

Universidade Federal de Campina Grande  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Grupo de Sistemas Elétricos

Tese

Algoritmo auto-adaptativo para proteção de  
sobrecorrente instantânea

Francisco das Chagas Souza Júnior

Francisco das Chagas Souza Júnior

Algoritmo auto-adaptativo para proteção de sobrecorrente  
instantânea

*Tese apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências do Programa de Doutorado em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento da Energia

Benemar Alencar de Souza, D.Sc.

Orientador

Campina Grande - Paraíba - Brasil

Julho de 2016

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

- S729a Souza Júnior, Francisco das Chagas.  
Algoritmo auto-adaptativo para proteção de sobrecorrente instantânea /  
Francisco das Chagas Souza Júnior. – Campina Grande, 2016.  
168 f. : il. color.
- Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal  
de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2016.  
"Orientação: Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza".  
Referências.
1. Proteção adaptativa - Smart Grids. 2. Redes Elétricas Inteligentes. 3.  
Relés de Sobrecorrente Instantânea. 4. Sistemas de Distribuição. 5.  
Geração Distribuída. I. Souza, Benemar Alencar. II. Título.

CDU 621.311(043)

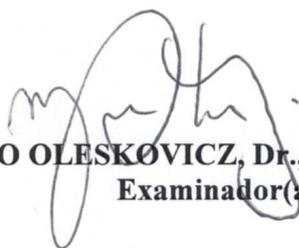
**"ALGORITMO AUTO-ADAPTATIVO PARA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE  
INSTANTÂNEA"**

**FRANCISCO DAS CHAGAS SOUZA JÚNIOR**

**TESE APROVADA EM 05/07/2016**



**BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG  
Orientador(a)**

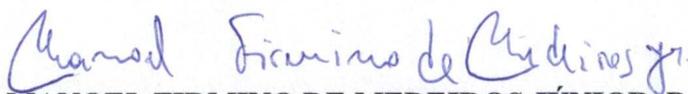


**MÁRIO OLESKOVICZ, Dr., USP-São Carlos  
Examinador(a)**



**NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG  
Examinador(a)**

**WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFCG  
Examinador(a)**



**MANOEL FIRMINO DE MEDEIROS JÚNIOR, Dr., UFRN  
Examinador(a)**

**CAMPINA GRANDE - PB**

*“Tenho a impressão de ter sido uma criança  
brincando à beira-mar, divertindo-me em descobrir uma  
pedrinha mais lisa ou uma concha mais bonita que as outras, enquanto o  
imenso oceano da verdade continua misterioso diante de meus olhos. ”*

ISAAC NEWTON

## DEDICATÓRIA

À minha filha Ana Heloísa, à minha esposa Maiara, aos meus pais Ana e Francisco e minhas irmãs Ana Clara e Ana América, DEDICO.

## AGRADECIMENTOS

A Deus por ser para mim fonte inesgotável de amor, perfeição e bondade. Por além de ter me dado a vida sempre me guiar e me conduzir para o caminho do bem.

À minha esposa Maiara e à minha filha Ana Heloísa que dividiram comigo o dia a dia dessa pesquisa e compreenderem meu tempo compartilhado em meio aos prazos e obrigações da vida real.

À minha amada mãe - Ana - ao meu amado pai - Francisco Souza - e à minhas irmãs Ana Clara e Ana América, que durante toda minha vida não mediram esforços para dar-me uma boa formação ajudando-me a superar as diversidades do dia a dia.

Ao professor Dr. Benemar Alencar de Souza pela orientação, ajuda e dedicação em todos os momentos durante a realização deste trabalho e de todos os trabalhos aos quais nos submetemos nos últimos 6 anos.

Aos colegas de trabalho do IFRN, campus Caicó, pelo incentivo. Aos meus atuais e ex-alunos por terem sido para mim antídoto de alegria, felicidade e perseverança.

Aos amigos do LARCA: Huilman, Nelson, Wellinsílvio, Jamile, Felipe, Ana Vitória, Alana, Célio, Paulo Coutinho, pelas valiosas colaborações, discussões e parcerias sobre os problemas da proteção de sistemas elétricos.

À CAPES, pelo suporte financeiro dado durante o período de realização deste trabalho.

*Francisco das Chagas Souza Júnior*

## RESUMO

Uma técnica auto-adaptativa que torna a obtenção dos ajustes de coordenação de relés de sobrecorrente instantânea para sistemas de distribuição uma tarefa automática, sem a necessidade de intervenção humana e nem a interrupção do fornecimento de energia elétrica ou do monitoramento da rede é proposta. Usando uma arquitetura distribuída, formada por três camadas conectadas através de canal de comunicação, modificações topológicas como entrada/saída de linhas, e/ou nos perfis de carga e geração do sistema elétrico terão seus efeitos automaticamente refletidas nos ajustes dos dispositivos de proteção. O método proposto usa a corrente de carga como item principal para a determinação dos ajustes das unidades instantâneas de sobrecorrente em redes de distribuição de média tensão com e sem a presença da geração distribuída. Por meio do cálculo *online* dos equivalentes de rede a técnica proposta necessita de baixos níveis de intervenção humana para a realização dos estudos de coordenação e seletividade. Os resultados obtidos comprovam a viabilidade técnica da metodologia proposta e corrobora com o estado da arte no tocante ao desenvolvimento das redes elétricas inteligentes.

**Palavras-chave:** Proteção adaptativa; *Smart Grids*; redes elétricas inteligentes; relés de sobrecorrente instantânea; sistemas de distribuição; geração distribuída.

## ABSTRACT

A self-adaptive technique that improves the instantaneous overcurrent relay settings determination an automatic task, without human intervention neither interruption on electric supply or grid monitoring is proposed. An architecture designed by three layers connected using a communication channel provides that modification on power electric grid as connection/disconnection of transmission lines, and/or on generator or load profiles will be automatically reflected on protective device settings. Load current has been used to determine the reach of instantaneous overcurrent relay settings in a medium voltage distribution system considering cases with and without distributed generation connected on the grid. The possibility of online determination at Thevenin equivalent circuit low human interventions to execute coordination study. Obtained results demonstrate the viability of proposed technique and increase with state of art about improvements of smart electric grids.

**Keywords:** Adaptive protection; overcurrent relays; smart grids; distribution systems; transmission systems.

# SUMÁRIO

<b>Lista de Figuras</b>	xiii
<b>Lista de Tabelas</b>	xx
<b>Siglas</b>	xxiii
<b>Lista de Símbolos</b>	xxv
<b>Capítulo 1 – Introdução</b>	1
1.1 Motivação . . . . .	2
1.2 Objetivos . . . . .	3
1.3 Metodologia . . . . .	3
1.4 Contribuições . . . . .	4
1.5 Organização do Trabalho . . . . .	5
<b>Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica</b>	6
2.1 Métodos que Utilizam Arquitetura Distribuída . . . . .	8
2.2 Métodos que Utilizam Arquitetura Concentrada . . . . .	10
2.3 Métodos Baseados em Inteligência Artificial . . . . .	10
2.4 Métodos Não Baseados em Inteligência Artificial . . . . .	12

---

<b>Capítulo 3 – Fundamentos da Coordenação da Proteção</b>	<b>18</b>
3.1 Sistema de proteção para redes de distribuição . . . . .	19
3.1.1 Isolamento de Falhas Temporárias . . . . .	19
3.1.2 Isolamento de Falhas Permanentes . . . . .	21
3.2 Coordenação de relés de proteção . . . . .	22
3.2.1 Sistemas radiais . . . . .	23
3.2.2 Sistemas com Geração Distribuída . . . . .	25
3.2.3 Algoritmo de Coordenação . . . . .	28
3.2.3.1 Determinação da relação de TC (RTC) . . . . .	30
3.2.3.2 Critérios para ajustes de corrente mínima de atuação . . . . .	30
3.2.3.3 Sistemas não-radiais e com geração distribuída . . . . .	35
3.3 Resumo . . . . .	38
<b>Capítulo 4 – Fundamentos da Proteção Digital</b>	<b>40</b>
4.1 Estimação de fasores . . . . .	41
4.1.1 Janelamento de sinais . . . . .	41
4.1.2 Algoritmos de estimação de fasores baseados na série de Fourier . . . . .	42
4.1.2.1 Algoritmo de Fourier de 1 ciclo . . . . .	43
4.1.2.2 Algoritmo de Fourier de meio ciclo . . . . .	44
4.1.3 Eliminação do efeito da componente DC de decaimento exponencial . . . . .	45
4.2 Relé como comparador . . . . .	49
4.3 Resumo . . . . .	51
<b>Capítulo 5 – Proteção adaptativa de sobrecorrente</b>	<b>52</b>
5.1 Proteção adaptativa de sobrecorrente instantânea . . . . .	52
5.1.1 Sistemas radiais . . . . .	54

---

5.1.2	Sistema com geração distribuída . . . . .	56
5.2	Resumo . . . . .	64
<b>Capítulo 6 – Rede de proteção adaptativa</b>		<b>65</b>
6.1	Arquitetura do Sistema de Proteção Adaptativa . . . . .	65
6.2	Modelo de relé de sobrecorrente adaptativo . . . . .	67
6.2.1	TPC e TC de Potência . . . . .	71
6.2.2	TP e TC auxiliares . . . . .	72
6.2.3	Modelo do disjuntor . . . . .	72
6.2.4	Filtro analógico <i>Anti-aliasing</i> . . . . .	73
6.2.5	Conversão Analógico/Digital . . . . .	76
6.2.6	<i>Buffer</i> . . . . .	78
6.3	Centro de Controle da Subestação (CCS) . . . . .	78
6.4	Centro de Controle da Operação (CCO) . . . . .	81
6.5	Resumo . . . . .	82
<b>Capítulo 7 – Apresentação e análise dos resultados</b>		<b>83</b>
7.1	Considerações sobre as simulações no ATP . . . . .	83
7.2	Sistemas de Distribuição Sem Geração Distribuída . . . . .	84
7.2.1	Análise do Sistema de Proteção Adaptativa Para um Sistema Radial Sim- plificado . . . . .	84
7.2.1.1	Análise em regime permanente . . . . .	85
7.2.1.2	Saída da LT 2 . . . . .	90
7.2.1.3	Entrada da <i>LT</i> 4 . . . . .	96
7.2.2	Análise do Sistema de Proteção Adaptativa Para um Sistema Real . . . .	101
7.2.2.1	Análise em Regime Permanente (Sem Modificações na Rede) . .	102
7.2.2.2	Saída de Linha do Sistema . . . . .	107

