercial (1 ciclo) está dentro das especificações do fabricante.

5.2.2. Falta bifásica dentro do alcance da zona 2

A Figura 5.15 apresenta os sinais de tensões e correntes aplicados no relé comercial, gerados com o programa ATP, para uma falta bifásica (fases A-B), sem resistência de falta e localizada a 35 km do ponto de instalação do relé. Os elementos lógicos do relé sinalizam o instante da operação do elemento MHO de distância de fase (*M2P*) e da atuação temporizada da zona 2 (*M2PT*). A operação do elemento *M2P* indica que a impedância de falta está situada dentro do alcance da zona 2. Observa-se que a zona 2 atuou em 612,5 ms (36,75 ciclos) a partir do instante de aplicação da falta, em 100 ms (6 ciclos); portanto, seu tempo de atuação é igual a 512,5 ms (612,5 ms – 100 ms).

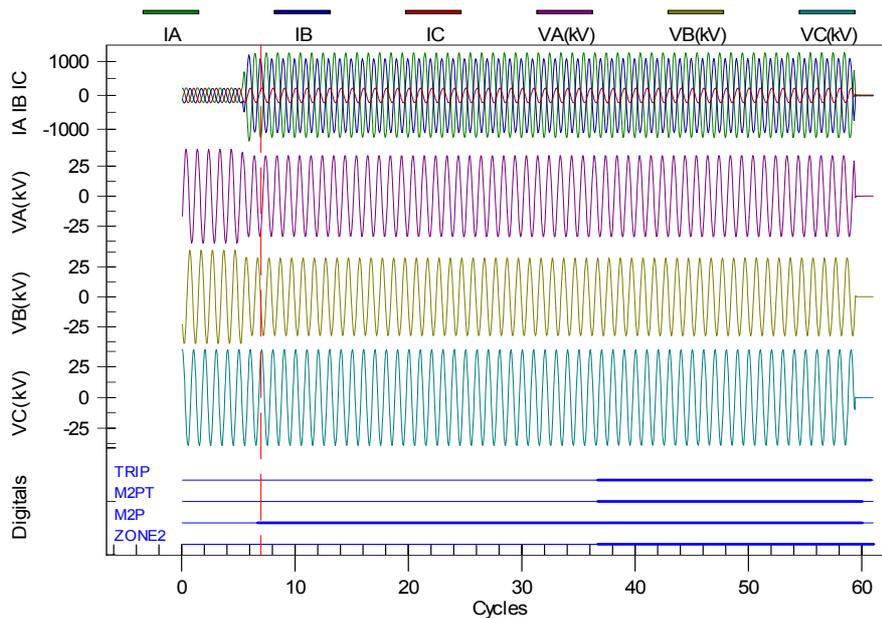


Figura 5.15 – Oscilograma de uma falta bifásica dentro do alcance da zona 2.

O gráfico da Figura 5.16 mostra o exato momento em que a impedância da malha de falta A-B (MAB), estimada pelo algoritmo do modelo, diminui abaixo do ajuste de impedância da zona 2 ($Ajuste Z2$), em aproximadamente 116,7 ms, a partir do instante de aplicação da falta. Neste instante, começa a contagem de tempo pelo temporizador da zona 2.

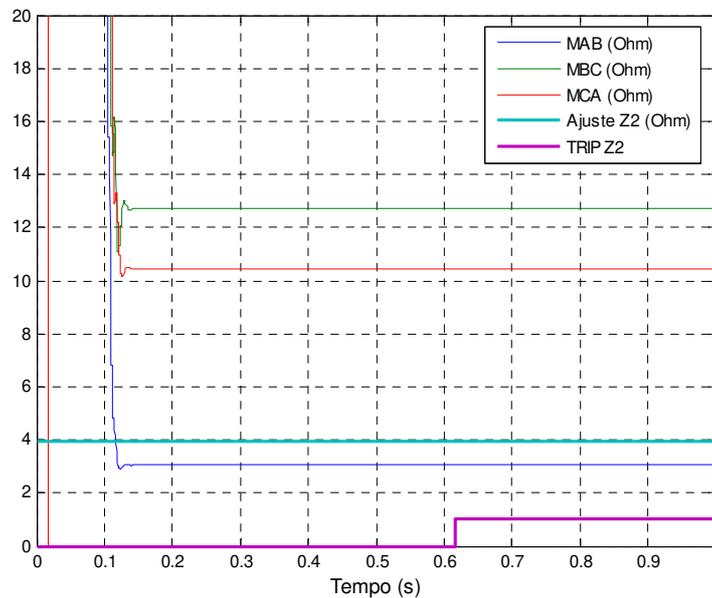


Figura 5.16 – Tempo de atuação do elemento MHO de zona 2.

Ao fim da contagem de tempo, a saída de disparo da zona 2 (*TRIP Z2*) é ativada em 616,7 ms. Portanto, o tempo de atuação da zona 2 do modelo é igual a 516,7 ms (616,7 ms – 100 ms). O erro percentual relativo entre os tempos de atuação do modelo e do relé comercial é igual a 0,82%; insignificante, diante da magnitude dos tempos de atuação mensurados.

5.3. Resumo dos Resultados das Validações

A Tabela 5.1 é um resumo da comparação dos resultados das validações, onde estão tabelados os modelos de relés validados, a metodologia de validação aplicada, o tempo de atuação e o erro percentual relativo entre os tempos de atuação.

Tabela 5.1 – Comparação dos resultados das validações.

Relé	Metodologia		Tempo de atuação (ms)		Erro relativo (%)
	Registros do relé comercial	ATP	Relé comercial	Modelo	
51N	X		891,7	915,3	2,65
46		X	683,3	683,7	0,06
21 – zona 1		X	16,67	12,5	-33,4
21 – zona 2		X	512,5	516,7	0,82

Os modelos de relés 27/59/59N não foram validados por serem modelos relativamente simples e construídos somente com curvas de tempo definido. No capítulo 6, ficará evidente que a validação destes modelos não foi necessária, pois basta a magnitude da tensão na entrada do modelo atingir o limiar do ajuste de tensão para que o temporizador inicie a contagem do tempo de disparo.

O modelo de relé 81 também não foi validado por não se dispor de um registro de oscilação de frequência de relés comerciais. No entanto, no capítulo 6, será mostrado que o modelo calcula a frequência do sistema de teste com bastante exatidão.

6. APLICAÇÃO DOS MODELOS DESENVOLVIDOS

Os modelos de relés desenvolvidos neste trabalho permitem que uma enorme gama de casos seja simulada, se há interesse em investigar o comportamento dinâmico de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica. Contudo, uma das motivações para o desenvolvimento desta biblioteca de modelos de relés de proteção foi empregá-la no estudo do impacto provocado pela conexão de geradores distribuídos no sistema de proteção de redes de distribuição. Assim, as simulações que serão apresentadas a seguir investigaram o comportamento dinâmico dos modelos de relés na presença de um gerador síncrono, com os controles dos reguladores de velocidade e de excitação da máquina representados. As possibilidades de casos que podem ser simulados são muitas, porém apenas alguns casos serão discutidos para mostrar o potencial de utilização desta biblioteca no futuro.

6.1. Sistema Teste

A rede de distribuição implementada no SimPowerSystems, e empregada para realização das simulações, é mostrada na Figura 6.1. A rede é composta por:

- Uma subestação de 69 kV com nível de curto-circuito trifásico de 307 MVA, representada por um equivalente de Thévenin;
- Três trechos de linhas de transmissão de 69 kV;
- Uma carga de 15 MW alimentada por um transformador de 15 MVA – 69/13,8 kV ligado em Δ/Y_g ;
- Uma instalação composta de um gerador síncrono de 18,75 MVA – 13,8 kV, que alimenta uma carga local de 1 MW, e conectado ao sistema através de um transformador de 15 MVA – 69/13,8 kV ligado em Δ/Y_g .

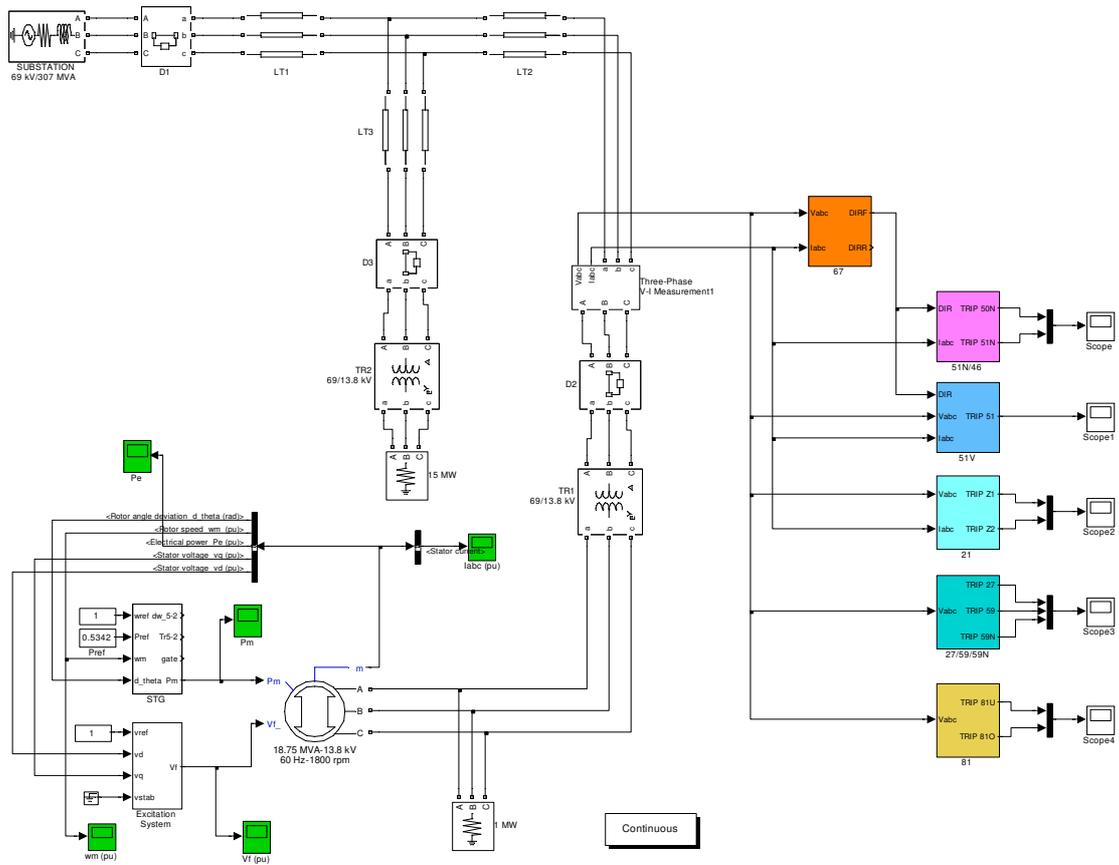


Figura 6.1 – Rede de distribuição utilizada nas simulações dinâmicas do sistema de proteção.

Os principais parâmetros da rede de distribuição e do gerador são apresentados a seguir, utilizando-se as próprias máscaras do SimPowerSystems.

- Gerador síncrono de 18,75 MVA – 13,8 kV, com os parâmetros da Figura 6.2.

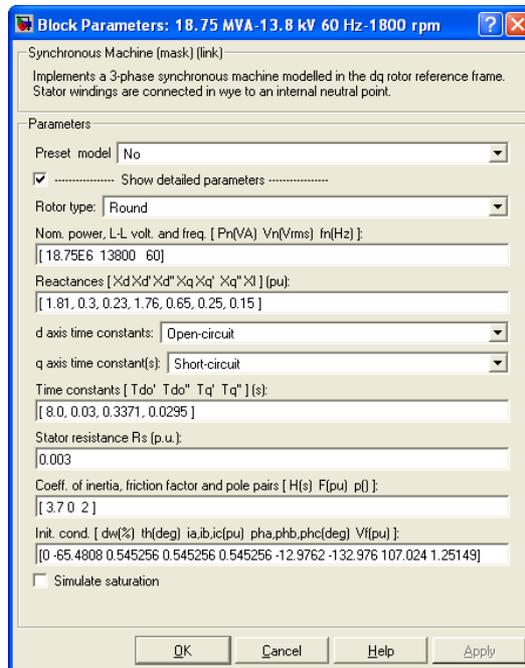


Figura 6.2 – Máscara de parâmetros do gerador síncrono.

- Sistema de excitação do gerador síncrono, com os parâmetros da Figura 6.3.

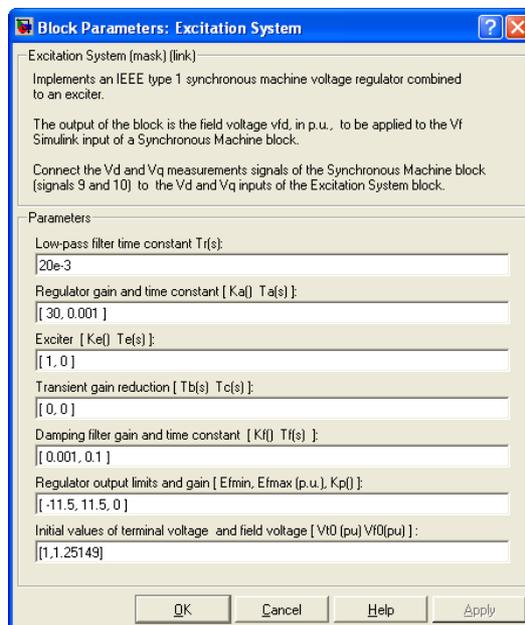


Figura 6.3 – Máscara de parâmetros do sistema de excitação.

- Turbina a vapor e regulador de velocidade, com os parâmetros da Figura 6.4.

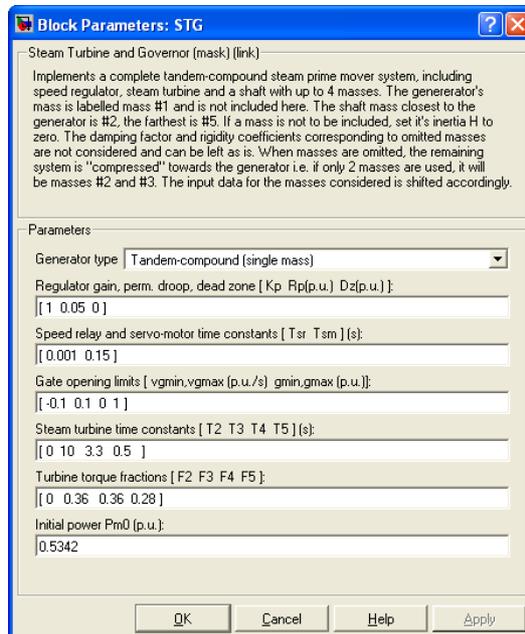


Figura 6.4 – Máscara de parâmetros da turbina a vapor e do regulador de velocidade.

- Transformadores TR1 (interconexão) e TR2 (subestação de distribuição) de 15 MVA – 69/13,8 kV, com os parâmetros da Figura 6.5.

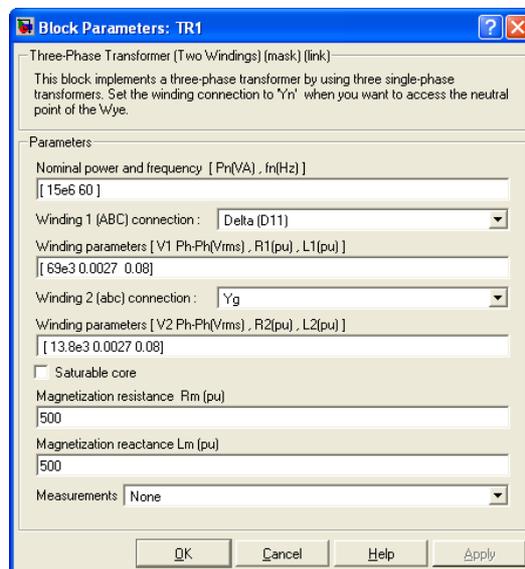


Figura 6.5 – Máscara de parâmetros dos transformadores TR1 e TR2.

- Trechos de linha de transmissão de 69 kV, em estruturas do tipo HS, condutores CAA 4/0 AWG – PENGUIM, com os parâmetros da Figura 6.6. Os trechos LT1 e LT2 possuem extensão de 10 km, enquanto que o trecho LT3 possui extensão de 20 km.

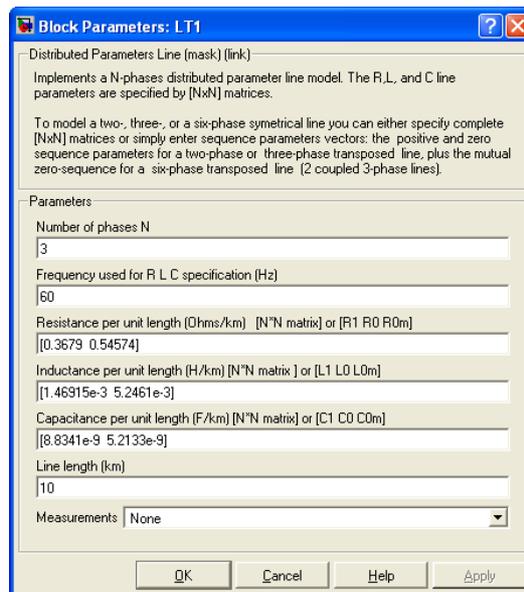


Figura 6.6 – Máscara de parâmetros dos trechos de linha de transmissão de 69 kV.

- Fonte de tensão trifásica, que representa a impedância equivalente de curto-circuito atrás da barra infinita de 69 kV – SR1, com os parâmetros da Figura 6.7.

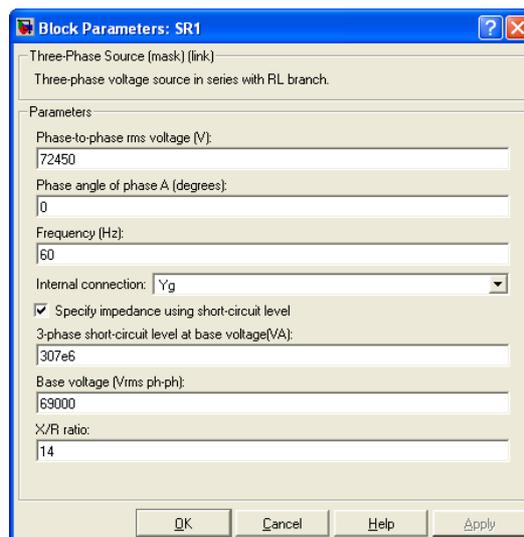


Figura 6.7 – Máscara de parâmetros da fonte de tensão trifásica de 69 kV.

Os demais elementos da rede que merecem destaque são os disjuntores (D1, D2, D3) e a carga de 15 MW ligada ao secundário do transformador TR2. Os disjuntores são responsáveis pelas manobras na rede, abrir e fechar os circuitos em tempos preestabelecidos pelo usuário. A potência das cargas e o montante de exportação do gerador (10 MW) foram definidos em função de um caso base de fluxo de potência previamente ajustado. No entanto, nada impede que a potência da carga seja modificada durante a simulação; basta redefinir os fluxos de potência e as tensões nas barras, com o aplicativo *powergui* que acompanha o SimPowerSystems.

6.1.1. Ajustes dos relés de proteção da interconexão

Os principais ajustes dos relés de proteção da interconexão são mostrados na Tabela 6.1, para uma RTC = 150/5 e uma RTP = 600/1.

Tabela 6.1 – Ajustes dos relés da interconexão.

Ajustes	Relés							
	46	51V	21	27	59	59N	81U	81O
<i>Pickup TEMP</i>	3,0 A	5,0 A						
<i>Curva</i>	T. Def.	IEC V.I						
<i>Dial de tempo</i>	0,50 s	0,10 s						
<i>Pickup INST</i>	Inf.	Inf.						
<i>ZIANG</i>			56,40°					
<i>Polarização</i>			Seq. Pos.					
<i>Alcance ZONA 1</i>			0,57 Ω					
<i>Tempo ZONA 1</i>			0,00 s					
<i>Alcance ZONA 2</i>			1,50 Ω					
<i>Tempo ZONA 2</i>			0,50 s					
<i>Pickup</i>				53 V	80 V	30 V	58,5 Hz	60,5 Hz
<i>Tempo</i>				1,00 s	1,00 s	0,50 s	0,50 s	0,50 s

A zona 1 do relé 21 foi ajustada para 85% da soma das impedâncias de seqüência positiva dos trechos de linha de 69 kV, LT1 e LT2; a zona 2, ajustada para 130% da soma das impedâncias de seqüência positiva dos trechos LT1 e LT3. Os ajustes dos detectores de falta do relé 21 e do relé 67 não serão mostrados, porém foram ajustados com sensibilidade suficiente para detectarem faltas em todos os trechos de linha. Os ajustes do relé 27/59 são referidos à tensão fase-neutro.