---

7.2.2.3	Acréscimo da Potência de Carga Instalada . . . . .	112
7.2.2.4	Diminuição da Potência de Carga . . . . .	117
7.3	Sistema de Distribuição com Geração Distribuída . . . . .	120
7.3.1	Análise em Regime Permanente (Sem Modificações no Sistema) . . . . .	120
7.3.2	Saída de Linha do Sistema . . . . .	124
7.3.3	Perda de Um dos Geradores da Geração Distribuída . . . . .	127
7.4	Resumo . . . . .	130
<b>Capítulo 8 – Conclusões</b>		<b>131</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>		<b>134</b>
<b>Apêndice A – Publicações Associados ao Projeto de Doutorado</b>		<b>143</b>
A.1	Trabalhos Publicados em Periódicos Internacionais . . . . .	143
A.2	Trabalhos Publicados em Anais de Eventos Nacionais e Internacionais . . . . .	143
<b>Apêndice B – Equivalentes de Rede</b>		<b>145</b>
B.1	Sistema de distribuição . . . . .	145
B.2	Barras de carga . . . . .	146
B.3	Linhas de transmissão . . . . .	148
<b>Apêndice C – Relés direcionais</b>		<b>150</b>
<b>Apêndice D – Detalhes do Regional Maceió</b>		<b>155</b>
D.1	Diagrama Unifilar . . . . .	155
D.2	Entrada de rotina de Fluxo de Carga (ANAREDE) . . . . .	157
D.3	Entrada de rotina de Estudo de Curto-Circuito (ANAFAS) . . . . .	158

## LISTA DE FIGURAS

3.1	Esquema de funcionamento de um religador automático com duas interrupções rápidas e uma lenta. . . . .	20
3.2	Sistema de distribuição com os respectivos dispositivos de proteção. . . . .	21
3.3	Faltas permanentes sendo isoladas por fusíveis. . . . .	22
3.4	Sistema de distribuição simplificado. . . . .	23
3.5	Exemplos de coordenação entre: (3.5(a)) fusível e religador, (3.5(b)) fusível e relé e (3.5(c)) relé e religador. . . . .	24
3.6	Sistema de distribuição com presença de geração distribuída. . . . .	26
3.7	Gradiente da tensão em sistemas radiais com e sem geração distribuída. . . . .	27
3.8	Sistema de potência radial simplificado. . . . .	29
3.9	Fluxograma utilizada para coordenação dos dispositivos de sobrecorrente temporizada em uma rede radial. . . . .	32
3.10	Fração da linha protegida pela unidade instantânea. . . . .	34
3.11	Sistema não-radial com presença de geração distribuída e linhas duplas. . . . .	35
3.12	Relés de sobrecorrente direcionais protegendo sistema fictício. . . . .	36
3.13	Sistema radial com duas fontes de potência. . . . .	37
3.14	Sistema elétrico com circuitos duplos e uma única fonte de potência. . . . .	37
4.1	Estrutura geral de um relé digital. . . . .	40
4.2	Esquema de janelamento móvel para estimação de fasores. . . . .	42
4.3	Sistema elétrico simplificado. . . . .	45

4.4	Esquema gráfico de comparação de fase para: (4.4(a)) $\phi \geq 90$ , (4.4(b)) $\phi = 90$ , (4.4(c)) $\phi \leq 90$ . . . . .	50
4.5	Esquema de comparação de amplitude utilizando amplificador operacional. . . . .	51
5.1	Limites para corrente mínima de atuação da unidade instantâneas de sobrecorrente. . . . .	53
5.2	Modelo equivalente de rede radial. . . . .	54
5.3	Compartamento da unidade instantânea de sobrecorrente obtida por meio da técnica adaptativa proposta. . . . .	56
5.4	Relação entre alcance da unidade instantânea e a razão $I_{CC}/I_L$ . . . . .	57
5.5	Modelo de sistema elétrico com geração distribuída. . . . .	58
5.6	(5.6(a)) Sistema com geração distribuída e falta aplicada a $h\%$ da linha. (5.6(b)) Simplificação utilizando (5.8) e (5.9). . . . .	58
5.7	Contribuição dos equivalentes para a corrente de curto-circuito. . . . .	60
5.8	Comportamento do alcance da unidade instantânea em sistemas com geração distribuída de acordo (5.36): (5.8(a)) primeira solução, (5.8(b)) segunda solução. . . . .	63
6.1	Arquitetura do sistema de proteção adaptativa. . . . .	66
6.2	Modelo do relé de proteção adaptativa desenvolvido. . . . .	68
6.3	Exemplo de funcionamento da rotina de detecção de falta. . . . .	69
6.4	Exemplo de funcionamento da rotina de detecção de modificação na topologia da rede. . . . .	70
6.5	Circuito equivalente do TPC. . . . .	71
6.6	Circuito equivalente do TC. . . . .	71
6.7	Circuito equivalente do transformador de potencial auxiliar. . . . .	72
6.8	Circuito equivalente do transformador de corrente auxiliar. . . . .	72
6.9	Exemplo de filtro passa-baixas. . . . .	74
6.10	Diagrama de Bode do filtro projetado. . . . .	76
6.11	Exemplo de filtragem de sinal de corrente. . . . .	77

6.12	Sinal de corrente amostrado. . . . .	77
6.13	Arquitetura do centro de controle da subestação. . . . .	79
6.14	Mecanismos de deslocamento para formação de palavra digital contendo a topologia da rede. . . . .	79
6.15	Operação binária para determinação das mudanças topológicas na rede elétrica. . . . .	80
6.16	Estrutura de armazenamento das variáveis analógicas no CCS. . . . .	80
6.17	Estrutura interna do Centro de Controle da Operação. . . . .	81
7.1	Sistema de distribuição formado por seis barras. . . . .	84
7.2	Coordenograma dos dispositivos de proteção de sobrecorrente instantâneas que protegem o sistema da Figura 7.1 obtidos por meio das técnicas tradicionais e adaptativas: (7.2(a)) $R1 - R2$ , (7.2(b)) $R1 - R3 - R4$ , (7.2(c)) $R1 - R3 - R5$ . . . . .	86
7.3	Comparação dos resultados obtidos por meio da técnica tradicional de coordenação e da técnica adaptativa para o alcance das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1: (7.3(a)) Relé 1, (7.3(b)) Relé 2, (7.3(c)) Relé 3, (7.3(d)) Relé 4, (7.3(e)) Relé 5. . . . .	87
7.4	Comparação dos resultados obtidos por meio da técnica tradicional de coordenação e da técnica adaptativa para a corrente de <i>pick-up</i> das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1: (7.4(a)) Relé 1, (7.4(b)) Relé 2, (7.4(c)) Relé 3, (7.4(d)) Relé 4, (7.4(e)) Relé 5. . . . .	88
7.5	Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.1 operando sem nenhuma modificação na rede. . . . .	90
7.6	Comparativo entre os alcance das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1 obtidos por meio da técnica tradicional e da técnica proposta com a saída da <i>LT2</i> : (7.6(a)) Relé 1, (7.6(b)) Relé 2, (7.6(c)) Relé 3, (7.6(d)) Relé 4, (7.6(e)) Relé 5. . . . .	92

7.7	Corrente de <i>pick-up</i> das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1 obtidos por meio da técnica tradicional e da técnica proposta com a saída da <i>LT</i> 2: (7.7(a)) Relé 1, (7.7(b)) Relé 2, (7.7(c)) Relé 3, (7.7(d)) Relé 4, (7.7(e)) Relé 5. . . . .	93
7.8	Coordenograma dos dispositivos de proteção de sobrecorrente instantâneas que protegem o sistema da Figura 7.1 obtidos por meio das técnicas tradicionais e adaptativas quando da saída da <i>LT</i> 2: (7.8(a)) $R1 - R2$ , (7.8(b)) $R1 - R3 - R4$ e (7.8(c)) $R1 - R3 - R5$ ). . . . .	94
7.9	Resumo do desempenho de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.1 após a saída da <i>LT</i> 2. . . . .	95
7.10	Comparativo entre os alcance das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1 obtidos por meio da técnica tradicional e da técnica proposta com a entrada da <i>LT</i> 4: (7.10(a)) Relé 1, (7.10(b)) Relé 2, (7.10(c)) Relé 3, (7.10(d)) Relé 4, (7.10(e)) Relé 5. . . . .	97
7.11	Coordenograma dos dispositivos de proteção de sobrecorrente instantâneas que protegem o sistema da Figura 7.1 obtidos por meio das técnicas tradicionais e adaptativas quando da entrada da <i>LT</i> 4: (7.11(a)) $R1 - R2$ , (7.11(b)) $R1 - R3 - R4$ e (7.11(c)) $R1 - R3 - R5$ ). . . . .	98
7.12	Corrente de <i>pick-up</i> das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1 obtidos por meio da técnica tradicional e da técnica proposta com a entrada da <i>LT</i> 4: (7.12(a)) Relé 1, (7.12(b)) Relé 2, (7.12(c)) Relé 3, (7.12(d)) Relé 4, (7.12(e)) Relé 5. . . . .	99
7.13	Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.1 após a entrada da <i>LT</i> 4. . . . .	101
7.14	Sistema de distribuição baseado no regional Maceió/EDAL. . . . .	102
7.15	Alcance das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 sem nenhuma modificação na rede: (7.15(a)) Relé 1, (7.15(b)) Relé 2, (7.15(c)) Relé 3, (7.15(d)) Relé 4. . . . .	104

7.16	Coordenograma com os ajustes obtidos pela técnica adaptativa para o sistema da Figura 7.14 sem modificações na rede. . . . .	105
7.17	Correntes de <i>pick-up</i> das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 sem nenhuma modificação na rede: (7.17(a)) Relé 1, (7.17(b)) Relé 2, (7.17(c)) Relé 3, (7.17(d)) Relé 4. . . . .	105
7.18	Atuação dos relés ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa proposta para o sistema mostrado na Figura 7.14 sem modificações na rede elétrica. . . . .	106
7.19	Amplitude dos fasores das correntes vistas pelos relés instalados no sistema mostrado na Figura 7.14 quando a ocorre a saída das linhas que interligam as barras <i>CPA</i> e <i>CPD</i> . . . . .	107
7.20	Alcance das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 quando ocorre a saída das linhas conectam as barras <i>CPA</i> e <i>CPD</i> : (7.20(a)) Relé 1, (7.20(b)) Relé 2, (7.20(c)) Relé 3, (7.20(d)) Relé 4. . . . .	108
7.21	Corrente de <i>pick-up</i> das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 quando ocorre a saída das linhas conectam as barras <i>CPA</i> e <i>CPD</i> : (7.21(a)) Relé 1, (7.21(b)) Relé 2, (7.21(c)) Relé 3, (7.21(d)) Relé 4. . . . .	109
7.22	Coordenograma comparando as corrente de <i>pick-up</i> para os relé instalado no sistema mostrado na Figura 7.14 quando a ocorre a saída das linhas que interligam as barras <i>CPA</i> e <i>CPD</i> . . . . .	110
7.23	Atuação dos relés ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa proposta para o sistema mostrado na Figura 7.14 após o circuito duplo que interliga as barras <i>CPA</i> e <i>CPD</i> . . . . .	112
7.24	Corrente vista pelos relés que protege o sistema mostrado na Figura 7.14 após modificações na potência da carga instalada na barra <i>CTO</i> . . . . .	113

- 7.25 Impedâncias vistas pelos relés com as modificações na potência da carga instalada na barra *CTO* para o sistema da Figura 7.14 sem nenhuma modificação na rede: (7.25(a)) Relé 1, (7.25(b)) Relé 2, (7.25(c)) Relé 3, (7.25(d)) Relé 4. . . . . 114
- 7.26 Corrente de *pick-up* das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 para modificações na potência da carga instalada na barra *CTO*: (7.26(a)) Relé 1, (7.26(b)) Relé 2, (7.26(c)) Relé 3, (7.26(d)) Relé 4. . . . . 115
- 7.27 Atuação dos relés ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa proposta para o sistema mostrado na Figura 7.14 após modificação na potência da carga instalada na barra *CTO*. . . . . 116
- 7.28 Corrente vista pelos relés que protege o sistema mostrado na Figura 7.14 após diminuição na potência das cargas instaladas nas barras *TBM* e *PJA*. . . . . 117
- 7.29 Corrente de *pick-up* das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 após a diminuição na potência da carga instalada nas barras *TBM* e *PJA*: (7.29(a)) Relé 1, (7.29(b)) Relé 2, (7.29(c)) Relé 3, (7.29(d)) Relé 4. . . . . 118
- 7.30 Atuação dos relés ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa proposta para o sistema mostrado na Figura 7.14 após diminuição na potência das cargas instaladas nas barras *TBM* e *PJA*. . . . . 119
- 7.31 Sistema de distribuição com geração distribuída utilizado para testes. . . . . 120
- 7.32 Alcance da unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.31 quando nenhuma modificação ocorre na rede: (7.32(a)) Relé 1, (7.32(b)) Relé 2, (7.32(c)) Relé 3, (7.32(d)) Relé 4, (7.32(e)) Relé 5, (7.32(f)) Relé 6. . . . . 122
- 7.33 Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.31 operando sem nenhuma modificação na rede. . . . . 123
- 7.34 Corrente vista pelos relés do sistema da Figura 7.31 com a saída de uma das linhas que interligam as barras *TBM* e *PCA*: (7.34(a)) Relé 1 e 2, (7.34(b)) Relé 3 e 4, (7.34(c)) Relé 5 e 6. . . . . 124

---

7.35	Evolução da corrente de <i>pick-up</i> dos relés do sistema da Figura 7.31 quando da saída de uma das linhas que interligam as barras <i>TBM</i> e <i>PCA</i> : (7.35(a)) Relé 1, (7.35(b)) Relé 2, (7.35(c)) Relé 3, (7.35(d)) Relé 4, (7.35(e)) Relé 5, (7.35(f)) Relé 6. . . . .	126
7.36	Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.31 quando da saída de uma das linhas que interligam as barras <i>TBM</i> e <i>PCA</i> . . . . .	128
7.37	Corrente vista pelos relés do sistema da Figura 7.31 quando da perda do gerador conectado à barra <i>CZA</i> : (7.37(a)) Relé 1 e 2, (7.37(b)) Relé 3 e 4, (7.37(c)) Relé 5 e 6. . . . .	128
7.38	Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.31 quando da perda do gerador conectado na barra <i>CZA</i> . . . . .	130
B.1	Sistema de distribuição simplificado. . . . .	145
B.2	Equivalente por fase de uma linha de transmissão do sistema. . . . .	146
B.3	Sistema de transmissão simplificado. . . . .	148
C.1	Diagrama fasorial de um relé direcional tipo tensão-corrente. . . . .	151
C.2	Diagrama fasorial prático de um relé direcional tipo tensão-corrente com região de atuação entre $-120^\circ$ e $120^\circ$ . . . . .	152
C.3	Esquema de ligação de relé direcional a $90^\circ$ . . . . .	152
C.4	Esquema de ligação de relé direcional a $60^\circ$ . . . . .	152
C.5	Esquema de ligação de relé direcional a $30^\circ$ . . . . .	153

## LISTA DE TABELAS

2.1	Resumo da revisão bibliográfica. . . . .	16
6.1	Tabela resumo de atuação dos relés de proteção adaptativa. . . . .	70
7.1	Dados das linhas do sistema da Figura 7.1. . . . .	85
7.2	Cargas conectadas ao sistema da Figura 7.1. . . . .	85
7.3	Resultado de estudo de fluxo de carga realizada no sistema da Figura 7.1. . . . .	85
7.4	Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.1 operando sem nenhuma modificação na rede. . . . .	89
7.5	Resultado de estudo de fluxo de carga realizada no sistema da Figura 7.1 quando a linha 2 e a carga conectada à barra 3 estão desconectados. . . . .	91
7.6	Ajustes das unidades instantâneas dos relés de sobrecorrente para os dispositivos que compõem a rede da Figura 7.1 quando da saída da <i>LT</i> 2 de acordo com a técnica adaptativa proposta. . . . .	91
7.7	Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.1 após a saída da <i>LT</i> 2. . . . .	95
7.8	Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.1 após a entrada da <i>LT</i> 4. . . . .	100
7.9	Comparação entre os resultados obtidos para os equivalentes de rede usando o método proposto e os disponibilizados pelo <i>software</i> CAPE. . . . .	103

7.10 Alcance e corrente de <i>pick-up</i> obtidos por meio da técnica tradicional para o sistema a Figura 7.14. . . . .	103
7.11 Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.14 sem modificações na rede elétrica. . . . .	106
7.12 Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.14 após o circuito duplo que interliga as barras <i>CPA</i> e <i>CPD</i> . . . . .	110
7.13 Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.14 após modificação na potência da carga instalada na barra <i>CTO</i> . . . . .	116
7.14 Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.14 após diminuição na potência das cargas instaladas nas barras <i>TBM</i> e <i>PJA</i> . . . . .	119
7.15 Comparação da determinação online dos equivalentes entre a técnica online utilizada e os resultados disponibilizados pelo CAPE. . . . .	121
7.16 Resultados obtidos pela técnica tradicional de coordenação da proteção. . . . .	121
7.17 Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.31 operando sem nenhuma modificação na rede. . . . .	123
7.18 Resultados obtidos pela técnica adaptativa para quando da saída de uma das linhas que interligam as barras <i>TBM</i> e <i>PCA</i> . . . . .	125
7.19 Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.31 quando da saída de uma das linhas que interligam as barras <i>TBM</i> e <i>PCA</i> . . . . .	127
7.20 Alcance e correntes de <i>pick-up</i> das unidades de sobrecorrente instantâneas dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.31 obtidos pela técnica adaptativa proposta quando da perda do gerador conectado na barra <i>CZA</i> . . . . .	129

---

7.21	Comparação de desempenho de acerto no envio do <i>trip</i> entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.31 quando da perda do gerador conectado na barra <i>CZA</i> . . . . .	129
C.1	Polarização dos relés . . . . .	154

## SIGLAS

**A/D** Analógico/Digital. 41

**AG** Algoritmos Genéticos. 11, 29

**ATP** *Alternative Transiente Program*. 3, 5

**CAPE** *Computer Aided Protection Engineering*. xx, xxi, 4, 102, 120, 121

**CCO** Centro de Controle da Operação. 65, 68, 69, 80, 81, 82, 83, 131

**CCS** Centro de Controle da Subestação. 65, 69, 78, 79, 80, 81, 82, 112

**CHESF** Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. 102

**CTI** *Coordination Time Interval*. 31

**DC** *Direct Current*. 42, 45

**DSP** *Digital Signal Processor*. 15

**EDAL** Eletrobrás Distribuidora de Alagoas. 84, 101, 119, 129

**EHV** *Extra High Voltage*. 28

**EMA** Estratégia Multi-agente. 8, 10

**EPA** Eventos com Potencialidade Adaptativa. 3, 4

**FS** Fator de Sobrecorrente. 30

**GD** Geração Distribuída. 13, 24, 25, 26, 27

**IEC** *International Electrotechnical Commission*. 11

- IED** *Intelligent Electronic Device*. 9, 14, 65, 82, 83
- IEEE** *Institute of Electrical and Electronics Engineers*. 9, 12
- IHM** Interface Homem-Máquina. 8, 10
- LAN** *Local Area Network*. 9, 13
- MLP** *Multi Layer Perceptron*. 11
- pu** *Por Unidade*. 25
- RDP** Registrador Digital de Perturbações. 133
- RNA** Redes Neurais Artificiais. 11
- RTC** Relação de transformação do TC. x, 30
- RTDS** *Real Time Digital Simulator*. 15
- SCADA** Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados. 8
- SEP** Sistema Elétrico de Potência. 1, 2, 6, 10, 11, 13, 18, 65
- TC** Transformador de corrente. 23, 30, 36, 40, 41, 45, 70, 71
- TDS** *Time Dial Settings*. 7, 13
- TP** Transformador de potencial. 36, 70, 71
- TPC** Transformador de potencial capacitivo. 40, 41, 70, 71
- WAN** *World Area Network*. 11

## LISTA DE SÍMBOLOS

- $\delta_1$  Tolerância de atenuação máxima dentro da faixa de passagem do filtro *anti-aliasing*. 73
- $\delta_2$  Tolerância de atenuação mínima após da frequência de corte do filtro *anti-aliasing*. 73
- $h$  Porção da linha protegida pela unidade instantânea de sobrecorrente. 34, 55
- $i$  Corrente de curto-circuito trifásico para um sistema radial sem geração distribuída. 25
- $I_{cc,\Phi T}$  Corrente de curto-circuito monofásico no final da linha protegida pelo relé. 31
- $I_{cc,2\Phi}$  Corrente de curto-circuito bifásico no final da linha protegida pelo relé. 31
- $I_{CC,Max}$  Máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do relé. 30
- $I_{CI}$  Corrente de curto-circuito trifásico para uma falta no início da linha (*close-in fault*). 33
- $I_{C,Max}$  Corrente máxima de carga. 30, 31
- $I_{dg}$  Contribuição da geração distribuída para a corrente de curto-circuito em uma rede com geração distribuída. 25
- $I_{ER}$  Corrente de curto-circuito trifásico para uma falta a  $h\%$  do início da linha de transmissão.  
34
- $I_f$  Corrente de curto-circuito em uma rede com geração distribuída. 25
- $I_{FE}$  Corrente de curto-circuito trifásico para uma falta no final da linha (*far end fault*). 33
- $I_{FPU}$  Corrente de pick-up da unidade de fase do relé. 30
- $\hat{I}_L$  Corrente de carga. 54
- $I_{NP}$  Corrente nominal primária do TC. 30