6.2. Casos Simulados

6.2.1. Falta fase-terra em fim de linha

Inicialmente, foi simulado um curto-circuito fase-terra, sem resistência de falta, da fase “A” para a terra, aplicado no fim da linha LT3, em $t = 100$ ms, e com a abertura subsequente do disjuntor D1, em $t = 400$ ms, a fim de avaliar o comportamento dinâmico do modelo do relé digital de tensão. A Figura 6.8 mostra as magnitudes dos fasores das tensões de fase (V_a , V_b , V_c), em valor eficaz referido ao secundário, os ajustes das funções 27 (*Pickup 27*) e 59 (*Pickup 59*), e os sinais de disparo destas funções (*TRIP 27* e *TRIP 59*). Observa-se que no instante de aplicação da falta, a tensão na fase “A” diminui para um patamar abaixo de seu valor nominal, enquanto o disjuntor D1 permanece fechado; as tensões nas fases sãs sofrem um aumento de seus valores nominais. Após a abertura do disjuntor D1, o sistema torna-se isolado e o gerador passa a sustentar a falta sozinho. Com isso, ocorre um afundamento na tensão da fase defeituosa e sobretensão nas fases sãs, em razão do enrolamento primário do transformador TR1 estar conectado em delta.

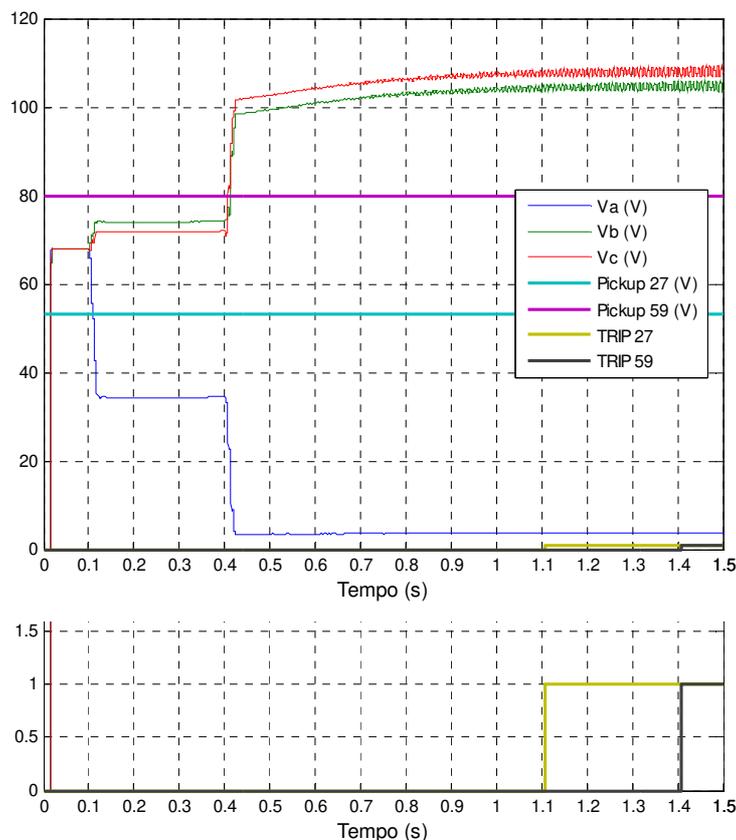


Figura 6.8 – Resposta dinâmica do modelo de relé 27/59.

A tensão nas fases sãs atinge magnitudes da ordem de 1,73 p.u. da tensão nominal fase-terra. Conseqüentemente, se não forem eliminadas em tempo hábil, compatível com a classe de isolamento dos equipamentos, poderá ocorrer falhas pela degradação da isolamento. No entanto, verifica-se que a função 27 atua por subtensão na fase “A”, enquanto que a função 59 atua por sobretensão nas fases sãs, tão logo os limites dos ajustes são superados. Um aspecto interessante da simulação dinâmica é poder observar o efeito que os controles do gerador exercem na evolução da falta, principalmente no que se refere à ação do sistema de excitação. Esta ação tem influência direta na taxa de crescimento da magnitude dos fasores das tensões nas fases sãs, uma vez que os valores máximos não convergem imediatamente, e, portanto, no tempo de resposta do relé de tensão.

Da mesma forma, a falta fase-terra também produz tensão de seqüência zero ($3V_0$), cuja magnitude do fasor, em valor secundário, é mostrada na Figura 6.9. No instante de aplicação da falta, a tensão de seqüência zero supera o valor do ajuste de tensão da função 59N e mantém-se

em um patamar fixo de tensão, enquanto o disjuntor D1 permanece fechado. Após a abertura do disjuntor D1, o sistema torna-se isolado e a tensão de seqüência zero aumenta até atingir seu valor máximo. A evolução da magnitude do fasor da tensão de seqüência zero mostra que uma boa estratégia de proteção seria definir um segundo ajuste (instantâneo) para a função 59N, com valor acima do primeiro ajuste (temporizado); assim, a abertura do disjuntor D2 dar-se-á em seguida a abertura do disjuntor D1, através da atuação instantânea da função 59N.

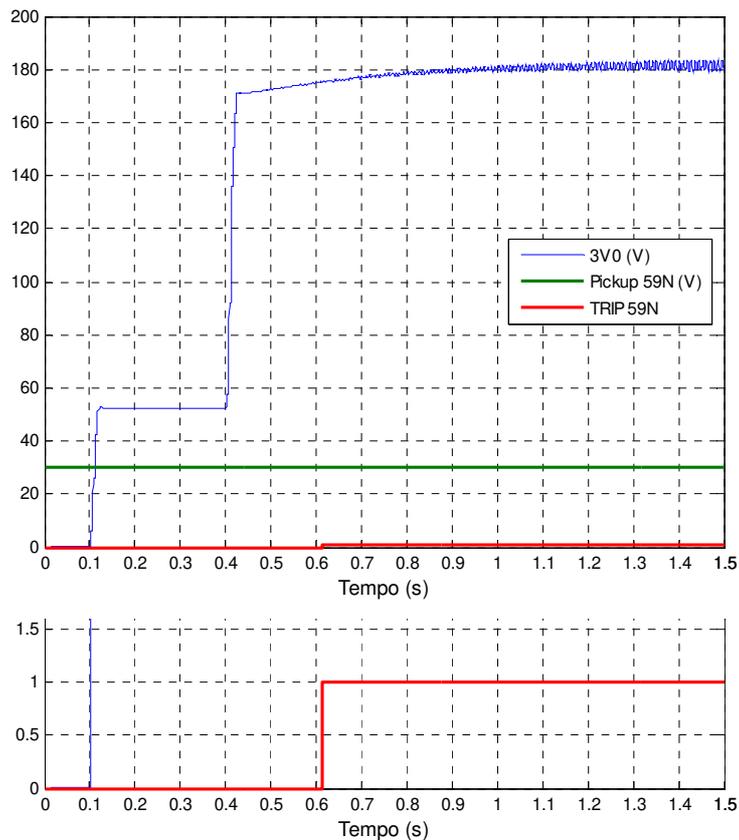


Figura 6.9 – Resposta dinâmica do modelo de relé 59N.

6.2.2. Falta bifásica-terra em fim de linha

A simulação que será apresentada a seguir mostra o comportamento dinâmico dos modelos de relés digitais de distância de fase, sobrecorrente de seqüência negativa e frequência, para a aplicação de uma falta bifásica-terra (fases B-C), sem resistência de falta. A falta foi aplicada no fim da linha LT3, em $t = 100$ ms, seguida da abertura subsequente do disjuntor D1, em $t = 400$ ms. A Figura 6.10 mostra a evolução das impedâncias de malha (MAB , MBC , MCA) calculadas pelo modelo do relé 21. No instante de aplicação da falta, a impedância equivalente à

corrente de carga, que passa pelos terminais do relé, diminui para uma impedância de falta. Entretanto, a impedância calculada para a malha de falta *MBC*, situa-se acima do alcance ajustado para a zona 2 (*Ajuste Z2*), pois o efeito do *infeed* produzido pela fonte de 69 kV tende a provocar um subbalcance ([41], [51]-[53]). Após abertura do disjuntor D1, apenas o gerador está contribuindo com correntes de curto-circuito. Neste momento, a impedância da malha de falta *MBC* cai abaixo do alcance ajustado para a zona 2; o temporizador da zona 2 inicia a contagem de tempo e ao final da contagem a saída de disparo (*TRIP Z2*) é ativada.

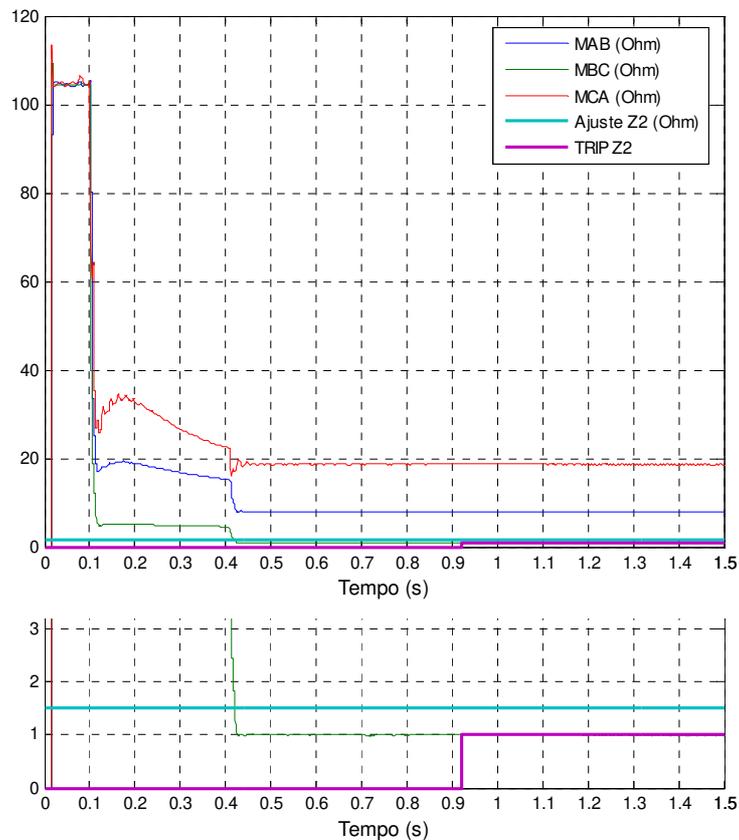
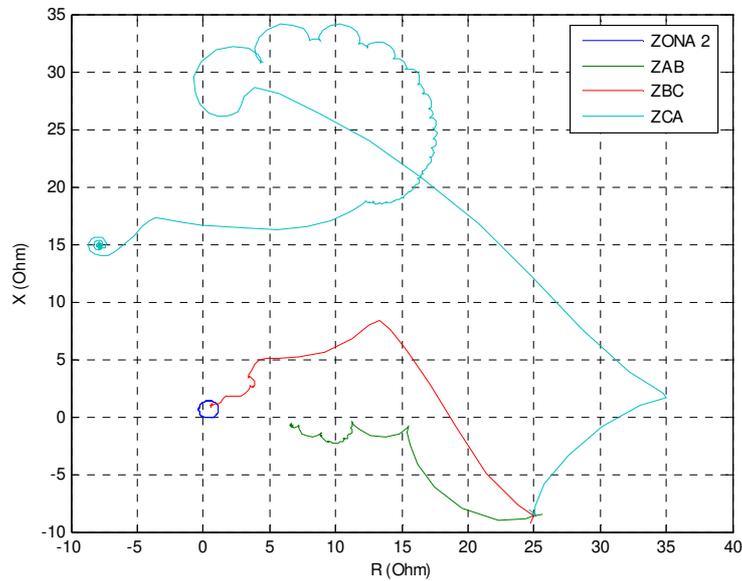


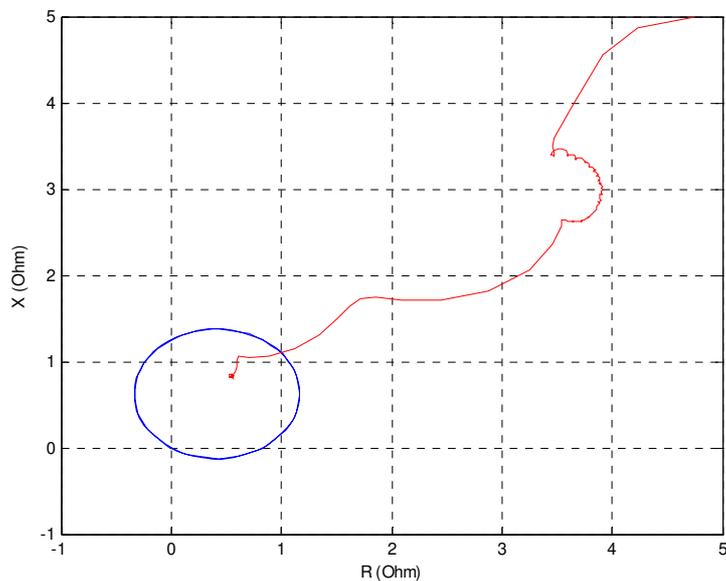
Figura 6.10 – Resposta dinâmica do modelo de relé 21.

A Figura 6.11(a) mostra, no plano complexo, a trajetória da impedância aparente de cada uma das três malhas de falta. Enquanto que a Figura 6.11(b) mostra, em detalhe, a penetração da impedância aparente da malha de falta *ZBC* para dentro da característica MHO da zona 2. O plano complexo fornece uma visão muito clara dos desvios que a trajetória da impedância aparente sofre até alcançar a característica MHO. Estes desvios estão relacionados ao cálculo da

impedância aparente pelo algoritmo de Fourier de um ciclo e a própria dinâmica da falta, que é influenciada pela dinâmica dos controles do gerador.



(a)



(b)

Figura 6.11 – Trajetória da impedância aparente da malha de falta ZBC.

As correntes de seqüência negativa produzidas pela falta bifásica-terra, e por todas as outras faltas desequilibradas, podem ser aproveitadas para produzir um sinal de disparo bastante consistente. É conveniente, nas proteções de interconexões, a utilização de uma curva de tempo

definido; assim, o tempo de atuação da proteção não dependerá da magnitude da corrente de falta. A Figura 6.12 mostra a evolução da magnitude do fasor da corrente de seqüência negativa ($3I_2$), desde o instante de aplicação da falta até a ativação da saída de disparo (*TRIP 46*). Conforme mencionado anteriormente, a adoção de uma curva de tempo definido evita que o relé tenha de calcular o tempo de atuação com uma corrente de magnitude variável, imposta pela dinâmica dos controles do gerador. Com a curva de tempo definido, tão logo o ajuste da corrente de operação (*Pickup 46*) é superado, tem início a contagem do tempo de disparo.

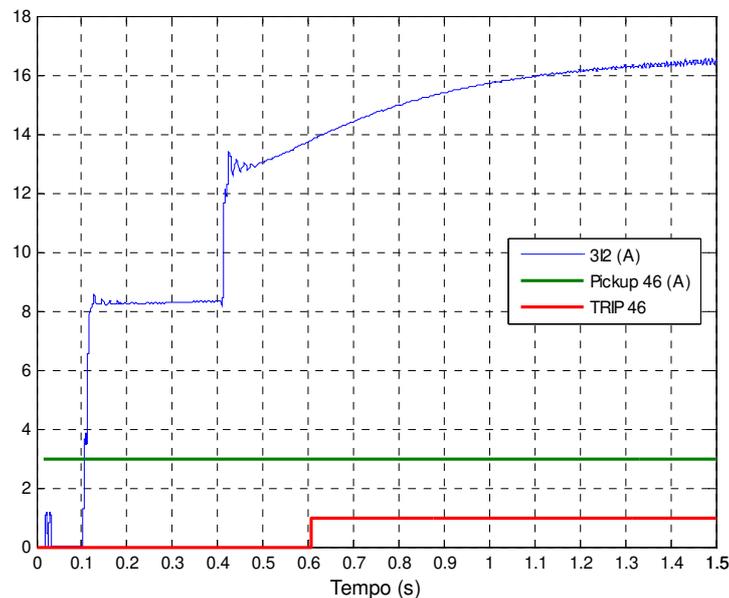


Figura 6.12 – Resposta dinâmica do modelo de relé 46.

A partir do momento em que o disjuntor D1 é aberto, o gerador passa a alimentar sozinho a carga de 15 MW. A Figura 6.13 mostra como o modelo de relé 81 calcula a frequência do sistema e responde às variações de frequência. No momento da separação dos sistemas, a frequência começa a decair de seu valor nominal; a queda na frequência ocorre porque há falta de geração e excesso de carga, uma vez que os controles do gerador foram previamente ajustados para uma geração fixa de 10 MW.

Devido à inércia do conjunto mecânico gerador-turbina, a frequência não decai no exato momento de separação dos sistemas, mas depois de alguns segundos. Neste caso, após o tempo de 1 s, a uma taxa média de 1 Hz/s. Em aproximadamente 2,37 s, a frequência ultrapassa o ajuste de subfrequência (*Pickup 81U*), tendo início a contagem de tempo para disparo por subfrequência (*TRIP 81U*).

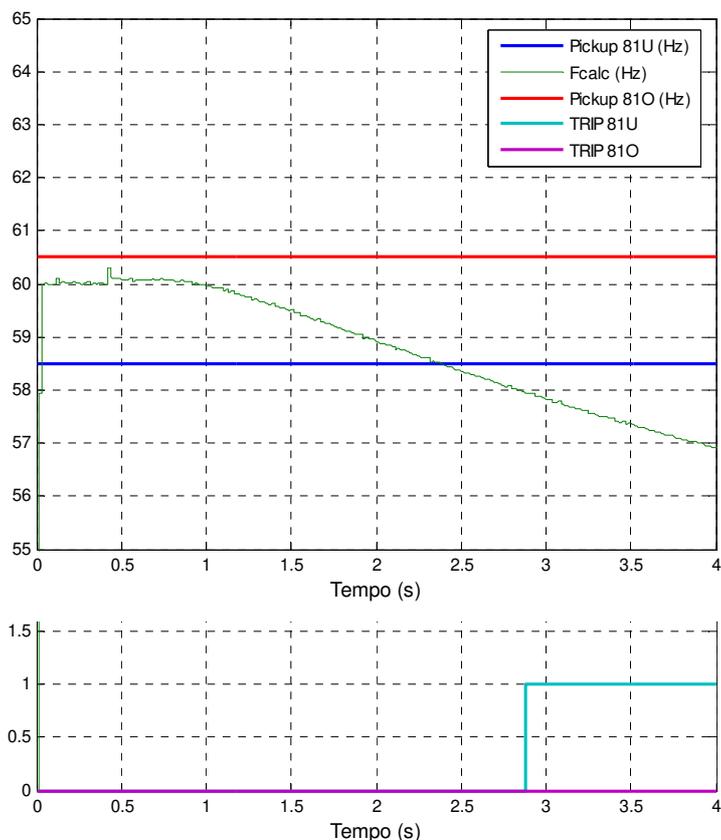


Figura 6.13 – Resposta dinâmica do modelo de relé 81.

6.2.3. Falta trifásica em fim de linha

Na subsecção 6.2.2, foi simulada a aplicação de uma falta bifásica-terra no fim da linha LT3, na qual o relé 21 passou a detectar a falta somente após a abertura do disjuntor D1, quando o efeito do *infeed* desapareceu e o gerador passou a contribuir sozinho com a falta. Verificou-se que, em função da circulação de correntes de seqüência negativa, o relé 46 detectou a falta e atuou antes do relé 21. Assim, para a situação ilustrada, o relé 46 mostrou-se insensível ao efeito do *infeed* e, portanto, decisivo na eliminação da falta. No entanto, se uma falta trifásica for aplicada nas mesmas circunstâncias e, ainda, se o disjuntor D1 permanecer fechado, além de não haver circulação de correntes de seqüência negativa também não haverá detecção da falta pelo relé 21. Nesta situação crítica para os relés 46 e 21, faz-se necessária a adoção de um relé de sobrecorrente de fase com restrição de tensão (51V) e com controle direcional (67).

A simulação do comportamento dinâmico do modelo de relé 51V, com curva de tempo muito inverso – IEC, considerou, então, a aplicação de uma falta trifásica no fim da linha LT3,

em $t = 100$ ms, mantendo-se o disjuntor D1 fechado. A Figura 6.14 mostra que, a partir do instante de aplicação da falta, a tensão de restrição V_{ab} , em p.u., cai para um valor abaixo do patamar de 1,0 p.u. A corrente de operação para a tensão de 1,0 p.u. (*Pickup 51*), em valor secundário, é modulada pela tensão de restrição e passa a assumir os novos valores de operação da curva *Pickup 51V*. A magnitude do fasor da corrente de falta da fase “A”, I_a , evolui segundo a dinâmica dos controles da geração. À medida que a magnitude do fasor I_a aumenta, também aumenta o múltiplo da corrente de operação, o que contribui para a redução do tempo de disparo (*TRIP 51V*). Logo, o relé 51V complementa o sistema de proteção da interconexão, nas situações em que os relés 46 e 21 têm dificuldades em detectarem faltas envolvendo duas ou mais fases.

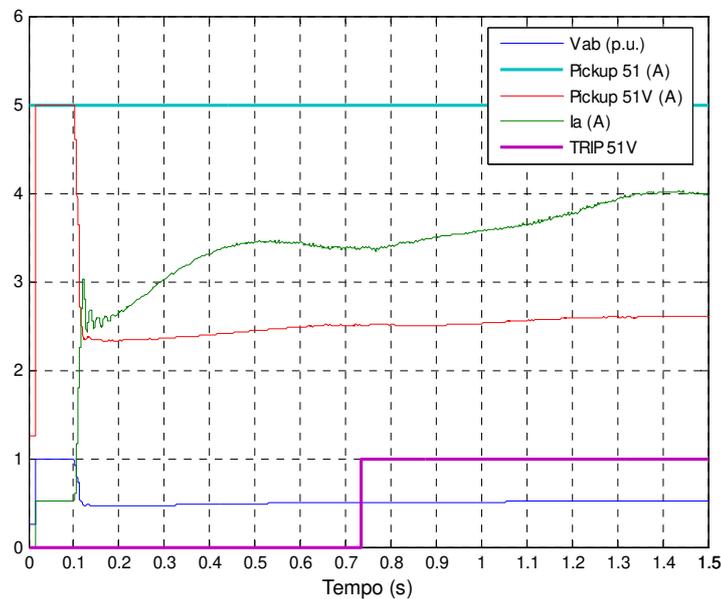


Figura 6.14 – Resposta dinâmica do modelo de relé 51V.

A Figura 6.15 mostra o comportamento dinâmico do modelo de relé 81 para a falta descrita anteriormente. Pode-se verificar que a frequência calculada pelo modelo excursions entre os limites dos ajustes de subfrequência e sobrefrequência, sem que a frequência ultrapasse estes limites, exceto durante um intervalo de curta duração devido à aplicação da falta. A fonte de 69 kV, juntamente com a ação dos controles do gerador, consegue sustentar uma frequência oscilante que não é suficiente para promover a atuação do relé 81, com os ajustes aqui considerados. Todavia, esta conclusão está restrita à análise deste caso em particular e, certamente, a resposta do relé 81 será tanto diferente quanto forem os parâmetros da rede, a configuração operativa e o número de geradores ligados em paralelo. Os modelos de relés digitais

permitem que outras simulações, além das que foram apresentadas até agora, sejam realizadas. Assim, a dinâmica do sistema de proteção pode ser analisada para outras configurações operativas, e perante o efeito de variar os parâmetros do regulador de velocidade da turbina e do sistema de excitação do gerador.

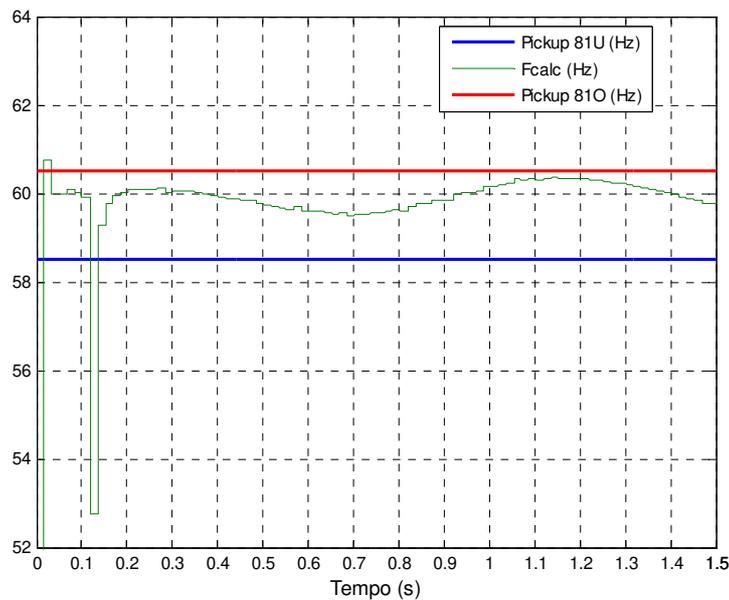


Figura 6.15 – Resposta dinâmica do modelo de relé 81.

6.2.4. Rejeição de carga

A simulação dinâmica de rejeição carga consistiu em abrir simultaneamente os disjuntores D1 e D3, em $t = 400$ ms. Neste instante, toda a potência elétrica que era consumida pela carga externa e entregue à subestação torna-se zero. Por conseguinte, a máquina síncrona começa a acelerar, enquanto o regulador de velocidade da turbina tenta trazer a velocidade para seu valor nominal. No entanto, enquanto o regulador de velocidade não estabilizar a velocidade da máquina, a frequência cresce a uma taxa média de 4 Hz/s, conforme mostra a Figura 6.16.

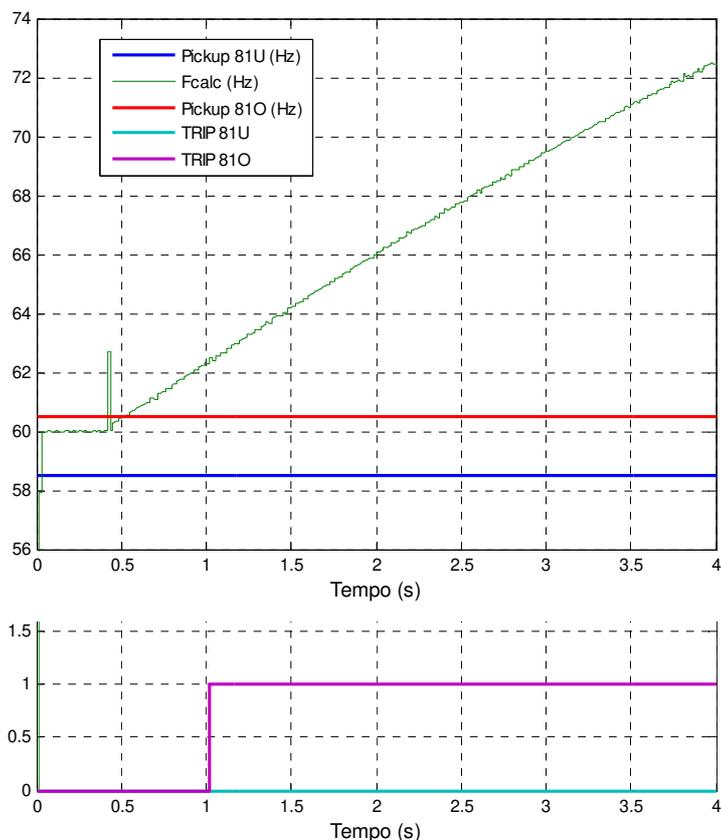


Figura 6.16 – Resposta dinâmica do modelo de relé 81.

Em aproximadamente 516 ms, a frequência ultrapassa o ajuste de sobrefrequência (*Pickup 81O*), tendo início a contagem de tempo para disparo por sobrefrequência (*TRIP 81O*). O pico de curta duração que é observado no sinal de frequência, no instante da abertura dos disjuntores D1 e D3, se deve a uma variação súbita no período do sinal de tensão, em razão dos transitórios produzidos pela falta. De fato, o modelo de relé 81 estima a frequência instantânea, uma vez que o cálculo da frequência é baseado no método da detecção de passagem por zero do sinal de tensão.

6.3. Sistema Integrado de Proteção e Controle

Os casos que foram simulados procuraram mostrar a resposta de cada relé individualmente, durante todo o intervalo de simulação, sem que estes relés tivessem suas saídas de disparo ligadas à entrada do comando de abertura do disjuntor D2. A Figura 6.17 mostra que as saídas de disparo dos relés podem ser agrupadas em uma porta *OR* para formar uma saída de disparo comum, assim como também se configura nos relés comerciais do tipo multifunção.

Desta forma, qualquer função de proteção que atuar primeiro provocará a abertura do disjuntor D2, interrompendo o paralelismo.

A porta *NOT* serve para inverter o estado lógico da porta *OR*, pois a entrada de controle externo (*com*) do disjuntor D2 interpreta um nível lógico alto (“1”) como um comando de fechamento, enquanto que um nível lógico baixo (“0”) é interpretado como um comando de abertura. O bloco *Data Type Conversion*, colocado na saída da porta *NOT*, converte um sinal lógico (*booleano*) para um sinal de dupla precisão (*double*). A conversão do tipo de dado é uma exigência da entrada de controle externo do modelo de disjuntor do SimPowerSystems, sem a qual a simulação apresentaria uma mensagem de erro.

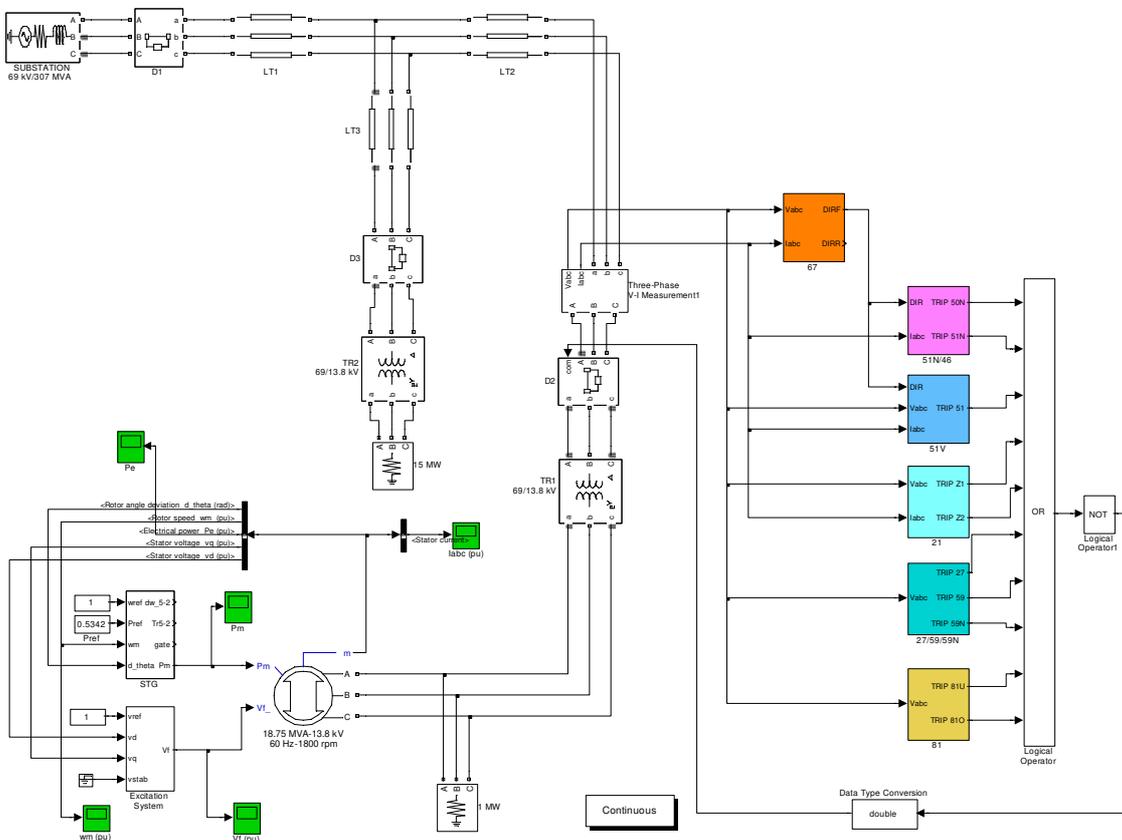


Figura 6.17 – Sistema integrado de proteção e controle.

A conexão entre os vários modelos de relés digitais de proteção, de tal forma que suas entradas e saídas de controle possam ser combinadas entre si e com outros blocos e modelos do Simulink/SimPowerSystems, torna possível a criação de um sistema integrado de proteção e controle. Um simples esquema de proteção, como o da Figura 6.17, vislumbra uma grande

variedade de aplicações. Ainda que os relés de proteção sob análise estivessem restritos apenas ao comando de abertura do disjuntor D2, poderíamos ter inserido alguns relés de proteção, com ajustes previamente definidos, para também comandar a abertura dos disjuntores D1 e D3. Portanto, uma vez escolhido o ponto de aplicação da falta, o comando de abertura dos disjuntores estaria condicionado somente à atuação dos relés de proteção.

A simulação processada com o comando de abertura dos disjuntores através da atuação dos relés de proteção permite explorar, de fato, a resposta dinâmica do sistema de proteção, sem a necessidade de programar o tempo de abertura de algum disjuntor, assim como foi feito para os casos anteriormente simulados. O sistema integrado de proteção e controle ainda permitiria que os relés de proteção pudessem comandar o fechamento dos disjuntores, abrindo a possibilidade de avaliar o impacto do religamento na geração síncrona.

7. CONCLUSÕES

Durante a elaboração desta dissertação de mestrado, desenvolveu-se uma biblioteca de modelos dinâmicos de relés digitais de proteção. O objetivo foi implementar os modelos dos principais relés empregados em sistemas de proteção de redes de distribuição e subtransmissão de energia elétrica na presença de geradores síncronos. Tal biblioteca foi desenvolvida para uso no ambiente Matlab/Simulink, tornando o seu uso bastante simples e intuitivo. Adicionalmente, esta biblioteca pode ser empregada com diversos programas de análise de transitórios eletromagnéticos tais como SimPowerSystems, PSCAD/EMTDC, ATP.

A modelagem funcional dos relés digitais de proteção empregada neste trabalho mostrou-se precisa o suficiente para o desenvolvimento de pesquisas na área de proteção de sistemas de distribuição, em que o objetivo é desenvolver novas lógicas ou mesmo novos algoritmos. A biblioteca de modelos de relés, conforme mostra a Figura 7.1, ainda que simples na sua concepção, é bastante refinada quanto à funcionalidade e modularidade, pois permite uma composição entre os vários modelos para formar um sistema integrado de proteção e controle. A precisão dos modelos foi corroborada através da comparação do comportamento dos modelos implementados com o comportamento de relés comerciais, usando tanto oscilografias com dados coletados em campo quanto com casos simulados no ambiente do ATP.

Adicionalmente, tais modelos são simples e versáteis o suficiente para que esta biblioteca seja empregada no ensino de sistemas de proteção em nível de graduação e de pós-graduação. Assim, procurou-se escrever um texto que fosse o mais didático possível, fornecendo as principais informações para que outros pesquisadores e estudantes possam utilizar esta ferramenta no futuro. Acredita-se também que as discussões apresentadas neste trabalho, muitas delas baseadas na experiência do autor como engenheiro de proteção de uma concessionária de distribuição de energia elétrica, sobre o impacto provocado pela conexão de geradores síncronos no sistema de proteção de redes de distribuição e subtransmissão, podem ser de grande valia para futuros estudantes de engenharia e pesquisadores que queiram se iniciar neste tema. Com base nestas discussões pode-se constatar que há necessidade de desenvolvimento nesta área, sobretudo, porque a quantidade de geradores conectados em redes de distribuição deve aumentar.

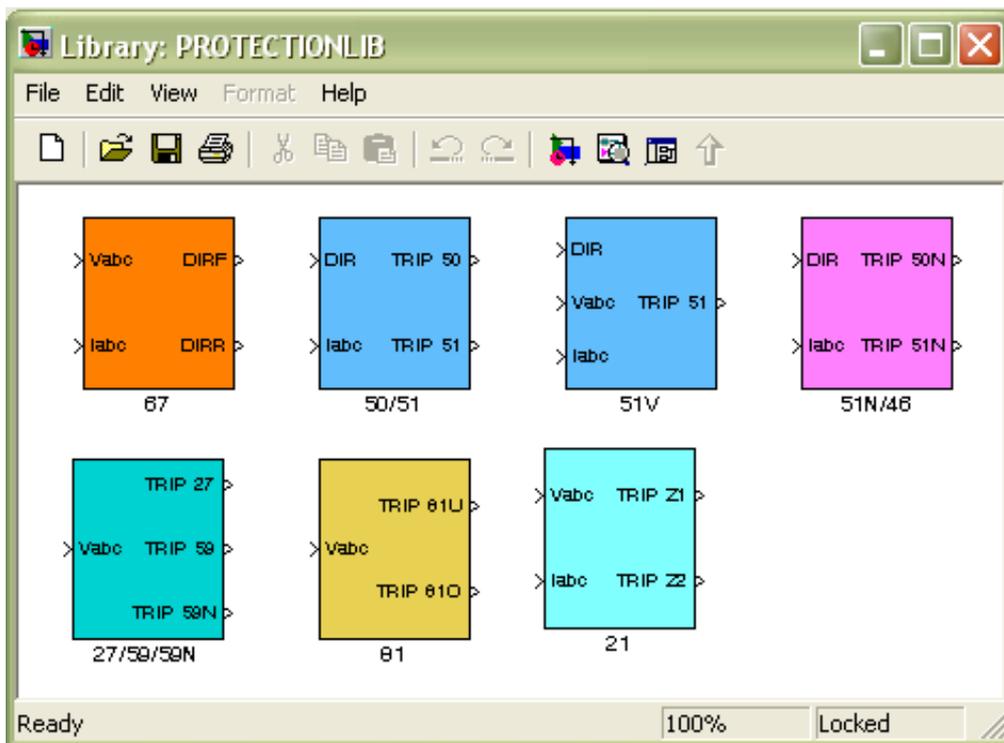


Figura 7.1 – Biblioteca de modelos de relés digitais de proteção.

7.1. Trabalhos Futuros

Como sugestões para trabalhos futuros, têm-se:

- Desenvolvimento de novos modelos para representar outros tipos de relés (*e.g.* relé diferencial; relé de taxa de variação de frequência; etc.);
- Utilização desta biblioteca para analisar de forma detalhada o impacto da conexão de geradores síncronos de médio porte no sistema de proteção de redes de distribuição de energia elétrica, sobretudo no caso de multigeradores;
- Melhoria do modelo do relé de sub/sobrefrequência, incluindo a funcionalidade de empregar a média de um determinado número de ciclos para aumentar a confiabilidade do modelo, assim como testar novos métodos de determinação da frequência.

A. ESTUDOS DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

As discussões na Seção 3.1 ressaltaram os efeitos que a conexão dos enrolamentos do transformador de interconexão exerce na distribuição das correntes de curto-circuito e na magnitude das tensões. Verificou-se que a aplicação da técnica de componentes simétricas é uma poderosa ferramenta de análise e avaliação do impacto da geração distribuída, e que muito contribui para os estudos de faltas na rede de distribuição. Assim, neste anexo será apresentado um estudo de seletividade e coordenação usando-se um programa comercial de cálculo de curto-circuito. O objetivo é discutir a influência que a instalação de um gerador síncrono pode exercer sobre a seletividade e coordenação dos dispositivos de proteção.