- $I_{NPU}$  Corrente de pick-up da unidade de neutro do relé. 31
- $I_{nw}$  Contribuição do gerador principal para a corrente de curto-circuito em uma rede com geração distribuída. 25
- $isChanceD$  Sinal digital proveniente da saída do CCS que indica a existência de modificações na topologia da rede. 79
- $isFault$  Sinal digital que indica a detecção de falta na rede. 80
- $K_I$  Relação entre as correntes de curto-circuito a  $h\%$  da linha e a corrente de curto-circuito no final da mesma. 34, 85
- $K_{SR}$  Relação entre a impedância do equivalente visto pelo relé e a linha de protegida pelo mesmo. 33
- $\omega_c$  Frequência de corte do filtro *anti-aliasing*. 73
- $\omega_p$  Frequência de passagem do filtro *anti-aliasing*. 73
- $r_{TC}$  Resistor de saída do TC auxiliar. 72
- $T_{I1}$  Tempo de interrupção de um religador automático após a primeira ocorrência do distúrbio. 19
- $Z_{TH}$  Impedância de Thévenin vista no ponto onde ocorre a falta. 25

# INTRODUÇÃO

O setor elétrico vive um momento de transformação que poderá, no futuro, ser comparado ao que aconteceu com a tecnologia digital/computação que, a partir da criação da *internet* tornou-se extremamente difundida e divulgada por todo o mundo. A chegada das *Smart Grid*, ou redes elétricas inteligentes, proporcionará que aqueles que até então eram meros “coadjuvantes” nos processos que envolviam o sistema elétrico de potência (SEP), os clientes, deixem de atuar apenas como consumidores de energia elétrica para poderem também contribuir como pequenos geradores, quer sejam isolados ou conectados à rede das concessionárias.

Com esse novo cenário assumindo significativa viabilidade técnico-econômica, uma reformulação nas práticas atuais de todo o SEP será necessária. Uma das áreas mais afetadas por essa nova filosofia de operação dos SEP será o sistema de proteção. A rigor, modificações topológicas ou operacionais no sistema requerem que novos estudos de parametrização sejam realizados. Porém, a elaboração desse tipo de estudo necessita de um tempo considerável. Dessa forma, a repetição dos estudos de coordenação e seletividade pode tornar-se inviável. Uma alternativa para contornar o aumento no número de repetições dos estudos de coordenação, e consequentemente, o esforço inerente a estes, é o uso da proteção adaptativa.

A proteção adaptativa fornece aos engenheiros de proteção uma ferramenta capaz de facilitar sobremaneira, o processo de determinação da coordenação entre os dispositivos que compõem a rede. Através desta técnica, um ganho considerável de tempo é obtido, favorecendo a análise de contingências de diversos tipos, dando a possibilidade à equipe de proteção de sugerir um cenário que atenda à vários casos de operação do sistema.

A filosofia do sistema de proteção adaptativa sugere a existência de um relé capaz de realizar ajustes automáticos nos seus parâmetros, sem a necessidade da desenergização da rede elétrica, ou interromper o monitoramento do SEP. Os relés disponíveis atualmente no mercado realizam essa troca de ajustes mediante a seguinte condição: deixando o sistema desprotegido por um

determinado intervalo de tempo, que pode chegar a um minuto, em alguns casos. Logo, a criação de um modelo de relé que possa atuar tanto em um sistema com a presença da proteção adaptativa, quanto nos sistemas de proteção tradicionais é uma necessidade eminente desse novo SEP que começa a ganhar forma.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

A elaboração do estudo de coordenação da proteção é uma das etapas mais complexas e importantes no processo de planejamento do setor elétrico. Apesar da importância e complexidade, a coordenação da proteção ainda é feita em muitas empresas de maneira muito rudimentar. Nesses casos, a experiência adquirida pelos engenheiros de proteção torna-se um dos fatores mais relevantes para o sucesso, ou não, do estudo realizado.

A realização dos estudos de coordenação necessita que sejam conhecidos resultados prévios de estudos de fluxo de carga e curto-circuito, além de gabaritos com as inúmeras possibilidades de ajustes para cada um dos relés. O trabalho do projetista é, então, escolher os ajustes dos relés de modo que sejam respeitados os princípios da velocidade, seletividade, segurança e confiabilidade.

Com o crescente incremento dos SEP, existe a necessidade intrínseca de que sejam realizadas frequentes revisões nos ajustes e nos parâmetros de configuração dos dispositivos que compõem o sistema de proteção. Agregando ainda mais complexidade a este problema, existe o fato da topologia do sistema estar em constante modificação. Cada modificação, seja na topologia da rede, perfis de carga ou de geração, devem ser levadas em consideração no processo de coordenação da proteção. Este fato cria um ciclo que faz com que o processo de coordenação da proteção nunca termine, ou necessitem no mínimo, de revisões frequentes. É nesse cenário que a proteção adaptativa aparece como uma alternativa bastante interessante, uma vez que sugere valores de ajustes que garantem a coordenação entre todos os dispositivos de proteção da rede, frente às modificações às quais encontra-se vulnerável.

Dentro do Grupo de Sistemas Elétricos (GSE) do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), temas relacionados ao sistema de proteção têm sido abordados nos últimos anos. Trabalhos focados na análise de dispositivos

que compõem o sistema de proteção como: disjuntores, transformadores de tensão e de corrente, bem como no uso de técnicas baseadas na análise de sinais de tensão e corrente para avaliação de fenômenos tais como: energização de linhas de transmissão, faltas de alta impedância, entre outros, além de estudos relacionados com a própria determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção, vêm sendo realizados. Nesse cenário o tema de pesquisa de doutoramento segue a grande área de proteção de sistemas elétricos propondo a atuação em um campo extremamente atual e que tem sido pouco explorado dentro do GSE.

## 1.2 OBJETIVOS

Constam como objetivos principais desta tese:

- Implementar um sistema de proteção adaptativa simulado em ambiente ATP;
- Criar um modelo de relé de sobrecorrente instantânea com características adaptativas;
- Avaliar os métodos de determinação de equivalentes de redes de modo a permitir a escolha de um deles para ser usado em conjunto com o método de proteção adaptativa;
- Determinar os valores dos ajustes dos dispositivos de proteção de sobrecorrente instantânea de maneira adaptativa;
- Propor melhorias no cálculo dos ajustes adaptativos;
- Analisar o desempenho das equações de proteção adaptativa propostas.

## 1.3 METODOLOGIA

O sistema de proteção adaptativa proposto teve sua validação realizada utilizando o *software* de simulação de transitórios eletomagnéticos ATP. Para simulação do dispositivo de proteção e dos demais componentes do sistema de proteção adaptativa utilizou-se a linguagem MODELS que faz parte do *software* ATP.

Uma vez modelados os sistemas-teste e o dispositivo de proteção, seguiram-se diversas análises do comportamento do método proposto. As primeiras simulações consistiram em verificar o

funcionamento do relé proposto em operações de regime permanente, isto é, sem a presença de eventos que exigissem modificações em seus ajustes. Neste etapa, foram ajustadas as técnicas de detecção de eventos com potencialidade adaptativa (EPA), tarefa que como será mencionado no capítulo 5, é desenvolvida em um das camadas que compõem a arquitetura do sistema de proteção adaptativa, chamadas de centros.

Ajustado o módulo detector de EPA e verificado o funcionamento do relé em situações normais, isto é, aplicada uma falta, o relé deve detectá-la e enviar o sinal de *trip* para o disjuntor associado caso a mesma esteja dentro de sua zona de atuação, o modelo proposto passou a ser testado frente às situações nas quais a modificação dos ajustes de parametrização fosse requerida. Nessa etapa, foi verificada apenas a coordenação entre os dispositivos de proteção de sobrecorrente instantânea. Na verificação da coordenação entre os dispositivos foi utilizado o *software* CAPE por apresentar maior facilidade de realização da operação, bem como modelos aproximados dos dispositivos de proteção.

## 1.4 CONTRIBUIÇÕES

No contexto das redes elétricas inteligentes, metodologias que proporcionem automatizar etapas tradicionalmente realizadas de maneiras laboriosas, apresentam-se como alternativa de aumentar a confiabilidade e a qualidade dos serviços relacionados à tais sistemas. Neste contexto, a presente tese apresenta uma metodologia para determinação dos ajustes dos relés de sobrecorrente instantânea em sistemas de distribuição de média tensão com e sem a presença da geração distribuída. Destacam-se como contribuições do trabalho os seguintes itens:

- Desenvolvimento de uma arquitetura distribuída formada por três centros independentes conectados por meio de canal de comunicação;
- Proposição de modelo de relé de proteção adaptativa com comunicação direta deste com os demais componentes do sistema de proteção adaptativa;
- Nova metodologia para determinação do alcance da unidade de sobrecorrente instantânea baseada na corrente de carga vista pelos dispositivos de proteção;

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esta tese encontra-se estruturada da seguinte forma:

Uma análise dos trabalhos que tiveram maior influência para elaboração desta tese, assim como uma síntese comparativa entre estes e o trabalho proposto, são abordados na revisão bibliográfica do **Capítulo 2**.

O embasamento teórico necessário para elaboração relacionado com as técnicas tradicionais de coordenação de proteção de relés de sobrecorrente é apresentado no **Capítulo 3**.

No **Capítulo 4** são apresentados aspectos acerca da proteção digital tais como: técnica de estimação fasorial, relés como comparadores, entre outros.

No **Capítulo 5** são apresentados detalhes da arquitetura do sistema de proteção adaptativa e do modelo do relé implementado no ATP.

O **Capítulo 6** apresenta os detalhes da proposta de rede de proteção auto-adaptativa desenvolvido durante a elaboração desta tese.

No **Capítulo 7** são apresentados os resultados obtidos por meio da técnica proposta para o caso de três sistemas elétricos, englobando as condições de sistemas de distribuição com e sem geração distribuída.