A Figura A.1 mostra a topologia típica de uma rede de distribuição com geração distribuída. A planta de geração distribuída é constituída de um gerador síncrono, um transformador de interconexão (TR-2) e um disjuntor de interconexão (D2) onde estão instalados os relés de proteção exigidos pela concessionária. Na subestação da concessionária, são mostrados o transformador abaixador (TR-1) e o disjuntor (D1) onde estão instalados os relés que protegem o alimentador. Os demais elementos da rede de distribuição são os dispositivos de proteção dimensionados e ajustados pela concessionária: o relé de sobrecorrente (51) para a proteção do alimentador, o religador (R) para a proteção do ramal principal, o seccionador (S) e os elos fusíveis (FU) para a proteção dos ramos secundários que alimentam as cargas.

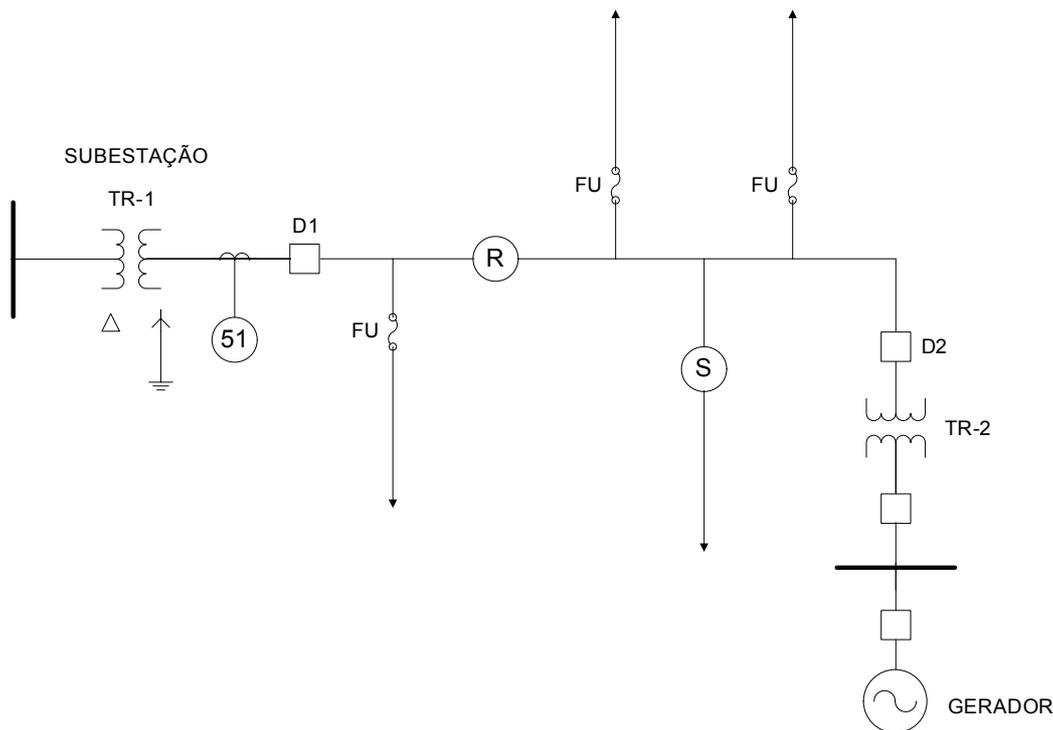


Figura A.1 – Topologia típica de uma rede de distribuição com geração distribuída.

Como atualmente as redes de distribuição são bastante complexas, os estudos de proteção para as diversas situações e contingências tornam-se praticamente impossíveis se forem utilizados métodos manuais de cálculo de curto-circuito e verificação de seletividade. Assim, nas seções seguintes um programa comercial de análise de curto-circuito será empregado para demonstrar o impacto provocado pela instalação de um gerador síncrono. O programa a ser empregado é o *ASPEN OneLiner* ([55]). O *ASPEN OneLiner* é um pacote computacional que trabalha com uma base gráfica do sistema de distribuição em que estão disponíveis os principais modelos de equipamentos de potência (linhas, transformadores, reatores, capacitores, chaves, etc.). A ferramenta oferece ao usuário uma biblioteca com uma vasta gama de modelos de relés e dispositivos de proteção. O usuário ainda pode verificar graficamente o tempo de atuação dos relés de proteção após especificar os tipos de faltas e as contingências a serem simuladas.

A.1. Estudos de Coordenação e Seletividade sem Geração Distribuída

A seguir serão apresentados os resultados dos casos estudos, para a rede de distribuição da Figura A.2, e simulados com o *ASPEN OneLiner* a fim de avaliar os impactos da geração distribuída na coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção. A rede em questão é um

modelo reduzido de um trecho de rede de distribuição rural de 11,9 kV, projetada conforme o padrão de redes aéreas de distribuição da CPFL, porém completa em todos os aspectos referentes à modelagem dos equipamentos e dispositivos de proteção. A rede é composta dos seguintes elementos:

- 12 Barras;
- Trechos de linha em condutores de alumínio, sem alma de aço – A33/CA, suportados por estruturas padrão do tipo N1, com as extensões mostradas na Figura A.2;
- Transformador de distribuição de 125 kVA;
- Transformador de distribuição de 250 kVA;
- Transformador de potência de 15/20/25 MVA – 138/11,9 kV ($Z_{cc} = 9\%$ – 15 MVA);
- Potência de curto-circuito trifásico na barra SE 11,9 kV: $162,8\angle -89,5^\circ$ MVA;
- Elo fusível do tipo expulsão 6K (FU-1);
- Elo fusível do tipo expulsão 40K (FU-2);
- Elo fusível do tipo expulsão 65K (FU-3);
- Elo fusível do tipo expulsão 40K (FU-4);
- Elo fusível do tipo expulsão 10K (FU-5);
- Religador automático com controle microprocessado – *Cooper Form 4A and 4C* ajustado para a sequência de operação 2I+2T;
- Relé digital de sobrecorrente com funções 50/51 e 50/51N.

As barras são identificadas no diagrama pelo seu nome e número operativo, e pela tensão nominal de linha (tensão fase-fase). Os transformadores são mostrados com o tipo de conexão dos enrolamentos primário e secundário, sendo que os secundários estão ligados em estrela com neutro aterrado. Os dispositivos de proteção (relés, fusíveis e religador) são identificados por um pequeno retângulo próximo às barras. As cargas são identificadas por uma pequena seta ligada às barras.

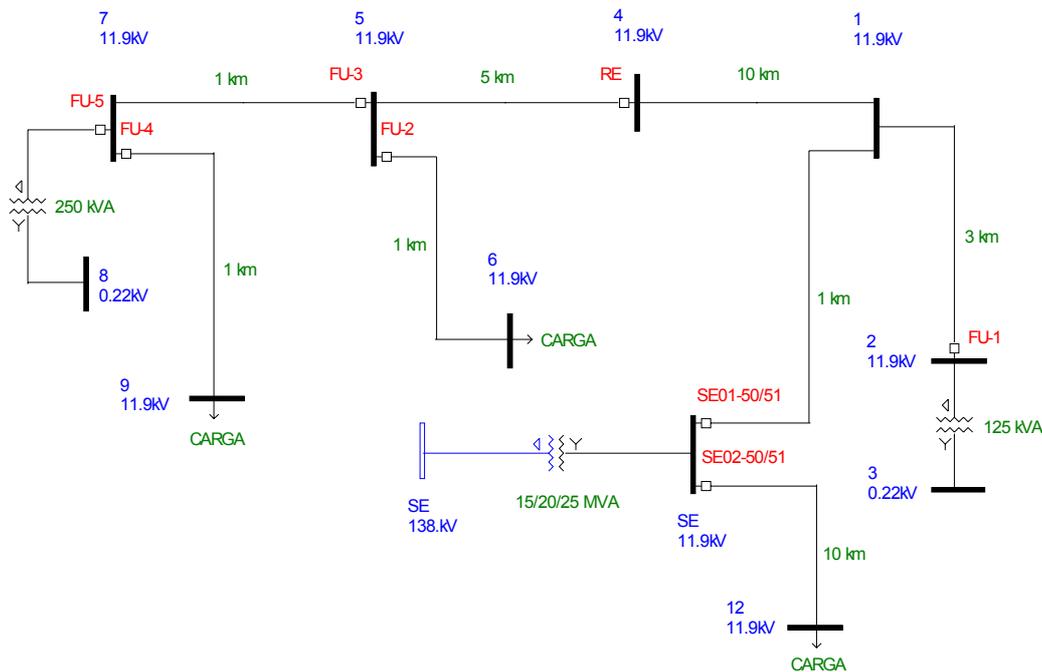


Figura A.2 – Modelo reduzido da rede de distribuição de 11,9 kV.

Os dispositivos de proteção da rede foram previamente ajustados e coordenados, segundo os critérios de coordenação descritos na Seção 2.2. O propósito da análise é mostrar a seletividade graficamente através das curvas *tempo x corrente* dos dispositivos de proteção. Para tanto, serão aplicados curtos-circuitos trifásicos nos pontos de instalação das proteções, sem considerar as cargas (rede a vazio) – como é típico em estudo de curto-circuito clássico ([56]).

O programa *ASPEN OneLiner* processa os casos da seguinte maneira:

- Escolhe-se o ponto de aplicação da falta, podendo ser uma barra ou um dispositivo de proteção que é identificado por um pequeno retângulo. Os dispositivos de proteção devem ser previamente selecionados da biblioteca e alocados em cada ponto de instalação;
- Escolhido o ponto de aplicação da falta, escolhe-se o tipo de falta: trifásica, bifásica, bifásica-terra ou fase-terra, com ou sem resistência de falta. Foi escolhida a falta trifásica, sem resistência de falta, pois o interesse é verificar a seletividade entre as proteções de fase para o maior nível de curto-circuito entre fases;

- O programa calcula as correntes e tensões de curto-circuito, mostrando-as no diagrama unifilar da rede e armazenando-as na memória para uso posterior por outros aplicativos;
- O usuário, então, seleciona uma das proteções e solicita a impressão da curva *tempo x corrente* em um gráfico *log-log*. Em seguida, mais curvas podem ser adicionadas à curva existente. O programa exibe junto com cada uma das curvas o tempo de atuação da respectiva proteção;
- O *ASPEN OneLiner* tem uma característica particular que o diferencia dos demais programas de estudo de seletividade disponíveis no mercado, pois possui um recurso que permite deslocar automaticamente as curvas de suas posições de origem para a posição do eixo da corrente de curto-circuito total, no ponto de aplicação da falta. O programa desloca as curvas de acordo com a relação entre a corrente de curto-circuito total e a corrente de contribuição que passa por cada uma das proteções. Assim, o usuário pode ter uma visão simultânea do tempo de atuação das proteções para uma mesma referência de corrente;
- Ao final do processo, o usuário tem uma visão geral da seletividade. Se a seletividade não é satisfatória, o usuário pode interagir com o programa a fim de escolher outros ajustes mais seletivos.

O estudo tem início com aplicação de um curto-circuito trifásico simétrico no ponto de instalação do fusível FU-4, o dispositivo de proteção mais distante da subestação e de maior capacidade que o fusível FU-5, de modo a verificar a seletividade com o primeiro dispositivo de proteção a montante, o fusível FU-3. A Figura A.3 mostra a distribuição dos fasores das correntes e os fasores das tensões das barras. Os fasores das correntes, com módulo em Ampère (A) e argumento em graus, são mostrados acima dos trechos de linha; os fasores das tensões de fase, com módulo em quilovolt (kV) e argumento em graus, são mostrados junto às barras.

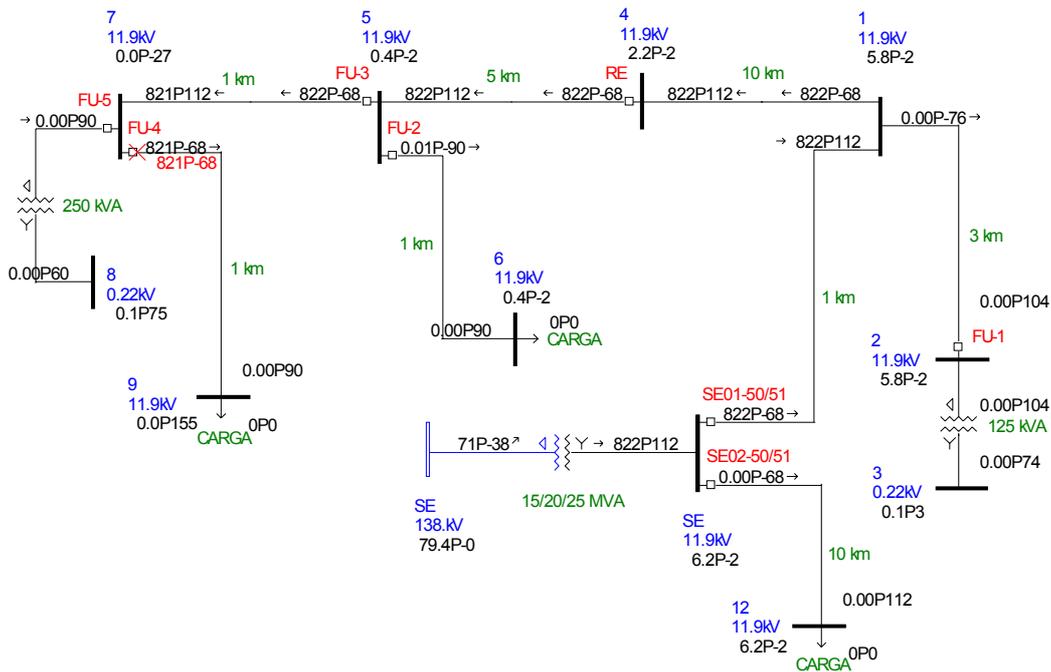


Figura A.3 – Curto-circuito trifásico à frente do fusível FU-4.

A Figura A.4 mostra as curvas de tempo mínimo de fusão e tempo total de interrupção dos fusíveis FU-4 e FU-3, ambos percorridos pela corrente de 821,5 A. O fusível FU-4 interrompe esta corrente em um tempo de 80 ms, enquanto que o fusível FU-3 se funde em um tempo de 120 ms. A seletividade entre os dois fusíveis está assegurada, pois o tempo total de interrupção do fusível FU-4 é inferior a 75% do tempo mínimo de fusão do fusível FU-3.

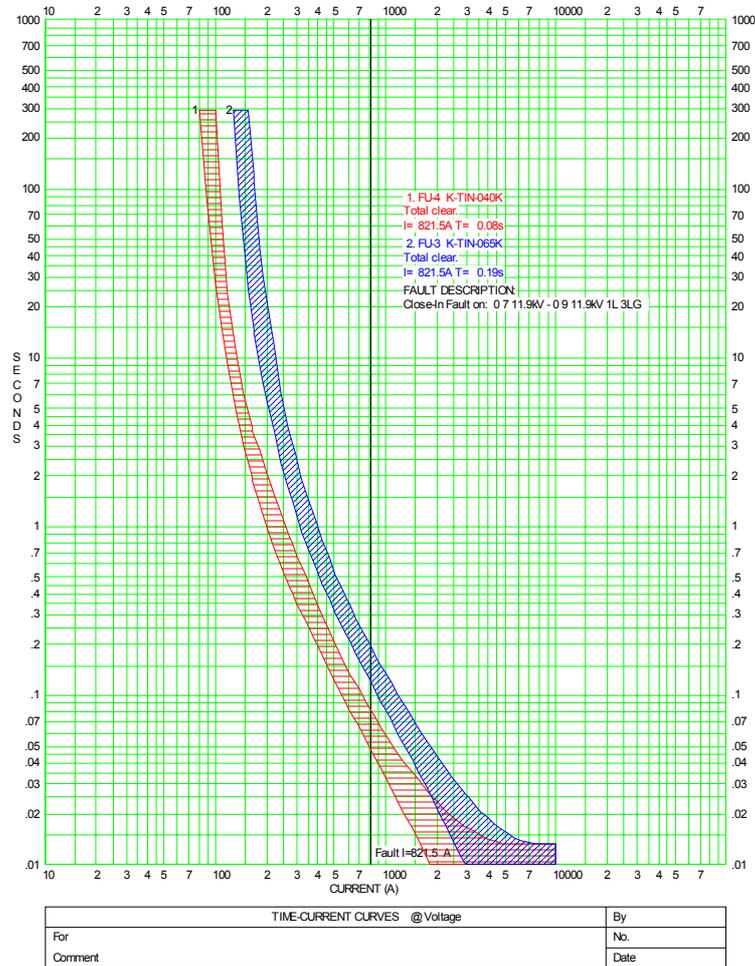


Figura A.4 – Seletividade entre os fusíveis FU-3 e FU-4.

Em seguida, é necessário verificar a coordenação do fusível FU-3 com o religador RE; para isso, aplica-se um curto-circuito trifásico no ponto de instalação do fusível FU-3, conforme mostra a Figura A.5. A Figura A.6 mostra que o religador atua primeiro na curva rápida de fase, em 20 ms, com uma corrente de 867,6 A, dando oportunidade do fusível FU-3 recuperar-se da falta dentro da seqüência de operação do religador. Persistindo a falta, o fusível interromperá a corrente em 180 ms, antes da atuação do religador na curva lenta, em 640 ms. O escalonamento dos tempos de atuação mostra que o fusível e o religador estão coordenados.

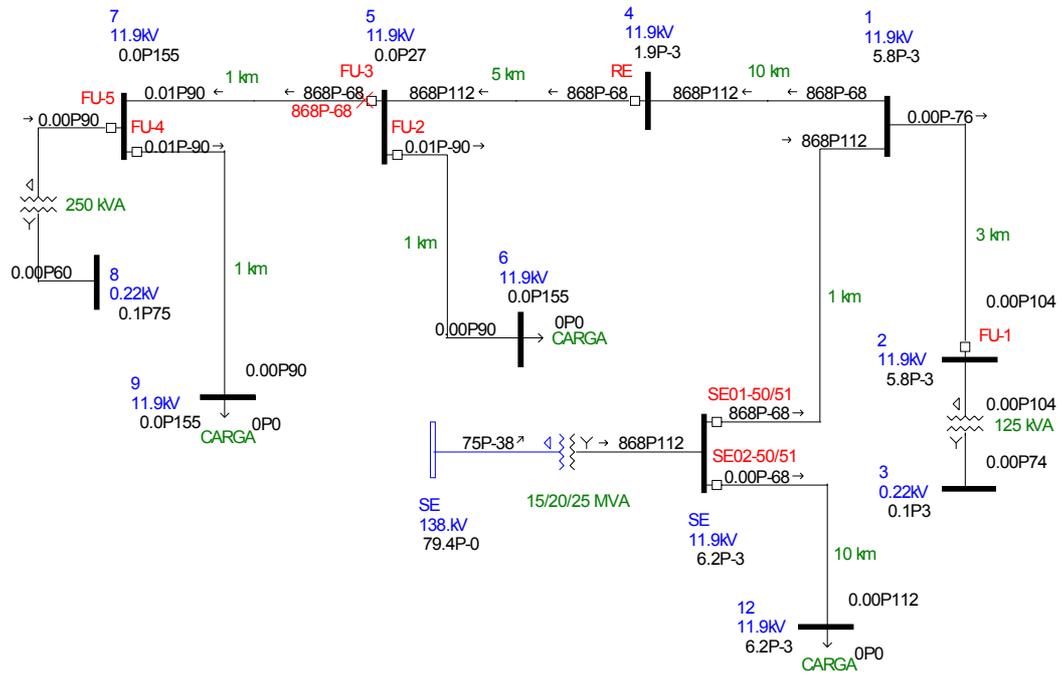


Figura A.5 – Curto-circuito trifásico à frente do fusível FU-3.