Por fim, o **Capítulo 8** encerra o trabalho com as conclusões obtidas e sugestões para trabalhos futuros.

# REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Antes de iniciar a análise dos trabalhos tomados como base durante o desenvolvimento desta tese faz-se necessário estabelecer o que se chamada de proteção adaptativa. Segundo Thorp (1993) proteção adaptativa é: “*uma função através da qual um relé de proteção se ajusta automaticamente às características operacionais e topológicas do sistema em resposta às mudanças nas condições da rede elétrica*”. Ou seja, um sistema com proteção adaptativa mantém a coordenação dos seus dispositivos frente à modificações ocorridas na rede. De acordo com Abdelaziz *et al.* (2001) as modificações capazes de ativar as funções de proteção adaptativa são:

- Modificações nos níveis de carga;
- Modificações nos níveis de geração;
- Modificações na topologia do sistema (entrada ou saída de linhas<sup>1</sup>).

Com as frequentes modificações que SEP está sujeito, aumenta também a probabilidade de ocorrências de faltas devido à ações naturais ou humanas. Por outro lado, o mercado de energia elétrica também vem sofrendo modificações e tornando-se cada vez mais exigente quanto aos índices de confiabilidade, continuidade e segurança, o que motiva a realização de estudos que venham corroborar com o aumento dos índices listados acima (SAHA M. M.; IZYKOWSKY; ROSOLWSKY, 2010).

No tocante à proteção adaptativa, há um grande número de artigos na literatura que utilizam-se de aplicações *offline* provenientes de valores em regime permanente de tensões e correntes nas cargas nos momentos de falta. Entretanto, com o advento das redes inteligentes, as chamadas *Smart Grids*, é cada vez maior a necessidade de desenvolvimento e análises de estudos e estratégias *online* e em tempo real que permitam a modificação correta dos ajustes

---

<sup>1</sup>Esse evento pode ser proveniente de modificações no *status* de dispositivos seccionadores provocados por necessidade de manutenção.

dos dispositivos de proteção ou, pelo menos, a indicação de que os ajustes precisam ser atualizados. Em outras palavras, análises mais próximas às aplicações reais devem ser realizadas no tocante à proteção adaptativa.

Dos sistemas de proteção adaptativa listados na literatura é possível classificá-los de acordo com a arquitetura que o compõe ou pelo uso, ou não, de técnicas de inteligência artificial.

De acordo com a arquitetura, os sistemas de proteção adaptativa dividem-se em:

- **Arquitetura concentrada:** Esse tipo de sistema consiste de um único dispositivo que desempenha todas as funções do sistema de proteção adaptativa. Como desvantagem desse tipo de arquitetura pode-se citar a necessidade de um dispositivo com alto poder de processamento, que permita além do monitoramento da rede, a tomada de decisões acerca da proteção adaptativa;
- **Arquitetura distribuída:** Nesses sistemas, as decisões da proteção adaptativa são tomadas por dispositivos fisicamente diferentes, conectados entre si por meio de uma *interface* de comunicação. Por um lado, tem-se a vantagem da utilização de dispositivos que não necessitam de altos investimentos em processamento, como acontece nos sistemas de arquitetura concentrada. Entretanto, por outro lado, há a necessidade de criar um canal de comunicação e um protocolo que permita a robusta troca de informações entre cada um desses dispositivos.

A determinação dos novos ajustes dos dispositivos de proteção são realizadas utilizando-se basicamente dois métodos:

- **Não-baseados em técnicas de inteligência artificial:** Possuem a vantagem de serem rápidos entretanto, dependendo da função de proteção analisada, podem não apresentar bons resultados, como é o caso da função de sobrecorrente temporizada que, devido sua não linearidade, não possui uma relação matemática fácil que possa ser utilizada para determinação das correntes de *pick-up*, TDS (*time dial setting*) e tipo de curva de um relé, por exemplo;
- **Baseados no uso de técnicas de inteligência artificial:** Obtém seus resultados através de análises baseadas geralmente, no método da “tentativa e erro” no qual, para cada

solução possível, uma pontuação é dada a esta de modo que as soluções seguintes sejam influenciadas pelas passadas. Geralmente são mais lentas que as técnicas não-baseadas em inteligência artificial pois utilizam-se de um processo iterativo. Apesar de mais lenta, pode ser utilizada para determinação de praticamente todas as funções de proteção, mesmo as que não apresentam linearidade, como a de sobrecorrente temporizada.

## 2.1 MÉTODOS QUE UTILIZAM ARQUITETURA DISTRIBUÍDA

Em Li *et al.* (2006), uma metodologia aplicável aos sistemas de transmissão com tensão nominal de 345 kV foi apresentada. Nesse trabalho, os autores propuseram uma arquitetura composta por cinco camadas: camada de cálculo de tensão e corrente em situações de falta, camada de cálculo dos ajustes de proteção, verificação de seletividade e análise de tomada de decisão para envio de *trip*, culminando na camada de interfase homem-máquina (IHM).

Todas as camadas do sistema proposto em Li *et al.* (2006) foram conectadas por meio de uma rede de fibra ótica e utilizava o protocolo *fieldbus*<sup>2</sup> para troca das informações necessárias.

A camada de cálculo dos ajustes da proteção foi implementada através de um servidor dedicado instalado em uma subestação do sistema e para a determinação da corrente de *pick-up* dos relés de sobrecorrente, utilizavam-se dos valores da corrente de carga do sistema, obtida em tempo real através do sistema SCADA da rede. Observa-se que os autores propõem a não utilização da corrente de curto-circuito na determinação do valor da corrente de *pick-up* dos relés de sobrecorrente o que não acontece na maior parte das vezes e sim, a corrente de carga.

Uma técnica baseada em estratégia multi-agente (EMA) que implementa diversas funções de proteção tais como: distância, diferencial e sobrecorrente instantânea foi apresentada em Chen *et al.* (2005). Nesse trabalho, um sistema de proteção adaptativa composto por três camadas foi implementado tendo os seguintes componentes: camada de organização, camada de cooperação e a camada de execução. A determinação da corrente de *pick-up* para a unidade instantânea do relé de sobrecorrente foi tratada no trabalho sem a definição do método para cálculo dos equivalentes de rede nos pontos de instalação dos relés. Uma opção para a determinação da impedância equivalente do sistema foi o uso do conjunto de equações propostas em

---

<sup>2</sup>Sistema de rede de comunicação industrial para controle em tempo real.

Bahadornejad & Ledwich (2003), Yi *et al.* (2009), Tsai & Wong (2008).

A determinação do alcance da unidade instantânea de sobrecorrente foi obtida através de uma relação entre a impedância equivalente vista no ponto de instalação do relé e a impedância da linha protegida. A determinação deste parâmetro é sugerido por Anderson (1999) para sistemas radiais e sem geração distribuída.

O processo de determinação da impedância equivalente de acordo com Yi *et al.* (2009) não se torna eficiente, uma vez que depende do conhecimento dos valores de corrente e tensão de um curto-circuito trifásico para terra no ponto de instalação do relé.

A proposta de Bahadornejad & Ledwich (2003), Tsai & Wong (2008) apresenta-se mais eficiente do que a de Yi *et al.* (2009). O processo consiste na utilização de amostras de tensão e corrente em uma carga instalada na mesma barra que o relé. De acordo com os autores, para a determinação correta do equivalente visto pelo relé são necessárias cerca de 40 amostras de tensão e de corrente. Em termos de tempo, um sistema que use com 16 amostras/ciclo e frequência nominal de 60 *Hz*, seriam necessários cerca de 37,5 *ms*.

Chávez *et al.* (2008) também propuseram um sistema composto por três camadas: o centro de controle da subestação, centro de controle das proteções, e pelos próprios IED; capaz de manter a coordenação entre relés de distância determinando o alcance da segunda e terceira zonas de cada um. O primeiro centro é responsável pela análise do *status* dos dispositivos de seccionamento da rede (disjuntores e chaves seccionadoras); o centro de controle das proteções é o responsável pelos cálculos dos novos ajustes dos dispositivos de proteção e, por fim, os IED executarão as funções de proteção.

Em Mingyu & Zhu (2004), uma arquitetura distribuída para determinação dos ajustes ótimos de relés de distância em um sistema de transmissão foi utilizada. Três camadas formam a arquitetura proposta pelos autores: a camada de equipamentos, camada da subestação e a camada do sistema. Cada uma dessas camadas possui diversos agentes que além dos ajustes dos dispositivos de distância, podem realizar a reconfiguração da rede de proteção, viabilizando uma redefinição dos pares de relés de proteção primária/retaguarda. Destaca-se ainda, o fato de que todos os agentes responsáveis por definir modificações no sistema de proteção serem implementados em um dispositivo computacional de alto poder de processamento, deixando para os relés apenas o processamento relativo às funções de proteção implementadas.

Cheung *et al.* (2008) usou uma rede com arquitetura distribuída formada por quatro camadas interligadas através de uma rede Ethernet LAN para obtenção dos ajustes de sobrecorrente das redes dos sistemas-teste do IEEE de 123 e 13 barras (KERSTING, 1991).

## 2.2 MÉTODOS QUE UTILIZAM ARQUITETURA CONCENTRADA

Em Yanping *et al.* (2008), a mesma metodologia apresentada em Chen *et al.* (2005) foi utilizada para determinação dos ajustes instantâneos dos relés do sobrecorrente. Entretanto, os autores propuseram uma arquitetura concentrada com comunicação baseada em fibras ópticas para integração o par disjuntor/relé. Este também é o caso de Li *et al.* (2009), que propõe a determinação do alcance da unidade instantânea de sobrecorrente de relés que atuam como proteção de retaguarda em sistemas de transmissão.

## 2.3 MÉTODOS BASEADOS EM INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

As técnicas de inteligência artificial vêm sendo cada vez mais utilizadas para solucionar problemas dos SEP. Em geral possuem algoritmos de fácil implementação e, sobretudo, apresentam bons resultados. Porém, essas técnicas geralmente têm desempenho computacional baixo o que, de certa forma, torna a sua utilização nas aplicações de proteção adaptativa prejudicada.

Uma técnica muito utilizada nos problemas de proteção adaptativa é a Estratégia Multi-Agente (EMA). Franklin & Graesser (1997) define um agente como sendo uma parte de um sistema computacional autônomo que desempenha sentidos e ações automáticas no ambiente ao qual está inserido, e ao desempenhá-las observa os efeitos de tal ação nos demais agentes do sistema. É o caso de Chen *et al.* (2005) já listado na seção 2.1, e de Mingyu & Zhu (2004), Zhu *et al.* (2009), Coury *et al.* (2000).

Uma rede de comunicação local entre agentes foi proposta em Lim *et al.* (2006), de modo que possam ser obtidos os ajustes ótimos (“ou sub-ótimos”) dos relés de sobrecorrente de uma rede de distribuição com presença discreta de geração distribuída. Entretanto, nenhum protocolo de comunicação comercial foi utilizado. Os autores propuseram um conjunto de palavras reservadas para estabelecer comunicação entre os dispositivos. A arquitetura proposta é composta por

apenas três agentes: um agente para análise das condições do sistema elétrico, um agente que implementa as funções de proteção e cálculo dos novos ajustes e um agente final que funciona com IHM da rede.

Já Zhu *et al.* (2009) criou uma rede WAN utilizando o protocolo IEC 61850 capaz de obter os ajustes mais adequados a cada condição de operação do sistema elétrico. A rede formada para comunicação entre os dispositivos envolvidos no processo de determinação nos ajustes adaptativos é composta por uma rede tipo IP/SDH em que cada dispositivo é conectado através de um roteador de alta velocidade.

Uma rede de comunicação utilizando o protocolo TCP/IP foi proposta por Coury *et al.* (2000) para obtenção dos ajustes de primeira zona de dispositivos de proteção de distância em uma rede multi-terminais.

Outra técnica de inteligência artificial muito utilizada nos SEP são as Redes Neurais Artificiais (RNA). Bittencourt *et al.* (2009), Haykin (1999) descreveram várias características da técnica que favorecem a sua utilização nos problemas do SEP, entre elas: fácil adequação a problemas de natureza não-linear; através da etapa de *treinamento*<sup>3</sup> tornando-se assim uma técnica com alto grau de adaptação.

Em Khaparde *et al.* (1993), uma RNA com treinamento utilizando o método *multilayer perceptron* (MLP) foi utilizada para encontrar os ajustes de dispositivos de distância de modo adaptativo.

A técnica dos algoritmos genéticos (AG) introduzida por Holland (1975) também vem sendo amplamente utilizada para determinação dos ajustes de dispositivos de proteção em todas as etapas do SEP. É o caso de Abyaneh *et al.* (2008), Oliveira *et al.* (2010), Souza Jr (2011), Souza Jr & Souza (2011).

Apesar desta técnica apresentar resultados muito bons ainda há um hiato quanto ao uso da proteção adaptativa baseada em algoritmos genéticos. Em Souza Jr *et al.* (2016b), uma proposta do uso desta técnica é apresentada. Os autores abordam o problema simulando o sistema de proteção adaptativa através do *software* MATLAB<sup>®</sup>. No tocante à implementação de estratégias baseadas na técnica dos algoritmos genéticos fisicamente, Coury *et al.* (2009b),

---

<sup>3</sup>Etapa que visa dar à rede capacidade de encontrar uma solução adequada ao problema através de situações já solucionados previamente.

Coury *et al.* (2009a), Coury *et al.* (2012), Coury *et al.* (2013) apresentaram uma proposta para uso do dispositivo FPGA na realização da estimação de frequência de uma rede elétrica. Dessa forma, apesar do esforço computacional necessário para a implementação do método, os trabalhos listados, permitem afirmar ser viável o desenvolvimento de um sistema de proteção adaptativa baseado no uso dos algoritmos genéticos através de dispositivos processadores de sinais.

Em Abdelaziz *et al.* (2001), a técnica da programação linear foi utilizada para determinar as correntes de *pick-up* dos relés de sobrecorrente frente a alterações topológicas<sup>4</sup> e/ou operacionais<sup>5</sup> que formam a rede de proteção para o sistema IEEE 30 barras (CHRISTIE, 1993).

É proposto também em Abdelaziz *et al.* (2001) que seja utilizado o mesmo tipo de curva característica para todos os relés, restando apenas a determinação da corrente de *pick-up*. Porém, o trabalho de Souza Jr & Souza (2011) mostra que, diferentemente do que foi defendido pelos autores, as modificações do tipo de curva dos relés podem levar à uma redução considerável no tempo total de atuação de tais dispositivos. A determinação desses valores é precedida pela execução do algoritmo de fluxo de carga. Esta necessidade torna a técnica pouco competitiva, haja visto o esforço computacional necessário para a realização desta etapa, o que não é conveniente para uma técnica que exige resultados rápidos, como é o caso da proteção adaptativa

## 2.4 MÉTODOS NÃO BASEADOS EM INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

Há um conjunto de trabalhos que abordam a proteção adaptativa de modo a não utilizarem-se de nenhuma técnica de inteligência artificial. Para tanto, os autores realizam a determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção através de equações matemáticas bem definidas, isto é, sem a presença ou com condições de contorno reduzidas, como é comum na coordenação da proteção tradicional; ou através de análises *offline*. É o caso de Chattopadhyay *et al.* (1991), Cheung *et al.* (2008), Abdelaziz *et al.* (2001), Soares & Vieira (2008), Souza Jr & Souza (2013),

---

<sup>4</sup>Entrada ou saída de linha do sistema. Há a necessidade de uma reformulação dos dados de entrada da rotina, em especial na matriz admitância. Após essas atualizações, o processo segue de modo semelhante ao ocorrido para alterações operacionais.

<sup>5</sup>Mudança nos níveis de geração ou no perfil de carga. Este tipo de mudança exige a reformulação dos estudos de fluxo de carga e de curto-circuito.

Souza Jr & Souza (2012).

Porém, há um detalhe importante citado por Souza Jr & Souza (2012) que deve ser levado em consideração. Uma das etapas mais importantes da determinação adaptativa dos ajustes dos relés de sobrecorrente é a determinação dos equivalentes de rede no ponto de instalação dos mesmos. Em diversos trabalhos, como em Chen *et al.* (2005), Li *et al.* (2006), esses equivalentes são obtidos indiretamente por meio de valores de correntes de curto-circuito. Esta técnica apresenta valores coerentes quando ocorrem modificações à montante do ponto de instalação do relé. Porém, quando as modificações ocorrem à jusante do relé, em redes de distribuição sem a presença de geração distribuída (GD), esta técnica não reflete valores coerentes para os ajustes dos relés de sobrecorrente pois, a impedância equivalente usada para determinação da corrente de falta reflete apenas a topologia da rede à montante do ponto de instalação do relé.

Em Cheung *et al.* (2008), uma abordagem muito relevante no atual cenário dos SEP, a presença de gerações distribuídas ao longo da rede<sup>6</sup>, foi apresentada. Em Girgis & Brahma (2001) uma análise detalhada do impacto gerado sob o sistema de proteção devido à entrada da geração distribuída é apresentada. Assim, uma modificação que aconteça no perfil de geração da rede provoca reflexos nos dispositivos de proteção que podem deixá-lo sem operar adequadamente.

Para determinação do ajuste da unidade de neutro dos relés de sobrecorrente Cheung *et al.* (2008) propuseram que esta seja composta por uma unidade fixa e uma variável dependente da corrente de carga de sequência positiva. Esta técnica resulta em ajustes menores que os obtidos por meio das técnicas tradicionais o que faz com que um grande número de faltas de alta impedância possam ser detectadas pelo relé.

Um conjunto de *softwares* foi proposto por Chattopadhyay *et al.* (1991) para determinação tanto dos ajustes adaptativos dos dispositivos de sobrecorrente como da coordenação entre estes. Basicamente, há a necessidade de um relé modelado em ambiente computacional e que possibilite a modificação do ajuste do múltiplo de tempo TDS frente a modificações na rede. Chattopadhyay *et al.* (1991) propõe ainda que uma parte do sistema seja responsável pela verificação da coordenação dos relés. Por fim, há uma etapa de comunicação bem definida nos padrões *Ethernet* LAN que permite a troca de informações entre os diversos dispositivos que

---

<sup>6</sup>Através de estímulos financeiros governamentais o setor privado sente-se bastante atraído para o ingresso na área de produção de energia elétrica, principalmente a partir de fontes renováveis de energia.

compõem a rede de proteção adaptativa.

Em Javadian *et al.* (2008), uma técnica para determinação dos ajustes da proteção de um sistema de distribuição com grande penetração de geração distribuída foi proposta. A proposta do trabalho é dividir o sistema maior em zonas onde cada uma delas possa operar isoladamente<sup>7</sup>. Dessa forma, sistemas convencionais são criados de modo a transformar um sistema malhado que possa funcionar conforme os princípios tradicionais de coordenação da proteção. Para tanto, há a necessidade de realização de uma etapa *offline* afim de determinar os parâmetros relativos à estudos de fluxo de carga e curto-circuito. Tais dados são usados como entrada do bloco de análise *online* que realiza os estudos de determinação de tipo e localização de faltas para então determinar a estratégia de isolamento da rede.

Ainda tratando acerca da geração distribuída, Baran & El-Markabi (2005) abordaram a relação inversa entre a potência total de geração distribuída com a corrente de *pick-up* dos relés de sobrecorrente. Os autores propuseram uma relação exponencial decrescente para determinação dos ajustes adaptativos. Entretanto, a determinação dos parâmetros desta função exponencial não são abordados no trabalho. Os autores restringiram-se a citar que essa determinação depende do comportamento transitório das máquinas de geração distribuída.

Em Soares & Vieira (2008), o ajuste automático dos dispositivos de proteção de sobrecorrente em uma rede industrial com presença de cogeração foi proposto. Os autores realizavam a definição dos possíveis cenários de operação do sistema elétrico previamente. Para cada um desses cenários, todos os estudos para que possam ser determinados os ajustes da proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada foram realizados. Foi proposto ainda que esses ajustes sejam organizados em grupos, onde cada um é associado a um cenário de operação do sistema.

Através de um sistema centralizado nos dispositivos de proteção foi feito o monitoramento do *status* dos disjuntores de modo que sejam reconhecidos os cenários de operação e então associados ao grupo de ajuste relativo ao cenário atual.

Os autores utilizaram apenas a equação característica dos relés de sobrecorrente para realizar as simulações do trabalho. Nesta mesma linha Souza Jr & Souza (2013) propuseram a utilização desta ideia para manutenção dos ajustes de um sistema de subtransmissão com presença de

---

<sup>7</sup>De acordo com Mahat P.; Chen & Bak (2006) o isolamento ocorre quando o sistema de distribuição desliga-se do gerador principal do sistema mas continua energizado pela ação de um pequeno gerador instalado nas suas proximidades.

geração distribuída. Para isso, utilizou-se o conceito de sistema concentrado formado por uma única camada onde todo o processamento é realizado pelo IED. Entretanto, os dispositivos de proteção foram simulados conforme os modelos propostos na literatura para estudos de coordenação da proteção de acordo com as técnicas tradicionais Perez (2006), Hor *et al.* (2003), Schweitzer III & Zocholl (1996).