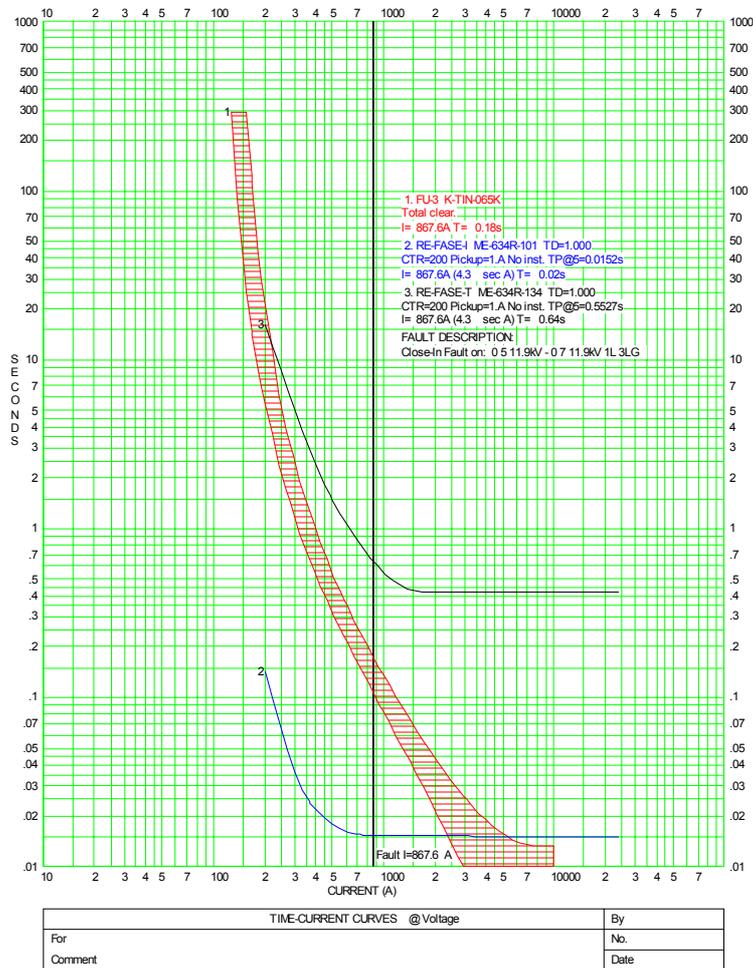


Figura A.6 – Coordenação entre o fusível FU-3 e o religador RE.

Resta verificar a coordenação do religador RE com a função 50/51 do relé digital de sobrecorrente do alimentador SE01 de 11,9 kV. Para isso, aplica-se um curto-circuito trifásico no ponto de instalação do religador RE, conforme mostra a Figura A.7. Pode-se ver na Figura A.8 que o religador atua primeiro na curva rápida de fase, em 20 ms, com uma corrente de 1206 A. Uma vez que a falta está dentro da zona de proteção do religador, a função 50 do relé não deverá atuar junto com a curva rápida, senão o disjuntor do alimentador e o religador abrirão ao mesmo tempo. Esta situação indesejada é evitada ajustando-se a função 50 acima da corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do religador.

Terminada a seqüência de operação do religador na curva rápida, o religador passa para a seqüência de operação na curva lenta. Se a falta for mantida, o religador atuará em 480 ms na curva lenta; caso contrário, após o término da seqüência de operação do religador, a função 51 do

relé atuará em 890 ms, abrindo o disjuntor do alimentador SE01.

Pode-se observar que o intervalo de coordenação, a diferença entre os tempos de atuação do religador e do relé nas curvas temporizadas, é igual a 410 ms para a corrente de curto-circuito trifásico de 1206 A. Por tratar-se de um religador com controle microprocessado e de um relé digital, o tempo de rearme de ambos é desprezível, portanto o intervalo de coordenação entre as curvas temporizadas pode ser limitado a 200 ms.

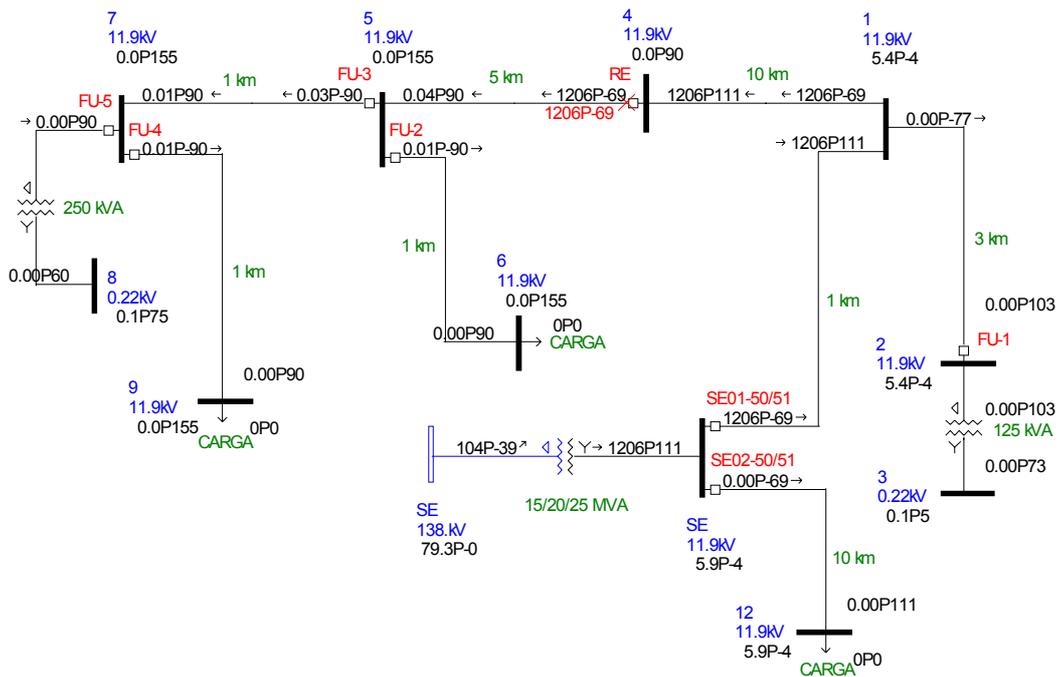


Figura A.7 – Curto-circuito trifásico à frente do religador RE.

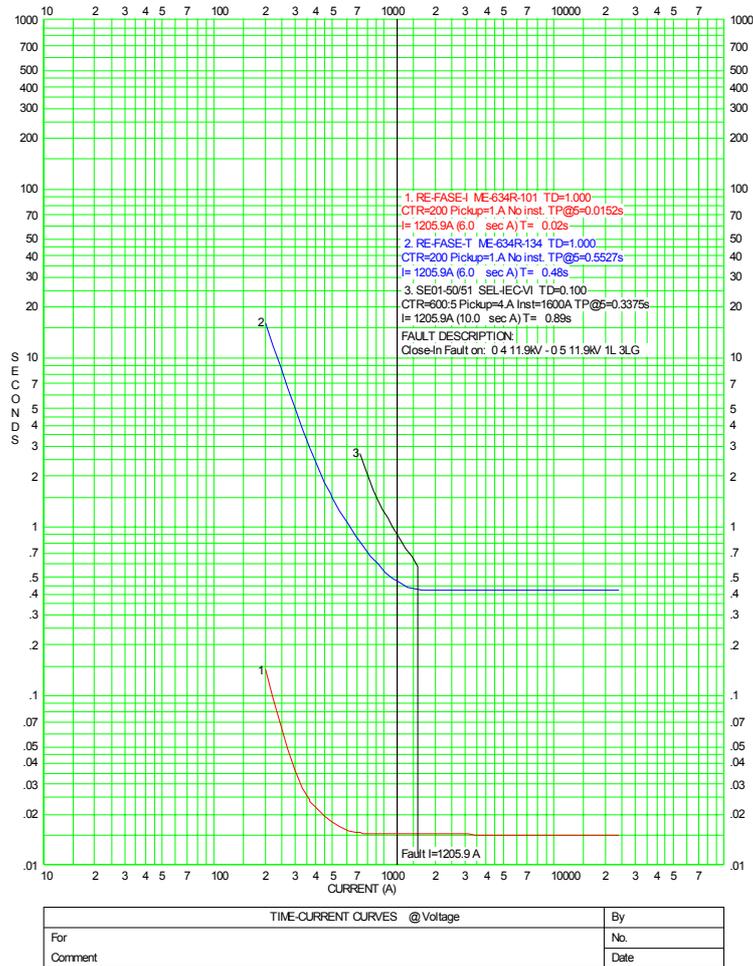


Figura A.8 – Coordenação entre o religador RE e o relé SE01-50/51.

Os estudos de curtos-circuitos monofásicos não foram realizados, pois a verificação da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção segue os mesmos passos dos estudos de curtos-circuitos trifásicos. As particularidades referentes à filosofia e aos critérios de ajustes dos dispositivos de proteção podem ser encontradas nas referências ([6], [7], [16], [17]).

A.2. Estudos de Coordenação e Seletividade na Presença de Geradores Distribuídos

A rede da Figura A.9 é uma extensão da rede apresentada previamente na Figura A.2, em que foi acrescentado um gerador síncrono trifásico de 18,75 MVA – 13,8 kV (com reatância subtransitória $x''_d = 0,14$ p.u.) que se conecta à rede de distribuição através de um transformador de interconexão de 12,5/15 MVA – 13,8/11,9 kV ($Z_{cc} = 10\% - 12,5$ MVA) e de um ramal de 2

km de extensão, em estruturas padrão do tipo N1. O enrolamento do transformador de interconexão está conectado em delta do lado da rede de distribuição, pois a norma técnica da CPFL ([9]) assim determina, a fim de evitar a contribuição de correntes de seqüência zero e a circulação de harmônicas de 3ª ordem.

A inserção do gerador permite a elaboração de um estudo detalhado da distribuição das correntes de curto-circuito através dos trechos da rede, assim como avaliar os impactos na coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção que foram coordenados para a situação sem geração distribuída. Os casos apresentados a seguir mantêm a mesma ordem seqüencial de aplicação das faltas para os casos sem geração distribuída apresentados na seção anterior. Todavia, as faltas trifásicas simétricas, sem resistência de falta, foram simuladas considerando o regime subtransitário das correntes de curto-circuito do gerador. Ao final de cada análise, são discutidas medidas que podem minimizar ou eliminar o impacto da geração distribuída na coordenação e seletividade das proteções.

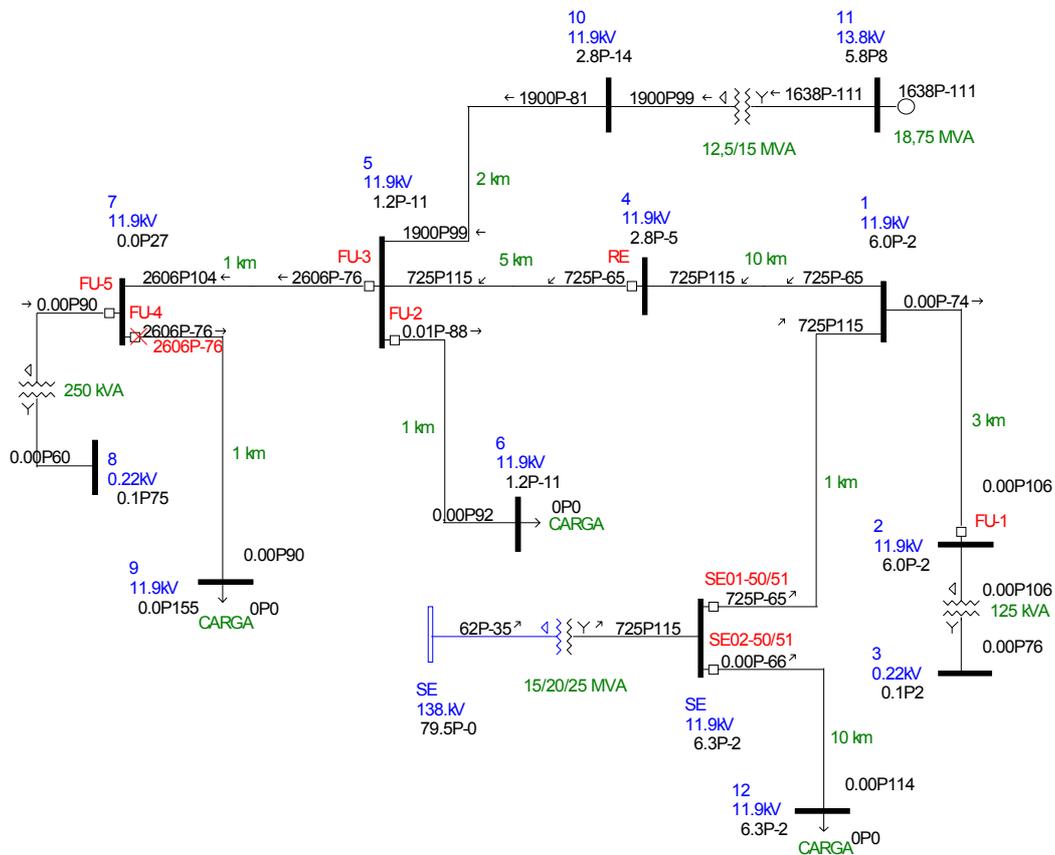


Figura A.9 – Curto-circuito trifásico à frente do fusível FU-4.

A Figura A.10 mostra as curvas de tempo mínimo de fusão e tempo total de interrupção dos fusíveis FU-4 e FU-3, ambos percorridos pela corrente de 2606 A. Nota-se que houve um aumento do nível de curto-circuito de aproximadamente 217% em relação ao caso sem geração distribuída para a falta aplicada no mesmo ponto. Com o aumento do nível da corrente de curto-circuito, em razão da contribuição adicional do gerador, o fusível FU-4 interrompe a corrente em um tempo de 20 ms, enquanto que o fusível FU-3 se funde em um tempo de 12,5 ms. Assim, torna-se evidente pela Figura A.10 que não há seletividade entre os dois fusíveis, pois a curva de tempo total de interrupção do fusível FU-4 está sobreposta à curva de tempo mínimo de fusão do fusível FU-3, portanto ocorrerá a fusão simultânea dos dois fusíveis. A fim de contornar a perda de seletividade, uma das seguintes medidas pode ser adotada:

- Aumentar a capacidade do fusível FU-3 para um calibre que assegure seletividade com o fusível FU-4, desde que o trecho do qual o fusível é proteção principal seja protegido para todos os tipos de faltas;
- Substituir o fusível FU-3 por um religador automático.

Independente de qual das duas medidas seja adotada, a coordenação e seletividade de todos os dispositivos de proteção da rede deverão ser reavaliadas.

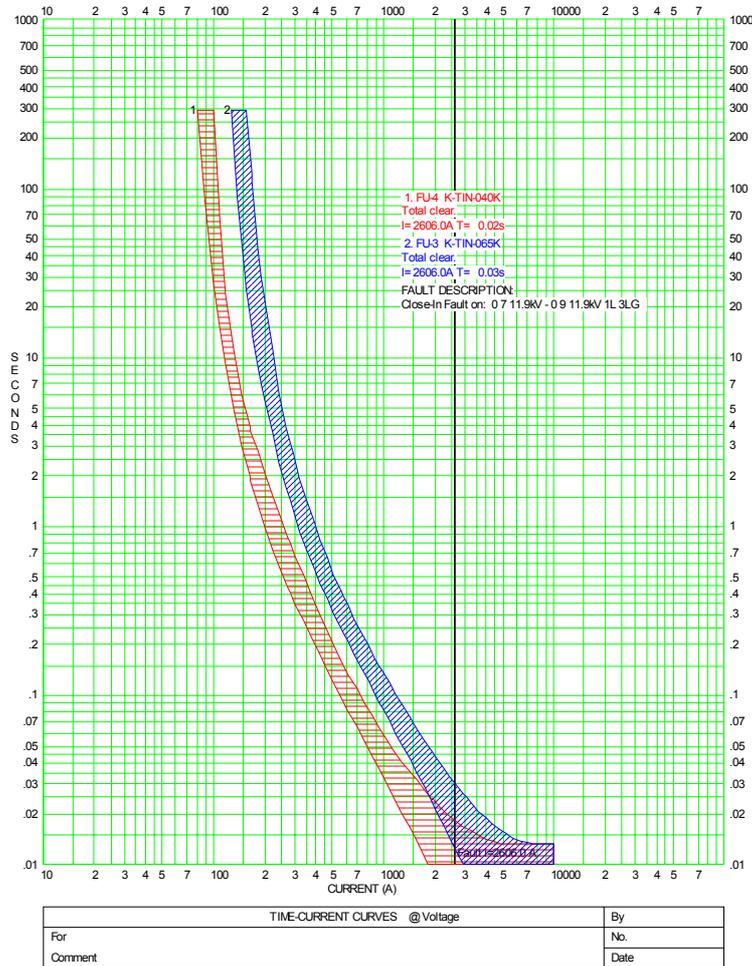


Figura A.10 – Seletividade entre os fusíveis FU-3 e FU-4.

A verificação da coordenação do fusível FU-3 com o religador RE é realizada aplicando um curto-circuito trifásico no ponto de instalação do fusível FU-3, como mostra a Figura A.11. Observa-se que o religador detecta a passagem de uma corrente de 868 A, enquanto que o fusível é percorrido pela corrente de falta total de 3120 A. O aumento da corrente de falta através do fusível leva-o a uma fusão mais rápida, se comparado com o caso sem geração distribuída. Por outro lado, o religador detecta uma corrente de igual magnitude àquela do caso sem geração distribuída para a falta aplicada no mesmo ponto. Isso acontece porque a impedância equivalente de *Thévenin* vista do ponto de falta até a subestação não sofre alteração. Logo, a contribuição de corrente de curto-circuito vinda da subestação permanece a mesma.

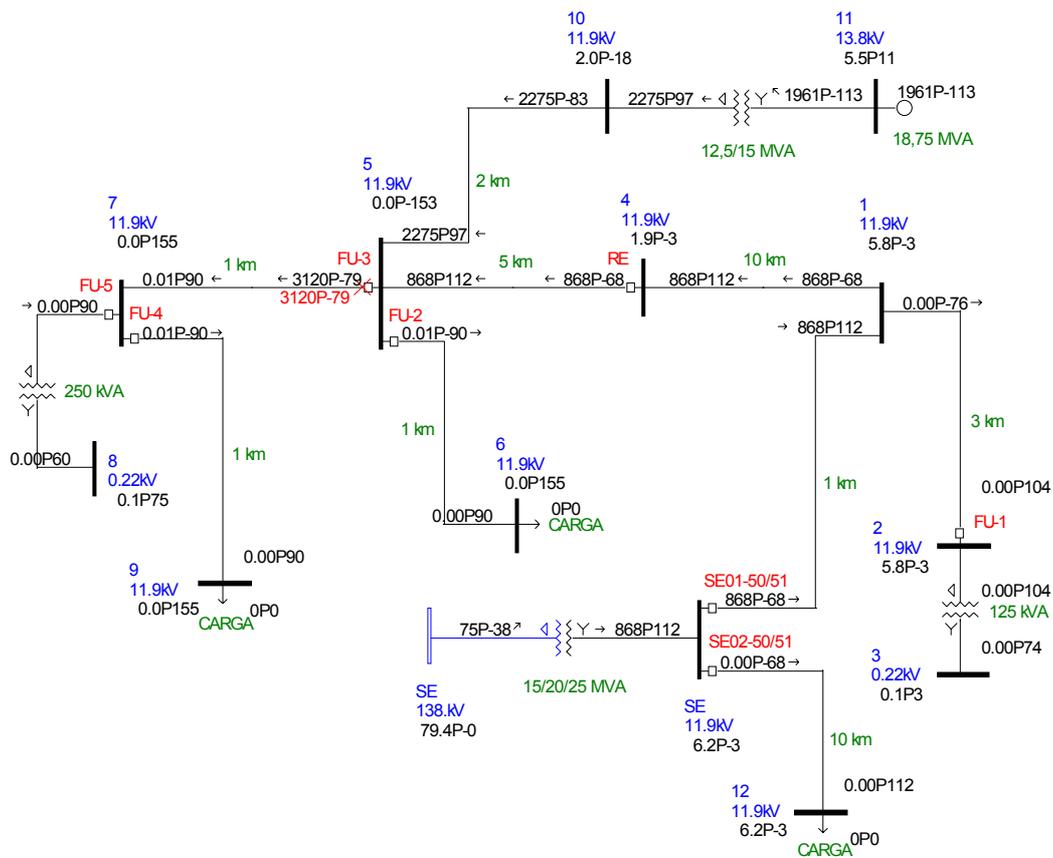


Figura A.11 – Curto-circuito trifásico à frente do fusível FU-3.

A Figura A.12 mostra que o fusível queima simultaneamente com a atuação do religador no primeiro disparo da curva rápida de fase. Portanto, o fusível não se beneficia da seqüência de operação do religador, mesmo que as faltas sejam de origem transitória. A falta de coordenação entre o fusível e o religador poderá ser evitada com a adoção de uma das seguintes medidas:

- Aumentar a capacidade do fusível FU-3, desde que o trecho do qual o fusível é a proteção principal seja protegido para todos os tipos de faltas;
- Substituir o fusível FU-3 por um religador automático.

Seja qual for a medida adotada, a coordenação e seletividade de todos os dispositivos de proteção da rede deverão ser reavaliadas. Assim, percebe-se o enorme impacto que a conexão de um gerador distribuído representa para o sistema de proteção da concessionária, pois é necessária a instalação de novos equipamentos de proteção, bem como a relocação dos equipamentos existentes, além da modificação dos ajustes das proteções.

Considerando-se que a geração distribuída baseada na queima do bagaço de cana-de-

açúcar é sazonal, ou seja, a operação em paralelo com a concessionária ocorre somente durante o período da safra, as modificações nos ajustes das proteções deverão ser desfeitas após a safra. Isso significa que o sistema de proteção deverá se adaptar às configurações sem e com geração distribuída. Contudo, atualmente, mesmo os mais modernos relés digitais não são adaptativos, exigindo do usuário a intervenção local ou remota para a mudança dos ajustes.

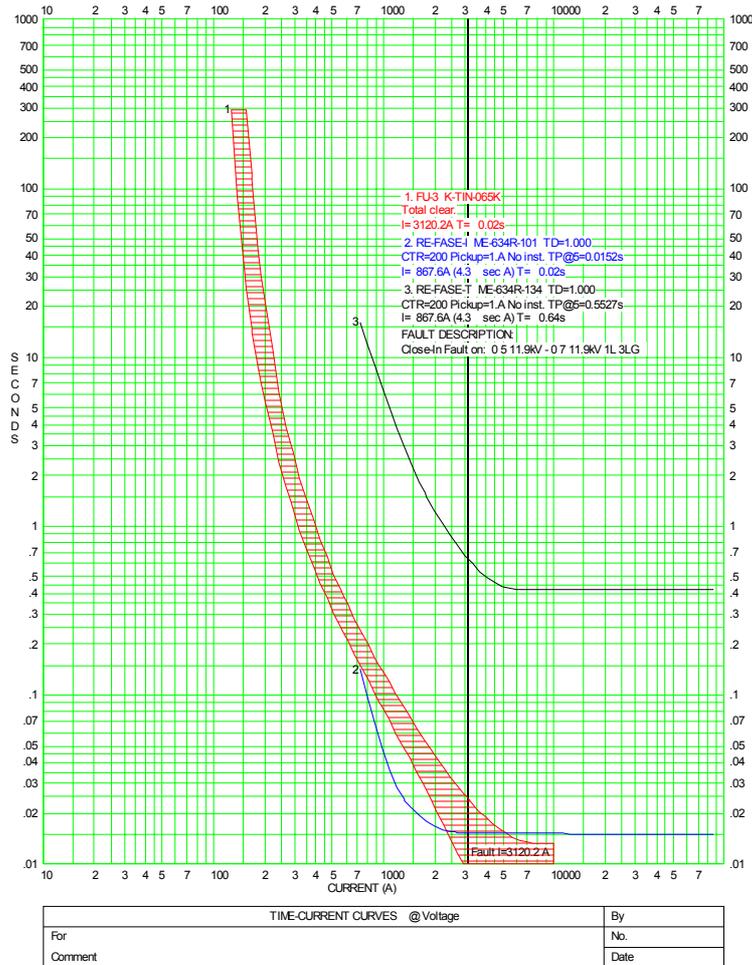


Figura A.12 – Coordenação entre o fusível FU-3 e o religador RE.

Para a aplicação da falta no ponto de instalação do religador RE, verifica-se que não há alteração na magnitude da corrente de curto-circuito. A corrente mantém seu valor igual ao do caso sem geração distribuída, conforme mostra a Figura A.13. Novamente, para a falta neste ponto, a impedância equivalente de *Thévenin* vista pela subestação permanece a mesma e não há alteração na contribuição de corrente de curto-circuito vinda da subestação.

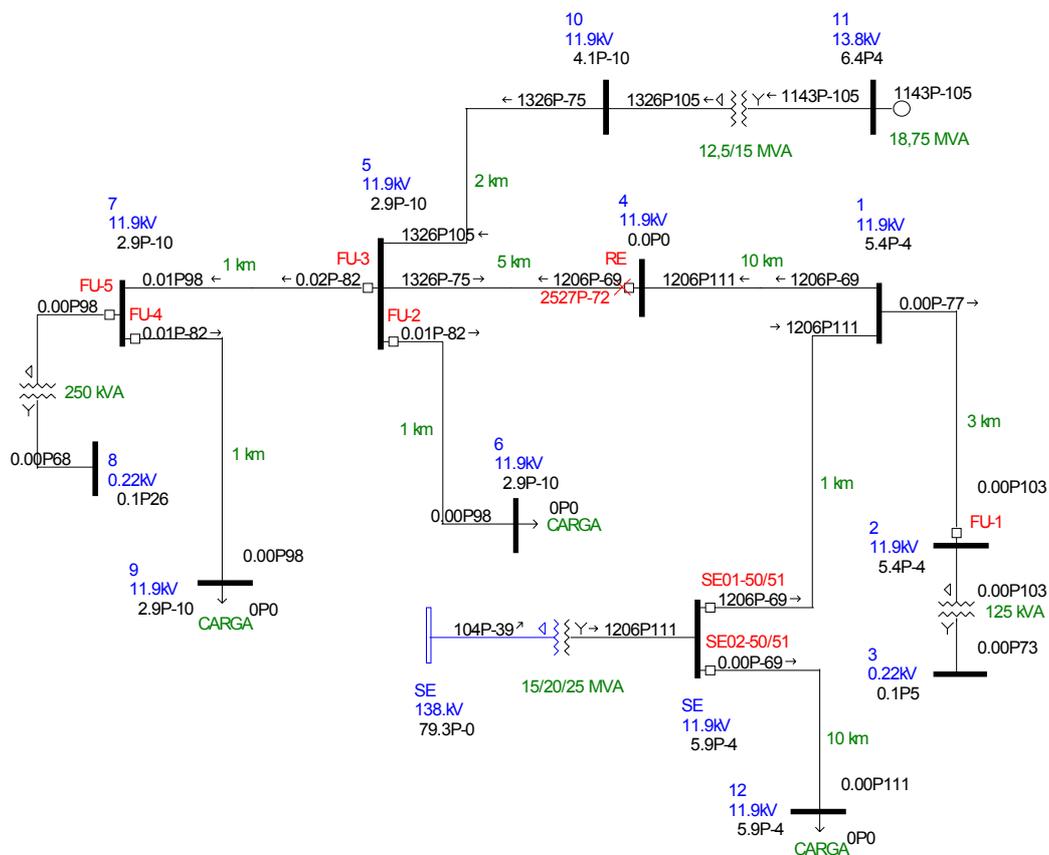


Figura A.13 – Curto-circuito trifásico à frente do religador RE.

Analisando sob a ótica estrita da coordenação entre o religador e a função 50/51 do relé SE01, conforme mostra a Figura A.14, nenhum reajuste destas proteções seria necessário. Porém, a conexão do gerador impôs uma nova coordenação e seletividade de todos os dispositivos de proteção, desde o ponto de instalação do fusível FU-4. A fim de atender esta necessidade, os ajustes do religador e do relé deverão ser modificados.

Quando o relé é sensibilizado pela corrente de defeito, decorrido o tempo de atuação na curva característica, é enviado um comando de disparo para o disjuntor que abrirá o alimentador, interrompendo a passagem de corrente. Após a contagem do intervalo de tempo do primeiro religamento, a função de religamento (ANSI 79) fechará o disjuntor. Se a corrente de defeito for eliminada, o disjuntor permanecerá fechado. Caso a corrente de defeito persista, o relé tornará a comandar a abertura do disjuntor. A função 79 iniciará a contagem do intervalo de tempo do segundo religamento e fechará novamente o disjuntor. Uma vez mais, se a corrente de defeito persistir, o relé abrirá o disjuntor. Entretanto, após a terceira abertura, o disjuntor permanecerá aberto até a intervenção de um operador.

Esta seqüência de desligamentos e religamentos farão com que o alimentador continue ligado após a ocorrência e eliminação de defeitos transitórios, sem que seja necessária a intervenção de eletricitistas e operadores para a sua operação. Todavia, com a conexão do gerador, a seqüência de religamentos do alimentador deverá ser modificada, ou até mesmo bloqueada, se o gerador permanecer conectado à rede após a abertura do alimentador.

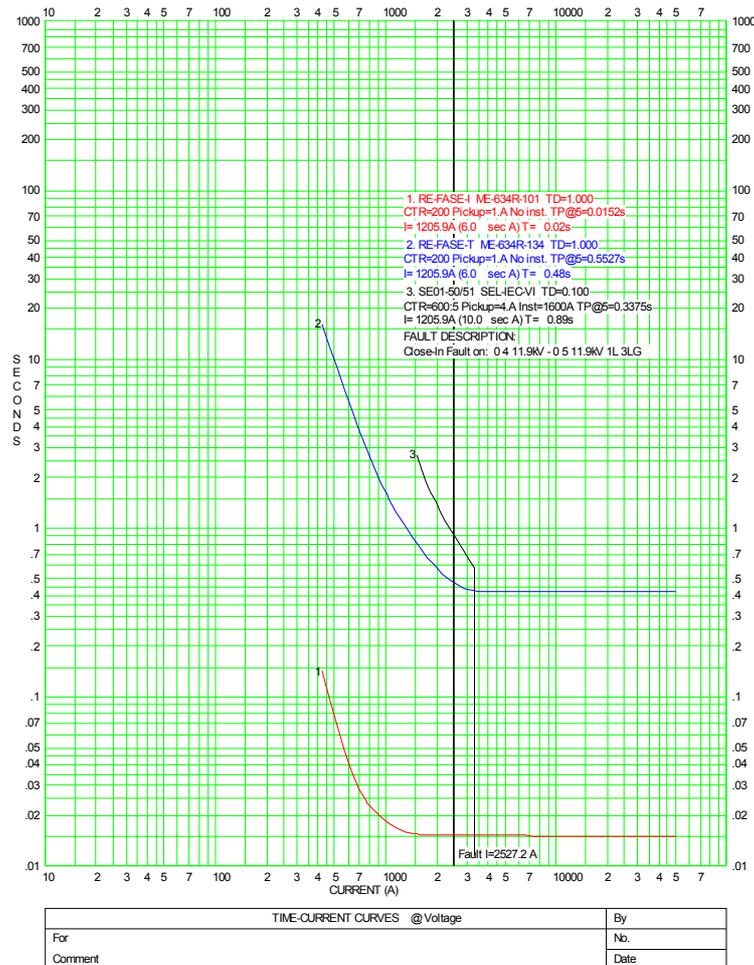


Figura A.14 – Coordenação entre o religador RE e o relé SE01-50/51.

Uma situação de interesse particular é a aplicação de um curto-circuito trifásico de origem transitória no ponto de instalação do relé SE01, conforme mostra a Figura A.15. O objetivo desta análise é avaliar a coordenação da função 50/51 do relé SE01 com o religador RE quando o religador é percorrido pela contribuição de corrente de curto-circuito do gerador. A Figura A.15 mostra que a corrente de falta total é igual a $8546\angle-88^\circ$ A. Uma parcela desta

corrente vem do secundário do transformador da subestação (7897∠-90° A), sendo detectada pelo relé SE01. A outra parcela, da contribuição do gerador (685∠-70° A), é detectada pelo religador RE.

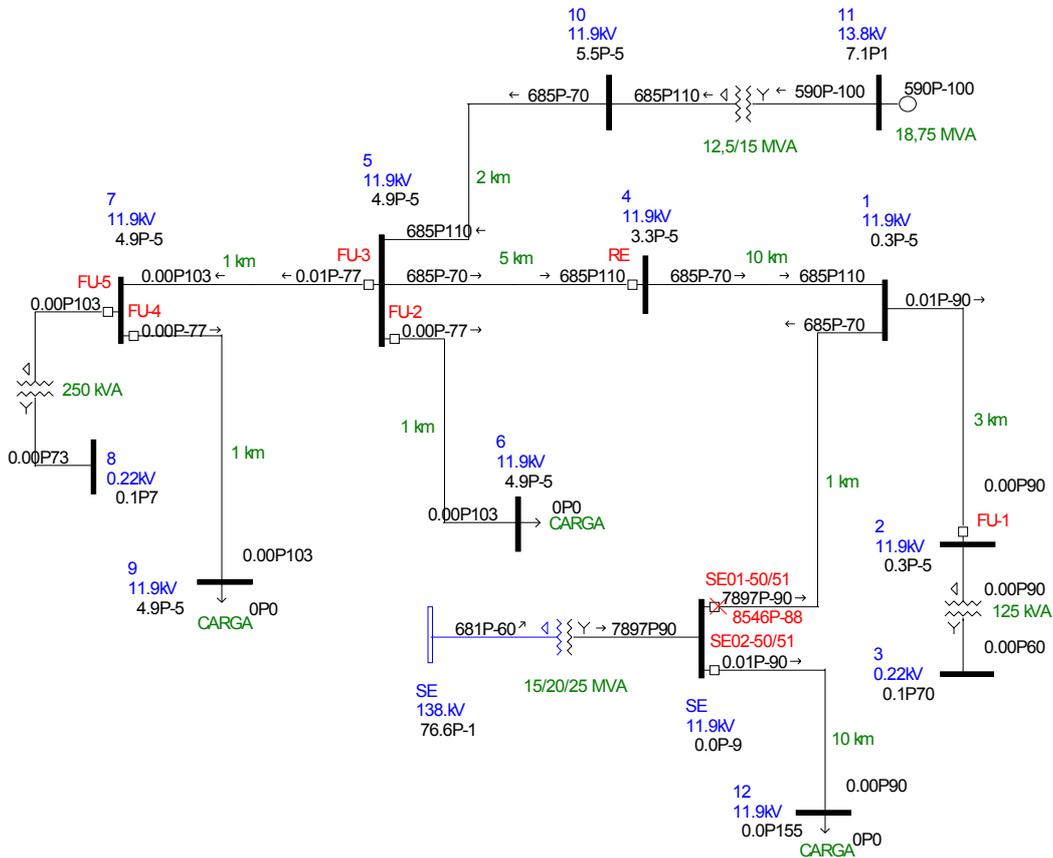


Figura A.15 – Curto-circuito trifásico à frente do relé SE01-50/51.

A Figura A.16 mostra uma situação não prevista e potencialmente perigosa, se não tratada adequadamente, pois tanto o relé quanto o religador atuam simultaneamente para a mesma falta. O religador atua no primeiro disparo da curva rápida de fase, enquanto que o relé atua pela função 50; a falta, se de origem transitória, será completamente eliminada. De imediato, têm-se as seguintes constatações:

- Abertura imediata do religador e do alimentador;
- O gerador tentará sustentar suas cargas e as cargas remanescentes do resto da rede; havendo excesso ou falta de geração, as proteções do gerador desfarão o paralelismo;
- O religador executará sua seqüência de operação programada;

- A atuação do relé ativará a função 79 e iniciará a contagem de tempo do primeiro religamento.

Basicamente, os intervalos de religamento do religador são ajustados em 2 segundos, para uma seqüência de operação 2I+2T, enquanto que o alimentador experimenta a primeira tentativa de religamento em 5 segundos e a segunda tentativa em 30 segundos, conforme a filosofia praticada pela CPFL.

Assumindo-se a hipótese de operação ilhada da geração, em razão de um equilíbrio entre carga e geração, e que o religador e o alimentador estão inicialmente abertos, o religador realizará a primeira seqüência de religamento e ao término de 2 segundos permanecerá fechado. Logo após, a função 79 do relé comandará o fechamento do alimentador, em 5 segundos; neste momento, o alimentador será fechado fora de sincronismo com o gerador. O fechamento fora de paralelo poderá resultar em uma nova falta, com atuação do religador e do relé; a perda da coordenação levará a uma seqüência de desligamentos e religamentos fora de controle; os danos aos equipamentos do acessante e da concessionária são evidentes.

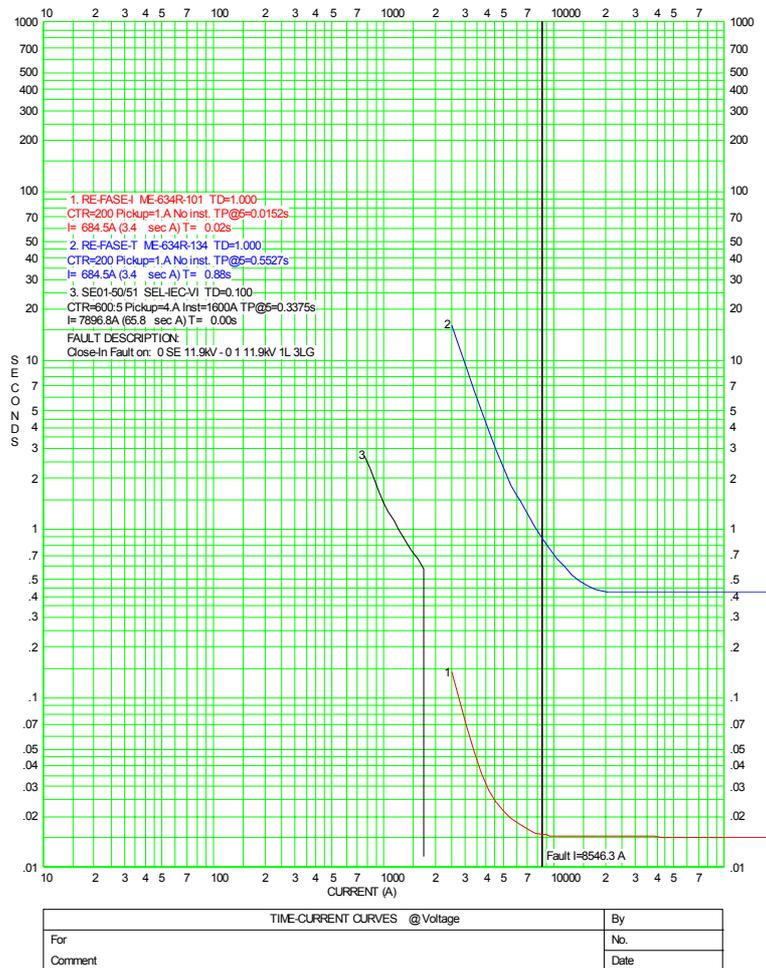


Figura A.16 – Coordenação entre o religador RE e o relé SE01-50/51.

O religador é um equipamento originalmente projetado para proteger os trechos de linha à sua frente, sem considerar o sentido da corrente, portanto de característica não direcional. Da análise anterior, conclui-se que o religador poderá atuar para faltas na retaguarda quando ele estiver instalado entre geradores distribuídos e o disjuntor do alimentador. Todavia, a atuação do religador dependerá da magnitude da contribuição de corrente de curto-circuito do gerador, que é dependente dos parâmetros elétricos da rede e da planta de geração.

A atuação indesejada do religador para faltas fora da sua zona de proteção, na retaguarda, pode ser evitada com a utilização da função de sobrecorrente direcional (ANSI 67). O religamento do alimentador fora de sincronismo com o gerador pode ser evitado através da supervisão de tensão da linha; para isso, é instalado um relé de subtensão (ANSI 27) trifásico,

alimentado por transformadores de potencial (TPs) ligados na saída do disjuntor; enquanto houver tensão na linha, o religamento fica inibido.

Uma outra situação de interesse é avaliar o comportamento do religador RE quando uma falta trifásica é aplicada no alimentador adjacente, no ponto de instalação do relé SE02-50/51, conforme mostra a Figura A.17. Nota-se, assim como na Figura A.15, que a corrente através do religador tem o mesmo valor.