Tanto o relé quanto o sistema elétrico foram simulados utilizando o simulador digital em tempo real RTDS INC. (2008). A grande contribuição do trabalho é a possibilidade de visualização do desempenho do dispositivo de proteção em um simulador em tempo real. Este fato comprova a possibilidade de implementação do modelo de relé de proteção adaptativa em um dispositivo microprocessador tal como o DSP, como proposto em Cheung *et al.* (2007).

O problema causado pela geração distribuída também foi tratado em Mahat P.; Chen & Bak (2006). Os autores utilizaram o método do monitoramento da taxa média de tensão e deslocamento de potência proposta em Mahat *et al.* (2009) para detectar situações de ilhamento do sistema. Os ajustes dos dispositivos de proteção foram obtidos de modo *offline* e dispostos em grupos. Uma vez identificada a desconexão de parte do sistema, o próprio relé encarrega-se de mudar os seus parâmetros de modo a adequar-se à nova configuração.

Recentemente Ojaghi *et al.* (2013) apresentaram uma técnica baseada nos trabalhos de Bahadornejad & Ledwich (2003), Tsai & Wong (2008) que soluciona o problema do fornecimento de informações acerca dos equivalentes de rede para determinação dos ajustes dos dispositivos de sobrecorrente. Com a proposta dos autores, foi possível encontrar com segurança os parâmetros de sobrecorrente para diversas topologias do sistema. Os autores defendem a não necessidade de uso de uma rede de comunicação para determinação de tais equivalentes. Essa opção faz com que os relés necessitem de um aumento em seu poder de processamento quando comparados com o que existe nos dispositivos comerciais da atualidade.

Ojaghi *et al.* (2013) realizavam a coordenação dos dispositivos de sobrecorrente apenas quando empregados como proteção de retaguarda de dispositivos de distância, fato comum às redes de transmissão e de sub-transmissão. Esta característica faz com que seja necessário a análise não apenas entre dispositivos de sobrecorrente, como citado por Souza Jr (2011), mas também, entre os de sobrecorrente e de distância. Assim, a técnica não apresenta aplicabilidade para redes de distribuição. Entretanto, é possível adaptá-la para realização de tal operação.

A Tabela 2.1 apresenta uma síntese da revisão bibliográfica realizada.

Tabela 2.1: Resumo da revisão bibliográfica.

Referência	Função			ARQ	COM	IA
	50	51	21			
Coury <i>et al.</i> (2000)	-	-	✓	DIST	TCP/IP	EMA
Mingyu & Zhu (2004)	-	-	✓	DIST	<sup>1</sup>	EMA
Chen <i>et al.</i> (2005)	✓	-	✓	DIST	<sup>2</sup>	EMA
Lim <i>et al.</i> (2006)	✓	-	✓	DIST	LAN	EMA
Zhu <i>et al.</i> (2009)	-	-	✓	DIST	IP/SDH IEC 61850	EMA
Khaparde <i>et al.</i> (1993)	-	-	✓	CONC	-	RNA
Abdelaziz <i>et al.</i> (2001)	-	✓	-	DIST	<sup>3</sup>	PL
Cheung <i>et al.</i> (2008)	✓	✓	-	DIST	Ethernet	-
Javadian <i>et al.</i> (2008)	-	-	-	DIST	<sup>2</sup>	-
Chattopadhyay <i>et al.</i> (1991)	-	✓	-	DIST	Ethernet	-
Soares & Vieira (2008)	✓	✓	-	CONC	- <sup>1</sup>	-
Souza Jr & Souza (2012)	✓	-	-	DIST	- <sup>2</sup>	-
Souza Jr & Souza (2013)	✓	✓	-	DIST	- <sup>2</sup>	-
Li <i>et al.</i> (2006)	✓	-	-	DIST	- <sup>2</sup>	-
Baran & El-Markabi (2005)	-	✓	-	CONC	<sup>1</sup>	-
Mahat P.; Chen & Bak (2006)	✓	✓	-	CONC	<sup>1</sup>	-
Yuan <i>et al.</i> (2007)	✓	✓	-	CONC	-	-
Cheung <i>et al.</i> (2007)	✓	✓	-	CONC	-	-
Yanping <i>et al.</i> (2008)	✓	-	-	CONC	<sup>3</sup>	-
Yi <i>et al.</i> (2009)	✓	✓	-	CONC	-	-
Li <i>et al.</i> (2009)	✓	✓	-	CONC	-	-
Ojaghi <i>et al.</i> (2013)	✓	✓	✓	CONC	-	-

**Legenda:**

50 =	Sobrecorrente Instantânea	EMA =	Estratégia Multi Agente
51 =	Sobrecorrente Temporizada	COM =	Método de Comunicação
21 =	Distância	IA =	Inteligência Artificial
ARQ =	Arquitetura	CONC =	Concentrado
DIST =	Distribuída	PL =	Programação Linear

<sup>1</sup>Não informado

<sup>2</sup>Não foi implementado nenhum sistema de comunicação real entre os agentes.

<sup>3</sup>Não é informado o tipo de arquitetura de comunicação empregada porém, o autor cita a necessidade da interconexão entre as camadas da rede de proteção adaptativa por meio de uma estrutura bastante rápida formada por exemplo, por fibras óptica.

Diante do exposto, esta tese propõe a criação de um sistema de proteção adaptativo com arquitetura distribuída formado por três centros distintos, como proposto em Chávez *et al.* (2008); que usa a corrente de carga como patamar para cálculo dos ajustes das unidades instantâneas de sobrecorrente, conforme proposto em Li *et al.* (2006); e, que possa calcular os equivalentes de rede de forma *online* através de relações estatísticas entre os valores dos fasores de tensão e corrente vistos pelos relés, de acordo com a proposta de Ojaghi *et al.* (2013).

O sistema proposto visa aplicação em sistemas de distribuição de energia, em média tensão, com a presença ou não da geração distribuída, considerando que o mesmo é protegido apenas por relés digitais de sobrecorrente instantânea.

# FUNDAMENTOS DA COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

Os diversos equipamentos que compõem o SEP, de maneira mais evidente as linhas de transmissão/distribuição, estão sujeitos à problemas de diversas origens, quer sejam oriundos de fenômenos naturais como: chuva, ventanias, raios, terremotos, etc; ou devido à vandalismo, queimadas, etc. Na maior parte das vezes, os problemas nos sistemas elétricos são causados por faltas ou curto-circuitos.

A maioria das faltas que acontecem em sistemas de distribuição são de natureza transitória, isto é, são faltas que se extinguem por si só. De acordo com ANEEL (2008) o tempo máximo para perturbações transitórias é de  $150\text{ ms}$ . Assim, o primeiro requisito que uma estratégia de proteção deve possuir é lidar efetivamente com faltas transitórias fornecendo uma maneira de reconhecimento, eliminação e rápido religamento do circuito após um breve intervalo de tempo<sup>1</sup>. Atualmente os sistemas de distribuição são protegidos em sua quase totalidade por elos fusíveis ou chaves de religamento automático. Entretanto, com a popularização das redes inteligentes, ou *Smart Grids*, a presença de dispositivos de proteção microprocessados nas redes de distribuição tende a ser cada vez mais frequente. Tais dispositivos permitirão que técnicas mais modernas de proteção possam ser aplicadas nessa importante parte do sistema elétrico.

De modo geral, a proteção principal de sistemas de distribuição é obtida por meio de dispositivos de sobrecorrente. A presença da geração distribuída nas redes de distribuição, entretanto, exige a necessidade de incluir dispositivos de sobrecorrente a característica direcional que não está presente na formulação básica desta função, como é o caso das funções de distância desempenhadas por relés do tipo *mho* (URDANETA *et al.*, 1997; ASSOCIATION, 2010).

Quatro requisitos básicos devem ser seguidos durante o estudo de coordenação da proteção. De acordo com Blackburn (1987), ALSTON (2002) essas características são:

---

<sup>1</sup>Este intervalo de tempo deve ser grande o suficiente para que o arco elétrico, geralmente proveniente da falta, se desionize.

- **Sensibilidade:** os equipamentos de proteção devem ser sensibilizados pelo menor nível de defeito ao qual o sistema esteja sujeito sem, no entanto, confundir tais situações com uma condição de contingência, por exemplo;
- **Seletividade:** os ajustes dos equipamentos de proteção devem ser tais que o menor número possível de consumidores fique sem suprimento de energia;
- **Segurança:** em nenhuma hipótese o sistema de proteção deve interromper o funcionamento normal do sistema elétrico de potência;
- **Rapidez:** um sistema de proteção é tão melhor quanto mais rápidas forem as atuações dos seus dispositivos. Com isto, garante-se que o sistema operará em situações de falta sempre no menor tempo possível.

### 3.1 SISTEMA DE PROTEÇÃO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Uma das principais funções dos sistemas de proteção é distinguir situações normais de situações adversas e eliminá-las da maneira mais rápida possível. Dentre tais situações, as faltas efetivas são as mais graves, cujas características frente aos dispositivos de proteção são apresentadas a seguir.

#### 3.1.1 Isolamento de Faltas Temporárias

A eliminação de faltas temporárias em sistemas de distribuição é realizado pelos religadores automáticos. O esquema de funcionamento deste dispositivo segue a sequência mostrada na Figura 3.1. Na primeira ocorrência do distúrbio a alimentação é interrompida em um curto intervalo de tempo ( $T_{I1}$ ). Após  $T_{I1}$  o religador verifica se o evento corresponde ou não à uma falta temporária. Caso a corrente ainda seja superior à corrente nominal do religador, uma nova interrupção é feita. Na Figura 3.1 o religador está configurado para duas tentativas de religamento automático rápido e uma tentativa lenta.

Após a segunda tentativa, caso a falta não tenha sido extinta, uma nova tentativa de religamento automático é realizada através de um tempo de retardo lento. Caso a falta ainda

persista o dispositivo entra na condição de bloqueio.