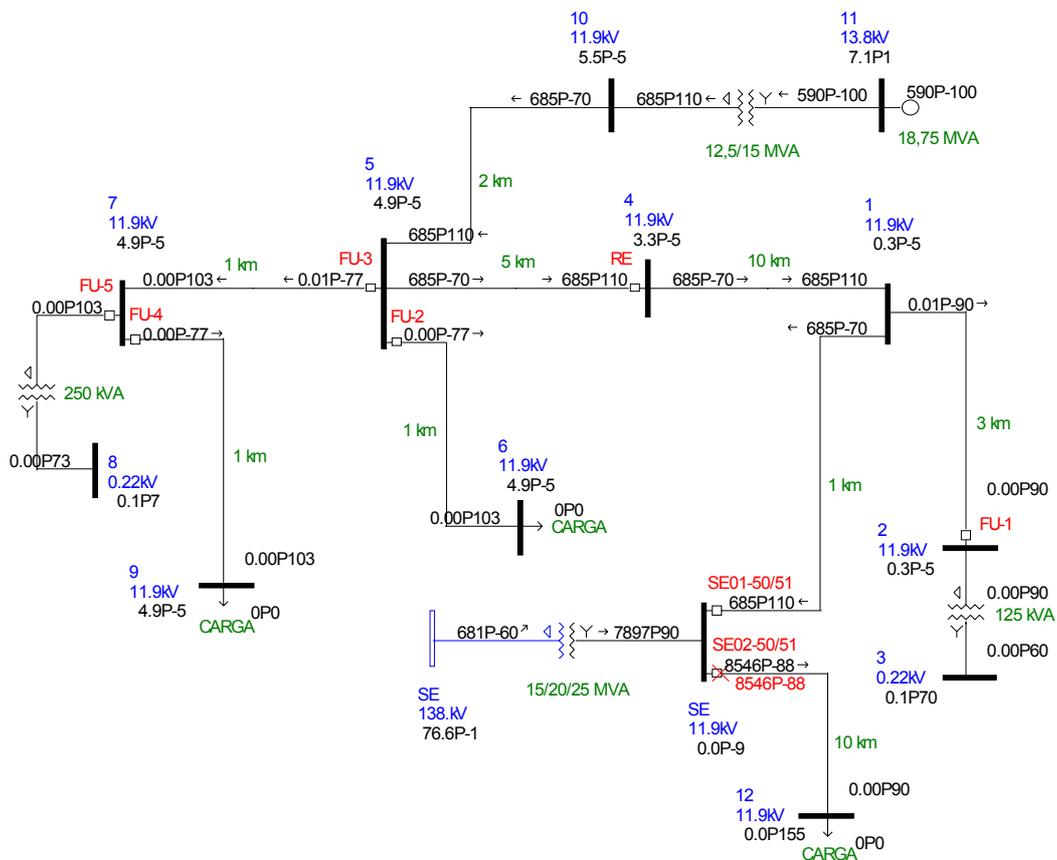


Figura A.17 – Curto-circuito trifásico à frente do relé SE02-50/51.

A Figura A.18 mostra que o religador e o relé SE02-50/51 também atuam simultaneamente. Porém, ao contrário do caso da Figura A.15, enquanto que o religador abre para uma falta na sua retaguarda, o disjuntor do alimentador SE01 permanece fechado, pois a falta foi eliminada localmente pelo relé SE02-50/51. O religador, então, inicia o primeiro religamento em 2 segundos, fechando seus contatos fora de sincronismo com o gerador se, porventura, a geração estiver sustentando as cargas remanescentes. O fechamento do religador nestas condições poderá ser visto pelo relé SE01-50/51 como um curto-circuito, agora no alimentador SE01.

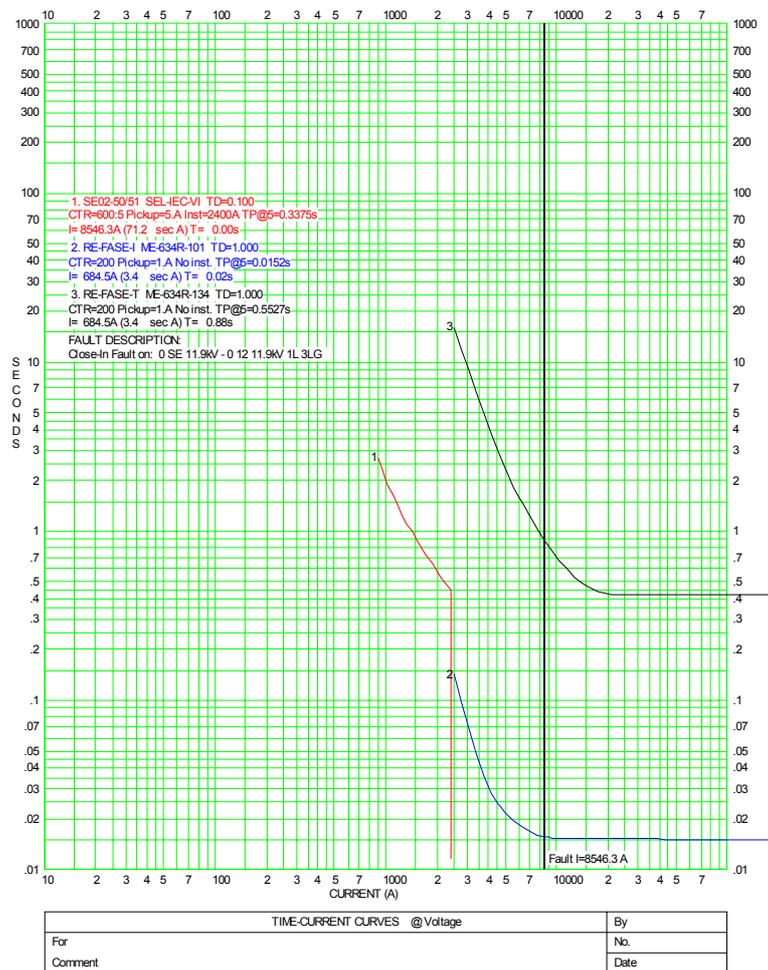


Figura A.18 – Coordenação entre o religador RE e o relé SE02-50/51.

Novamente, a seqüência sucessiva de religamentos e desligamentos, somada a perda de coordenação entre o religador e o alimentador SE01, poderá ocasionar danos severos aos equipamentos do acessante e da concessionária. Este inconveniente poderá ser resolvido instalando um religador automático com controle de religamento supervisionado por tensão ([57]). No lado da carga, olhando para a geração, são instalados três TPs que informam ao módulo de proteção e controle se há presença de tensão quando o religador estiver aberto; a supervisão de tensão trifásica assegura que o religamento será liberado somente se a tensão for nula nas três fases. O funcionamento do religador é mantido pela alimentação auxiliar tomada do lado da fonte.

Para a falta aplicada no ponto de instalação do relé SE02-50/51, verificou-se que o relé SE01-50/51 é percorrido pela contribuição de corrente de curto-circuito do gerador. Contudo, a

magnitude da corrente não foi suficiente para provocar a atuação do relé SE01-50/51, apenas do religador. Dependendo da potência nominal do gerador, dos parâmetros do transformador de interconexão, e dos comprimentos dos trechos da rede, a contribuição de corrente do gerador também poderia levar a atuação do relé SE01-50/51. Assim, é recomendada a instalação de relés de sobrecorrente direcional (ANSI 67) nos alimentadores interligados à geração distribuída, a fim de prevenir a atuação indevida para faltas nos alimentadores adjacentes.

Os estudos de curtos-circuitos monofásicos não foram realizados, pois a geração não contribui com correntes de seqüência zero. Logo, não há impacto nas proteções de sobrecorrente de terra da concessionária.

B. DETECÇÃO DE FALTAS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Os aspectos referentes à proteção da interconexão com a concessionária, com a geração distribuída conectada em média tensão, foram amplamente discutidos considerando a incidência de faltas nos alimentadores da concessionária. Neste caso, o religamento automático do alimentador pode não constituir um problema grave à geração distribuída, pois podem ser tomadas medidas que impeçam o religamento fora de sincronismo; existe a verificação de tensão na linha, além da possibilidade de aumentar os tempos de religamento. A mesma facilidade não se aplica ao sistema de transmissão da concessionária, uma vez que as linhas de transmissão operam com tempos de religamento automático de alta velocidade, da ordem de 15 ciclos; o religamento tem início a partir do disparo das proteções de distância (função 21), associadas a um esquema de teleproteção por comparação direcional. A Figura B.1 mostra um esquema de teleproteção do tipo comparação direcional, em que se vê os relés de proteção (função 21) da linha de transmissão e a subestação da concessionária, que se interliga à geração distribuída através de um alimentador.

Um aspecto fundamental a ser analisado é quando ocorre a abertura dos disjuntores nos terminais da linha, desfazendo o paralelismo. Neste caso, os relatórios de ocorrência mostram que uma geração de grande porte conectada ao sistema de distribuição tem conseguido sustentar as cargas remanescentes da linha de transmissão. Outro aspecto a ser considerado é quanto à incidência de faltas na linha de transmissão, pois o gerador distribuído contribuirá com correntes de curto-circuito. A concessionária, por razões de proteção de suas instalações e de segurança do pessoal, não pode deixar a cargo do acessante esta responsabilidade. Por conseguinte, as subestações da concessionária devem ser dotadas de relés de proteção que detectem faltas no sistema de transmissão e eliminem a contribuição de correntes de curto-circuito da geração. Esta tarefa é realizada através da instalação de relés de proteção, conforme mostra a Figura B.1, com as seguintes funções de proteção: 67, 27, 59 e 59N. As proteções 50/51 e 50/51N, instaladas para a proteção do transformador de potência e que atuam no disjuntor de entrada da subestação, também são direcionadas para abrir o disjuntor do alimentador de interconexão. Assim, as faltas internas do lado de alta tensão da subestação, que estão fora do alcance da proteção 67, são eliminadas.

Muitas vezes, a conexão da proteção 67 nos TCs do lado de alta tensão não é viável tecnicamente, em função das relações de transformação de corrente disponíveis. Neste caso, a proteção 67 pode ser conectada em TPs e TCs instalados no lado de média tensão.

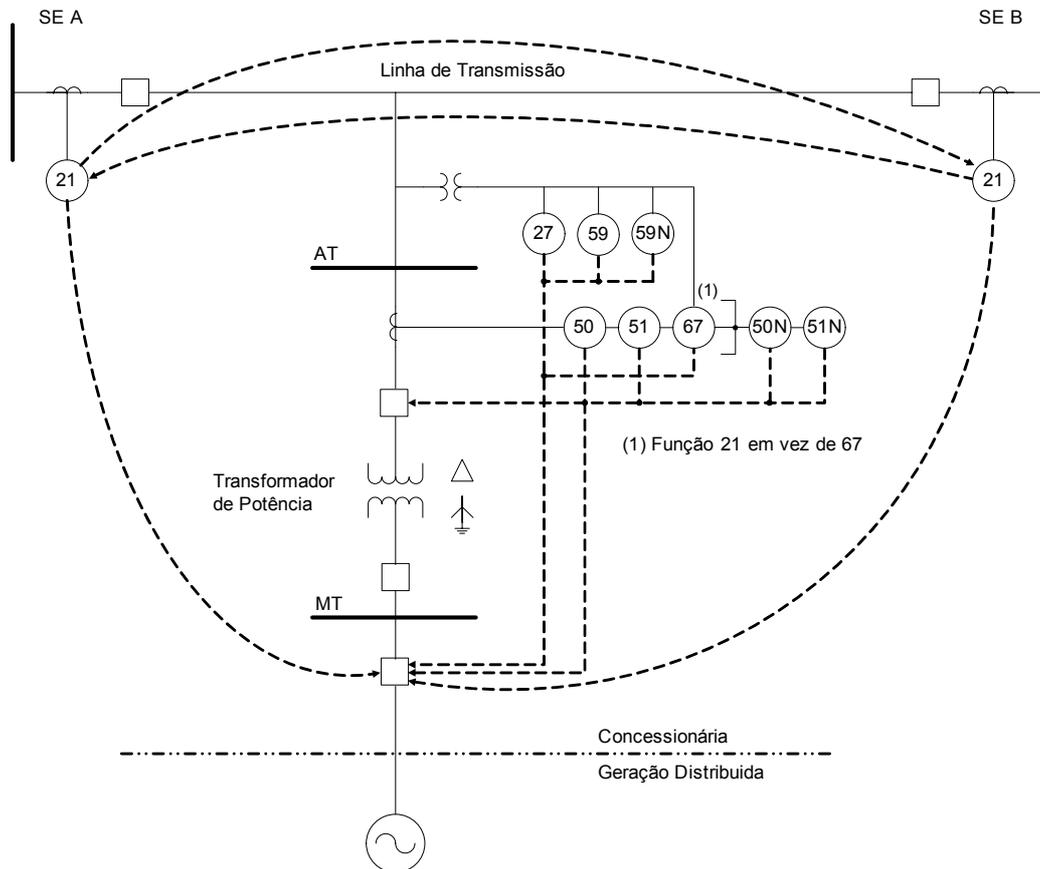


Figura B.1 – Esquema de proteção para detecção de faltas no sistema de transmissão.

A dificuldade em detectar as faltas na linha de transmissão através das proteções instaladas na subestação da concessionária é a seguinte: as faltas transitórias, que são eliminadas rapidamente pelas proteções de alta velocidade da linha de transmissão, podem não ser detectadas pelas proteções da subestação. Assim, se não forem tomadas medidas adequadas, o religamento fora de sincronismo será eminente.

Algumas concessionárias admitem retardar o religamento ou, até mesmo, bloqueá-lo, se houver tensão na linha após a abertura dos terminais. Assim como nos alimentadores, o bloqueio do religamento da linha de transmissão também é realizado pela função 27. No entanto, se o religamento não pode ser retardado ou bloqueado, outras práticas devem ser adotadas a fim de

desconectar a geração distribuída. A alternativa, para uma rápida desconexão da geração distribuída, é a transferência do disparo das proteções dos terminais de linha para o disjuntor do alimentador de interconexão, conforme a Figura B.1 apresentou, através do uso de um canal de comunicação e de equipamentos de teleproteção. Necessariamente, a transferência do disparo não precisa partir de ambos os terminais, basta que um terminal confirme a falta para que o outro transmita o disparo; com isso, esquemas que utilizam rádios digitais podem se tornar atrativos economicamente. Portanto, a seguir, apresenta-se uma breve descrição das alternativas baseadas em teleproteção que podem ser empregadas nestes casos.

B.1. Esquemas de Teleproteção

Diferentes tipos de esquemas de teleproteção são usados atualmente ([41], [51]-[53]), incluindo Transferência de Disparo Permissivo por Sobrealcance (*Permissive Overreaching Transfer Trip - POTT*), Transferência de Disparo Permissivo por Subalcance (*Permissive Underreaching Transfer Trip - PUTT*), Comparação Direcional por Bloqueio (*Directional Comparison Blocking - DCB*), Comparação Direcional por Desbloqueio (*Directional Comparison Unblocking - DCUB*), Transferência de Disparo Direto por Subalcance (*Direct Underreaching Transfer Trip - DUTT*) e Transferência de Disparo Direto (*Direct Transfer Trip - DTT*). Cada um desses esquemas requer que o relé em um terminal se comunique com o relé no outro terminal.

Efetivamente, todas as técnicas e esquemas de comunicação lógica foram desenvolvidos durante as eras dos relés eletromecânicos e estáticos, algumas há mais de 50 anos. Assim, os relés de proteção e os equipamentos de comunicação são dispositivos separados e discretos que servem a propósitos específicos. Os dispositivos de proteção e de comunicação são tipicamente interligados com contatos eletromecânicos. A maioria desses esquemas converte uma saída de contato de relé para um sinal de comunicação seguro e confiável que é transmitido de um terminal para outro. No terminal receptor, o sinal é convertido para uma saída de contato que é conectado para ativar uma entrada de controle no esquema lógico do relé. A Figura B.2 é um exemplo de um esquema de teleproteção do tipo permissivo.

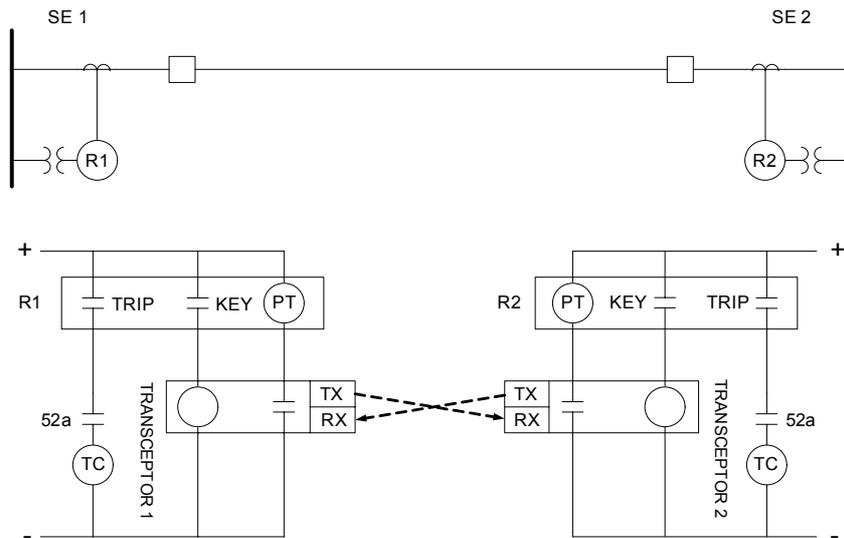


Figura B.2 – Esquema de teleproteção permissivo com relés separados e equipamentos de comunicação.

Hoje, na moderna era do relé digital, estas técnicas de comunicação tradicionais são ainda amplamente utilizadas, cujas principais características são:

- O equipamento de comunicação permanece separado do relé de proteção;
- O contato eletromecânico permanece como interface mais comum entre o relé e o equipamento de comunicação;
- O equipamento de comunicação deve reservar um espaço no canal para cada comando (estado lógico) a ser transmitido;
- Todos esses atributos são mantidos desde a era dos relés eletromecânicos.

B.2. Comunicação Relé-a-relé

Uma nova e inovadora abordagem tem sido desenvolvida para compartilhar estados lógicos entre relés, conforme mostra a Figura B.3 ([58]). Esta abordagem usa as vantagens da capacidade de comunicação e de processamento inerentes ao relé digital. Cada relé digital tem uma porta de comunicação que é capaz de enviar e receber mensagens digitais. Este mesmo relé processa as mensagens digitais que podem representar o estado de elementos de medida, entradas e saídas de controle. É natural que estas duas capacidades sejam combinadas para permitir a comunicação direta entre os relés.

A nova técnica de comunicação relé-a-relé envia repetidamente o estado de oito elementos programáveis internos do relé, os quais podem ser programados através de lógica *booleana*. Os estados são codificados em uma mensagem digital que é enviada de um relé para outro através de uma porta de comunicação serial EIA-232 ([58]).

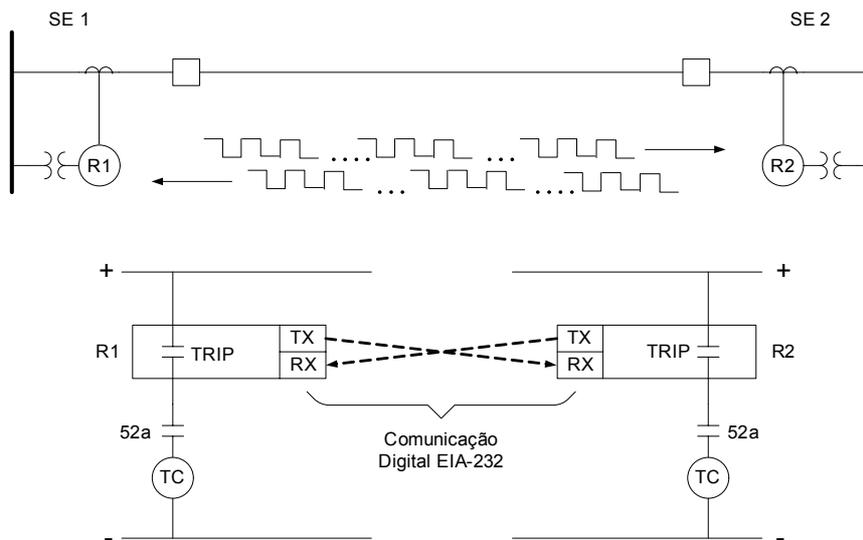


Figura B.3 – Comunicação digital relé-a-relé.

Esta nova técnica de comunicação relé-a-relé cria oito saídas adicionais “virtuais” em cada relé, “conectadas” através do canal de comunicação a oito entradas de controle “virtuais” no outro relé. As oito entradas “virtuais”, RMB1 a RMB8, são elementos internos no relé receptor que seguem, ou “espelham” (*mirrored*), os respectivos estados das saídas “virtuais” TMB1 a TMB8 no relé transmissor, como mostra a Figura B.4.

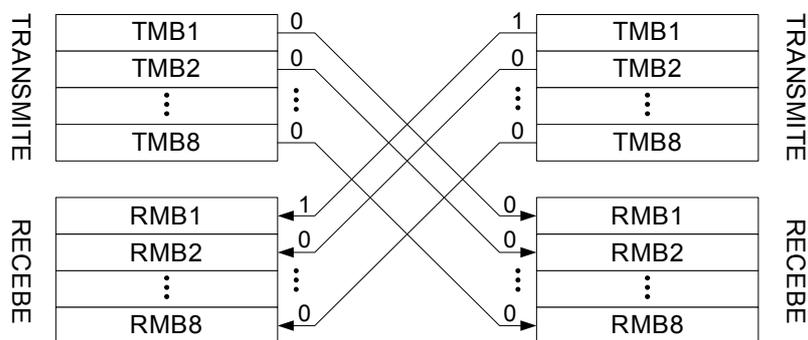


Figura B.4 – Bits “espelhados”.

B.3. Canais de Comunicação

Vários meios físicos de comunicação podem ser utilizados para estabelecer a comunicação relé-a-relé, dentre os quais destacam-se as seguintes opções:

- Fibra ótica dedicada;
- Rede digital multiplexada;
- Microondas analógica;
- Rádios digitais (*Spread Spectrum*).

A comunicação digital relé-a-relé, via fibra ótica, supera os problemas de aumento de potencial de terra e problemas de interferência encontrados com cabos metálicos. Um transdutor de fibra ótica é utilizado em cada terminal de relé para converter o sinal EIA-232 do relé em um sinal ótico que pode ser transmitido pelo cabo de fibra ótica. Cabos de fibra ótica e tecnologias de transdutores multimodo atuais suportam transmissão de sinal ótico até 15 km. Transmissão a distâncias mais longas, da ordem de 150 km, é alcançada com cabos e transdutores óticos monomodo. A comunicação por fibra ótica é o mais simples e o mais claro meio de comunicação digital relé-a-relé. É naturalmente imune às interferências eletromagnéticas e, tipicamente, tem uma taxa de erro de *bit* inferior a 10^{-9} ([58]).

O sistema de rádio digital ponto-a-ponto fornece um meio de comunicação único entre duas áreas ([59]). Os rádios são configurados para operar nas bandas de frequência de UHF e microondas, e com potência nominal relativamente baixa não requerem licença especial para operação. Os rádios incluem uma interface serial EIA-232 para interligação com a porta de comunicação serial EIA-232 do relé, com taxas de transmissão de até 38400 *bps*.

B.4. Aplicação da Teleproteção para Desconexão do PIE

Como exemplo de aplicação, a Figura B.5 mostra o diagrama unifilar de uma linha de transmissão de 138 kV, de propriedade da CPFL, da qual deriva um ramal até a subestação do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE). O PIE exporta uma potência de 15,5 MW através de uma geração de 33 MVA em paralelo com o sistema de transmissão. As demais subestações, que derivam da linha de transmissão, foram omitidas a título de simplificação do diagrama. Em complemento às proteções exigidas para a interconexão, os estudos de impacto realizados pela engenharia de proteção da concessionária apontaram a necessidade de desconectar a geração tão logo ocorra o disparo das proteções dos terminais de linha ([60]). Esta exigência decorre da necessidade de religar automaticamente a linha a fim de restabelecer o mais rápido possível as demais subestações. Para isso, foi aplicado um esquema de transferência de disparo direto através de um rádio-enlace digital com a subestação do PIE.

Os estudos indicaram uma situação favorável ao rádio-enlace somente através da subestação “SE B”. A transferência do disparo pelas proteções da subestação “SE A” se dá através do canal de comunicação com a “SE B”, condicionado à recepção do sinal permissivo pelas proteções da subestação “SE B” e ao fechamento do enlace com o PIE. A escolha de um canal de comunicação digital associado a relés digitais de proteção, com capacidade de comunicação relé-a-relé, tanto nos terminais da linha quanto na subestação do PIE, propiciou a elaboração de um esquema simples e econômico, se comparado a equipamentos de comunicação analógicos ([61]).

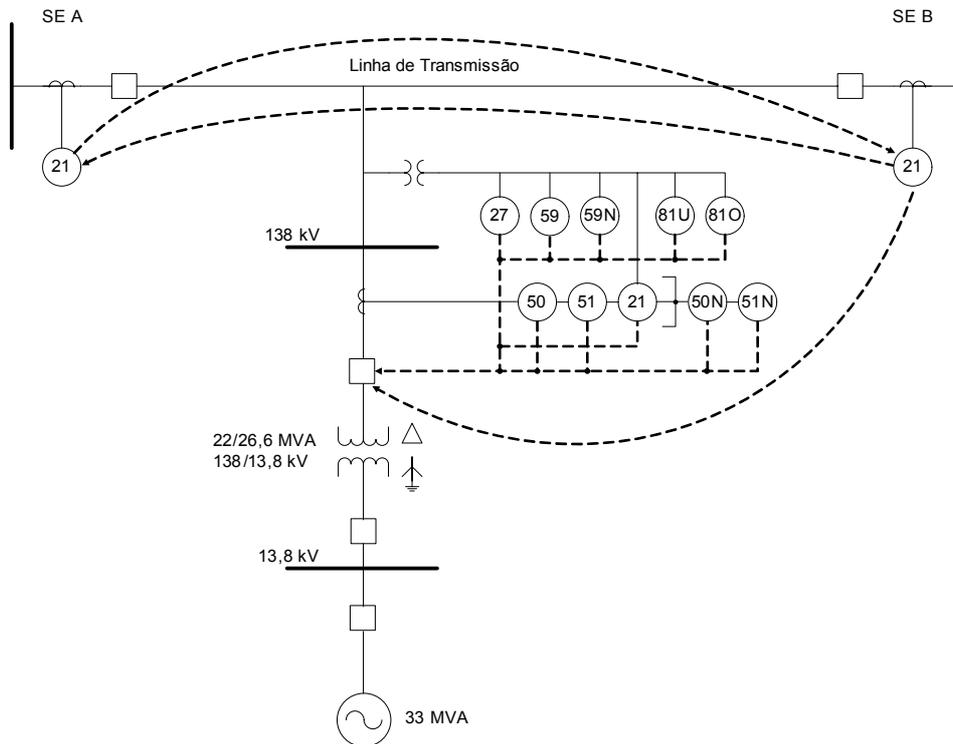


Figura B.5 – Esquema de teleproteção com rádio digital.

A Figura B.6 mostra os registros de oscilografia coletados do relé digital de proteção do PIE, quando da ocorrência de um curto-circuito fase-terra a 37,5 km da subestação “SE B”. A oscilografia apresenta as correntes e tensões de curto-circuito, em valores primários, com ênfase ao módulo da tensão de seqüência zero (V_0), em valor secundário. Pode-se observar o afundamento na tensão da fase “A”, a fase envolvida no defeito, e as sobretensões nas fases “B” e “C”, as fases sãs. Tendo sido detectada a falta na linha pelas proteções dos terminais, o relé de proteção da subestação “SE B” transmite o sinal de disparo direto ao relé de proteção do PIE (*bit* RMB1A ativado), gerando o sinal de disparo local (*bit* TRIP ativado) através do canal de comunicação (*bit* COMM ativado). A partir da recepção do sinal de disparo direto (*bit* RMB1A ativado), a abertura do disjuntor do PIE se dá em aproximadamente 3,5 ciclos. Concomitante à detecção da falta na linha pelas proteções dos terminais, o relé de proteção do PIE também detecta a falta. Observa-se que o estágio temporizado da função de sobretensão de seqüência zero detecta o início da falta (*bit* 59N1 ativado), enquanto os terminais de linha permanecem fechados; em seguida, após a abertura dos terminais de linha, a tensão de seqüência zero aumenta, pois o sistema torna-se isolado, iniciando a operação do estágio instantâneo (*bit* 59N2 ativado). Caso

houvesse falha do esquema de teleproteção, o relé de proteção do PIE teria atuado para desfazer o paralelismo.

A filosofia adotada para a definição dos ajustes da função 59N consiste em ajustar dois estágios: um estágio temporizado (função 59N1), com um ajuste de tensão suficientemente baixo para detectar faltas à terra em toda a extensão da linha, porém a temporização deve ser seletiva com as proteções das demais linhas que derivam das subestações “SE A” e “SE B”; um estágio instantâneo (função 59N2), sem temporização intencional, com um ajuste de tensão alto o bastante a fim de não atuar para faltas fora da linha, enquanto os terminais estiverem fechados, porém baixo o suficiente para atuar quando o sistema estiver isolado após a abertura dos terminais de linha.

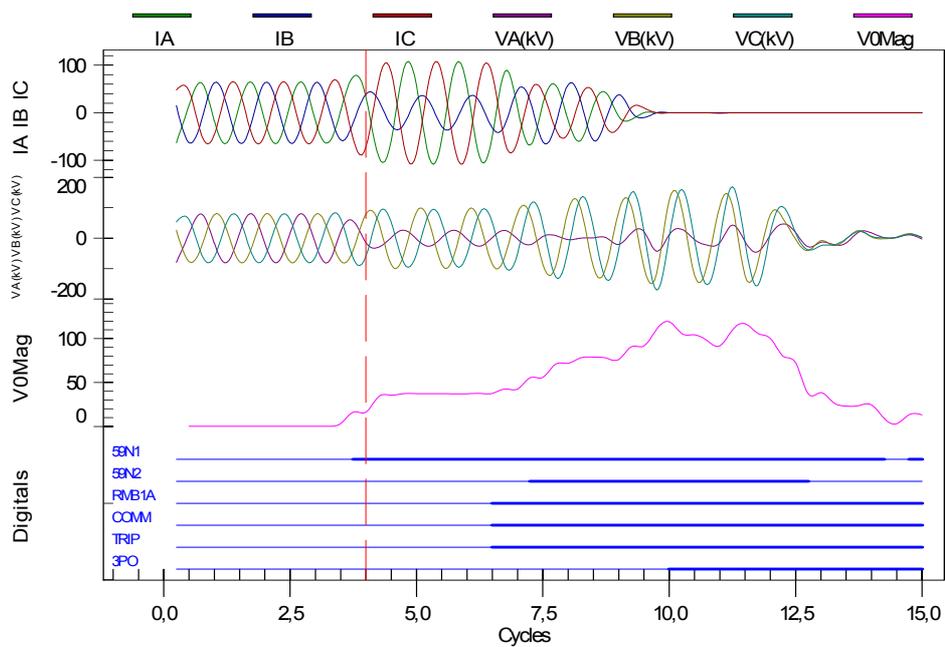


Figura B.6 – Registros de oscilografia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., Strbac, G., *Embedded Generation*, Power and Energy Series 31, The Institution of Electrical Engineers – IEE, Reino Unido, 2000.
- [2] CIGRÉ Working Group 37.23, “Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system”, *CIGRÉ - Relatório Técnico*, 1999.
- [3] CIRED Working Group 4, “Dispersed Generation”, *CIRED - Relatório Técnico*, 1999.
- [4] Tolmasquim, M. T. (organizador), *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*, Editora Interciência, Brasil, 2003.
- [5] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 20 jan. 2007.
- [6] *Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição*, Coleção Distribuição de Energia Elétrica, volume 2, Editora Campus/Eletróbrás, 1982.
- [7] Gers, J. M., Holmes, E. J., *Protection of Electricity Distribution Networks*, Power and Energy Series 28, The Institution of Electrical Engineers - IEE, Reino Unido, 2005.
- [8] IEEE Working Group D3, “Impact of Distributed Resources on Distribution Relay Protection”, *IEEE – Line Protection Subcommittee of the Power System Relay Committee – Relatório Técnico*, 2004.
- [9] Norma Técnica (CPFL), “Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL”, versão 1.2, 2005.
- [10] *PSCAD – Power Systems Computer Aided Design: User's Guide*, Manitoba HVDC Research Centre, 2005.
- [11] *EMTDC – Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation: User's Guide*, Manitoba HVDC Research Centre, 2005

- [12] *ATP – Alternative Transients Program Rule Book*, Leuven EMTP Center, 1987.
- [13] Prikler, L, Høidalen, H. K., *ATPDRAW version 3.5 for Windows 9x/NT/2000/XP: Users' Manual*, 2002.
- [14] *SimPowerSystems For Use with Simulink - User's Guide: Version 4*, MathWorks, 2004.
- [15] CIGRÉ Working Group B5.17, “Relay Software Models for Use with Electromagnetic Transient Analysis Programs”, *CIGRÉ - Relatório Técnico*, 2006.
- [16] Norma Técnica (CPFL), “Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente”, versão 1.2, 2006.
- [17] Anderson, P. M., *Power System Protection*, IEEE Press Series on Power Engineering, McGraw-Hill.
- [18] *Electrical Distribution System Protection*, Cooper Power System, 1990.
- [19] IEEE Std C37.2-1996, “IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations”, *IEEE Standards Board - Substations Committee*, 1996.
- [20] IEC 60255-3, “Electrical Relays – Part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time”, *IEC Standard 60255-3*, 1989.
- [21] IEEE PC37.230/D4.0, “Draft Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines”, *IEEE Power System Relaying Committee – Relatório Técnico*, 2006.
- [22] IEEE Std 1001-1988, “Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems”, *IEEE/ANSI Standard*, 1988.
- [23] Mozina, J. C., “Interconnect Protection of Dispersed Generators”, *Beckwith Electric Co., Inc. – Document Center*. Disponível em: <http://www.beckwithelectric.com/infoctr/>.
- [24] Blackburn, J. L., *Protective Relaying Principles and Applications*, Bothell, Marcel Dekker, Inc., 1987.

- [25] Maezono, P. K., “Conceitos e Princípios Básicos de Proteção por Relés”, Virtus Consultoria e Serviços Ltda., revisão 3, 2005.
- [26] IEEE Std C37.102-1995, “IEEE Guide for AC Generator Protection”, *IEEE Standards Board - Power System Relaying Committee*, 1995.
- [27] IEEE PSRC WG 116 Report, “Understanding microprocessor-based technology applied to relaying”, *IEEE Power System Relaying Committee – Relatório Técnico*, 2004.
- [28] Phadke, A. G., Thorp, J. S., *Computer Relaying for Power Systems*, Research Studies Press Ltd., Inglaterra, 1988.
- [29] Vieira Júnior, J. C. M., “Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos”, *Tese de Doutorado – UNICAMP*, 2006.
- [30] Electricity Association G75/1, “Recommendations for the connection of embedded generating plant to public distribution systems above 20 kV or with outputs over 5 MW”, *Electricity Association Standard*, Reino Unido, 2003.
- [31] IEEE. Std 1547, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, *IEEE Standards Coordinating Committee 21*, 2003.
- [32] Xu, W., Mauch, K., Martel, S., “An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada”, *Report #CTEC-Varenes 2004-074 (TR)*, CANMET Energy Technology Centre - Varenes, Natural Resources Canada, 2004.
- [33] Walling, R. A., Miller, N. W., “Distributed Generation islanding - implications on power system dynamic performance”, in: *IEEE/PES Summer Meeting*, 2002.
- [34] Freitas, W., Xu, W., Huang, Z., Vieira, J. C. M., “Characteristics of Vector Surge Relays for Distributed Synchronous Generator Protection”, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 2, pp. 170-180, 2007.

- [35] Vieira, J. C. M. , Freitas, W., Xu, W., Morelato, A., “Efficient Coordination of ROCOF and Frequency Relays for Distributed Generation Protection by Using the Application Region”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 4, pp. 1878-1884, 2006.
- [36] Vieira, J. C. M., Freitas, W., Huang, Z., Xu, W., Morelato, A., “Formulas for Predicting the Dynamic Performance of ROCOF Relays for Embedded Generation Applications,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission & Distribution*, vol. 153, no. 4, pp. 399 - 406, 2006.
- [37] Vieira, J. C. M., Freitas, W., Xu, W., Morelato, A., “Performance of Frequency Relays for Distributed Generation Protection”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1120 - 1127, 2006.
- [38] Freitas, W., Huang. Z., Xu, W., “A Practical Method for Assessing the Effectiveness of Vector Surge Relays to Distributed Generation Applications”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 57-63, 2005.
- [39] Freitas, W., Xu, W., Affonso, C. M., Huang, Z., “Comparative Analysis between ROCOF and Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 1315-1324, 2005.
- [40] Maezono, P. K., “Proteção da Interligação com Autoprodutores”, Virtus Consultoria e Serviços Ltda., edição 1, 2005.
- [41] Elmore, W. A., *Protective Relaying Theory and Applications*, Marcel Dekker, Inc., 1994.
- [42] Johns, A. T., Salman, S. K., *Digital Protection for Power Systems*, IEE Power Series 15, The Institution of Electrical Engineers – IEE, Reino Unido, 1995.
- [43] Pérez, S. G. A., Sachdev, M. S., Sidhu, T. S., “Modeling Relays for use in Power System Protection Studies”, in: *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, pp. 566-569, 2005.
- [44] Benmouyal, G., “Removal of DC-Offset in Current Waveform Using Digital Mimic Filtering”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 2, no. 2, pp. 621-630, 1995.

- [45] IEEE Std C37.112-1996, “IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays”, *IEEE Standards Board – Power System Relaying Committee*, 1996.
- [46] Johnson, J., Hamilton, R., Lerley, P., “Voltage Restrained Time Overcurrent Relay Principles, Coordination, and Dynamic Testing Considerations”, in: *54th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, Texas A&M University, 2001.
- [47] Warrington, A. R. Van C., *Protective Relays: Their Theory and Practice*, Volumes I and II, Chapman and Hall, 1969.
- [48] Roberts, J., Guzman, A., “Directional Element Design and Evaluation”, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, EUA, 2003.
- [49] Costello, D., Moon, M., Bow, G., “Use of Directional Elements at the Utility-Industrial Interface”, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, EUA, 2005.
- [50] Guzmán, A., Mooney, J., Benmouyal, G., Fischer, N., “Transmission Line Protection System for Increasing Power System Requirements”, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, EUA, 2001.
- [51] *Protective Relays Application Guide*, The General Electric Company, Inglaterra, 1987.
- [52] Ziegler, G., *Numerical Distance Protection Principles and Applications*, Siemens, 1999.
- [53] Horowitz, S. H., Phadke, A. G., *Power System Relaying*, Research Studies Press Ltd., Inglaterra, 1995.
- [54] IEEE C37.111-1999, “IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems”, *IEEE Standards Board – Power System Relaying Committee*, 1999.
- [55] *ASPEN OneLiner*, Advanced Systems for Power Engineering, Inc.
- [56] Stevenson, W. D., *Elements of Power System Analysis*, 4th Ed., McGraw-Hill Book Company, 1986.

- [57] Senne, E. F., “Interconexão de Produtores com o Sistema de Distribuição: Uma Abordagem pela Ótica da Proteção”, monografia apresentada a UNIFEI para obtenção do título de especialista em engenharia elétrica, 2003.
- [58] Behrendt, K. C., “Relay-to-Relay Digital Logic Communication for Line Protection, Monitoring, and Control”, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, EUA, 1998.
- [59] IEEE PSRC WG H2 Report, “Using Spread Spectrum Radio Communication for Power System Protection Relaying Applications”, *IEEE Power System Relaying Committee – Relatório Técnico*, 2005.
- [60] Norma Técnica (CPFL), “Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL”, versão 1.2, 2006.
- [61] Salles, N. J., Júnior, N. S., Abboud, R. L., “Sistema de Teleproteção para Desconexão de Autoprodutores Usando Rádio Digital Spread Spectrum com Mirrored Bits”, in: *XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI)*, 2002.