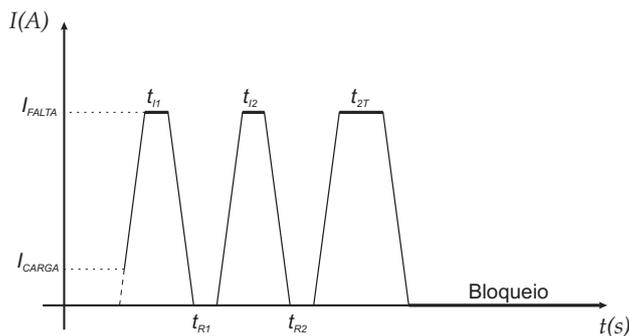


Figura 3.1: Esquema de funcionamento de um religador automático com duas interrupções rápidas e uma lenta.

Considere o sistema de distribuição típico sem a presença da geração distribuída, apresentado na Figura 3.2. Para que o correto funcionamento do sistema de proteção seja obtido, deve-se seguir a seguinte ordem considerando os dispositivos proteção conforme apresentado na Figura 3.3: o religador  $A$  será responsável pela tentativa de eliminar faltas ao longo da linha principal, um pouco antes da barra 7, ficando responsável por faltas ocorridas até a barra 5. Na maioria das vezes, religadores como os da barra  $A$  são configurados para atuar de forma instantânea duas ou três vezes, sendo usualmente configurado de acordo com a curva mais rápida da família do dispositivo (ANDERSON, 1999). Como o uso apenas do religador  $A$  não é suficiente para proteger toda a linha, faz-se necessário acrescentar um segundo dispositivo, chamado de  $B$ , responsável por proteger o sistema a partir da barra 5. Sendo assim, este último é responsável por faltas no final de todas as barras internas à sua zona de proteção. Por se tratar de uma rede radial, é fácil observar que o religador  $B$  deve ter uma corrente de *pick-up* menor que a do religador  $A$  e também, ser ajustado para atuar duas ou três vezes de forma instantânea, seguido de duas ou três vezes de maneira temporizada.

Para o sistema mostrado na Figura 3.2, os religadores  $A$  e  $B$  desempenham de forma satisfatória a proteção contra faltas temporárias ao longo de toda a linha principal. Porém, caso uma falta permanente ocorra no ramo 4, o religador  $A$  atuaria de maneira instantânea. Neste cenário, toda a rede seria desenergizada por um problema ocorrido apenas no ramo 4 o que não é uma boa prática no que diz respeito a proteção de sistemas radiais. Entretanto, esse é o preço que deve ser pago pela economia no sistema de proteção. Para que a seletividade do sistema melhore é necessário que novos religadores automáticos, ou outros dispositivos de proteção, sejam instalados na rede.

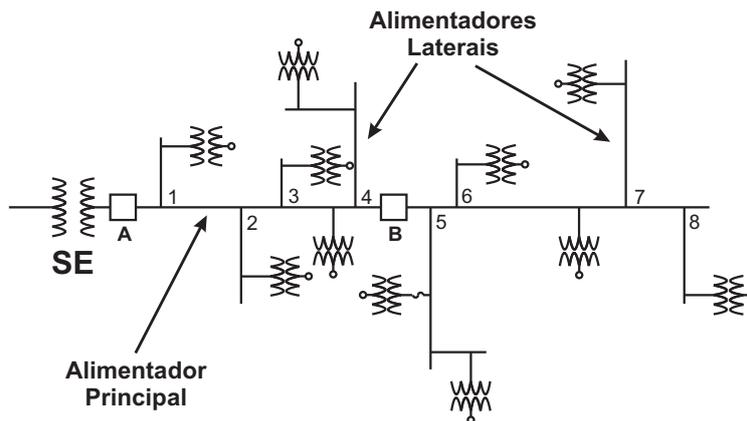


Figura 3.2: Sistema de distribuição com os respectivos dispositivos de proteção.

### 3.1.2 Isolamento de Falta Permanentes

De acordo com o ONS (2009), ANEEL (2008), falta permanente é qualquer defeito na rede elétrica que tenha duração maior que  $150\text{ms}$ . Este tipo de falta pode ser eliminado de duas formas: (1) quando as tentativas de reenergização dos religadores se esgotarem, ou (2) por meio de relés e elos fusíveis.

Na Figura 3.2 ao longo do alimentador principal, faltas permanentes estão adequadamente protegidas por meio dos religadores *A* e *B*. Por exemplo, para qualquer falta permanente ocorrida após *B* este operará, enquanto a parte do circuito protegida por *A* continuará em operação normal. Em alimentadores grandes o uso de três ou mais religadores é recomendado de forma a confinar melhor as faltas.

Para linhas terminais, uma estratégia não recomendada é o uso da eliminação das faltas ocorridas nessas por meio do religador do alimentador principal. Este procedimento faria com que uma parte maior da rede fosse desligada, perdendo assim a seletividade do sistema de proteção. Por outro lado, a adição de religadores em todos os ramos laterais pode ser inviável econômica e tecnicamente. Dessa forma, a maioria dos engenheiros de proteção utilizam fusíveis na proteção desses ramos quais devem ser coordenados com os religadores do alimentador principal. O uso dos fusíveis provoca as modificações mostradas na Figura 3.3 quando comparadas com a Figura 3.2. Como pode-se observar, um fusível foi instalado no início de cada ramo lateral e ainda foi adicionado um fusível ao alimentador principal, no ponto 7. Este último fusível é responsável por reduzir a área que sofrerá desenergização nos casos de uma falta permanente.

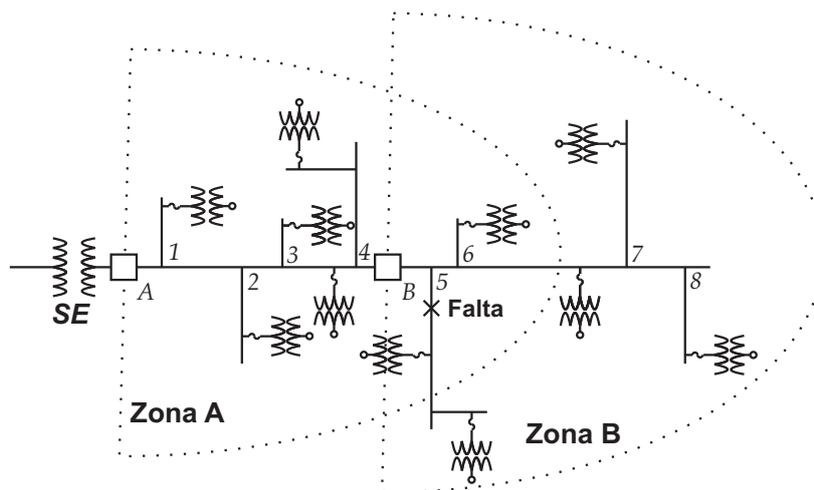


Figura 3.3: Falta permanente sendo isolada por fusíveis.

Os fusíveis instalados em cada ramo devem suportar a corrente de carga nominal sem que entrem em fusão. Sua corrente de *pick-up* deve ser ajustada para valores inferiores à menor corrente de falta no extremo oposto do ramo. Além do ajuste de *pick-up*, deve-se ainda verificar se os ajustes dos fusíveis são adequados para eliminar faltas *close in*<sup>2</sup>, as que apresentam os maiores valores de corrente de curto-circuito, por serem as que ocorrem no início da linha protegida.

Nos parágrafos anteriores mencionou-se o alto custo de dispositivos mais modernos e mais eficazes para o sistema de distribuição. Porém, estima-se que com a efetiva implantação das funcionalidades das *Smart Grids* o custo desses dispositivos possa diminuir, favorecendo a viabilidade prática das técnicas mais modernas.

### 3.2 COORDENAÇÃO DE RELÉS DE PROTEÇÃO

Um sistema de proteção é formado basicamente por dispositivos seccionadores e sensores, frequentemente relés ou elos fusíveis. São os dispositivos sensores, os relés na maior parte das vezes, quem dão inteligência ao sistema de proteção e controlam a lógica de envio do sinal de *trip*<sup>3</sup> aos dispositivos seccionadores. Por sua vez, os relés podem ser usados em uma grande variedade de projetos, sendo estes inteiramente adaptáveis à qualquer configuração, uma vez que pode-se escolher a função de proteção, valores de *pick-up* entre outras características que

<sup>2</sup>Faltas que ocorrem no início da linha, logo após a barra local

<sup>3</sup>Sinal que comanda a abertura de um disjuntor em caso de falha.

os adequam ao sistema ao qual serão aplicados.

### 3.2.1 Sistemas radiais

Tradicionalmente, os sistemas de distribuição caracterizam-se pela existência de uma única fonte geradora e pela configuração radial de suas linhas de distribuição (EDMUNDS, 1888), como pode ser visto na Figura 3.4. A definição dos parâmetros dos relés de sobrecorrente em redes de distribuição é realizada de que a velocidade de atuação dos dispositivos de proteção seja inversamente proporcional a magnitude da corrente de falta. Como, por característica própria desse sistema, as redes são em sua maioria radiais, os dispositivos de proteção podem ter característica não direcional, ou seja, não precisam ser sensíveis à passagem de corrente em apenas um sentido. Entretanto, com o aumento no número de pequenos geradores conectados à rede por meio do sistema de distribuição, estas características vêm passando por transformações.

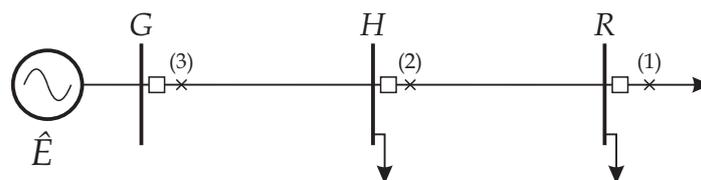


Figura 3.4: Sistema de distribuição simplificado.

Na maioria das vezes, a proteção para sistemas de distribuição é feita empregando dispositivos de proteção de fase e dispositivos de proteção para o neutro da instalação. Esse arranjo tem a vantagem de que qualquer relé pode ser retirado para manutenção e mesmo assim o circuito continuará protegido para qualquer tipo de falta. IEEE-PSRC & Committee (1983) sugere que faltas temporárias sejam eliminadas instantaneamente e que faltas permanentes sejam eliminadas pela parte temporizada dos dispositivos de proteção.

A proteção dos sistemas de distribuição pode ser realizada por três tipos de dispositivos: religadores automáticos, relés e fusíveis (ANDERSON, 1999). Independente de quais sejam os dispositivos utilizados, é necessário que todos eles estejam coordenados. Além da dificuldade inerente ao processo de coordenação, a coordenação nas redes de distribuição ainda é acrescida do fato de que as características dos TC que os alimentam podem ser diferentes.

A Figura 3.5 contém exemplos da coordenação entre: 3.5(a) fusível e religador, 3.5(b) fusível e relé, e 3.5(c) relé e religador.

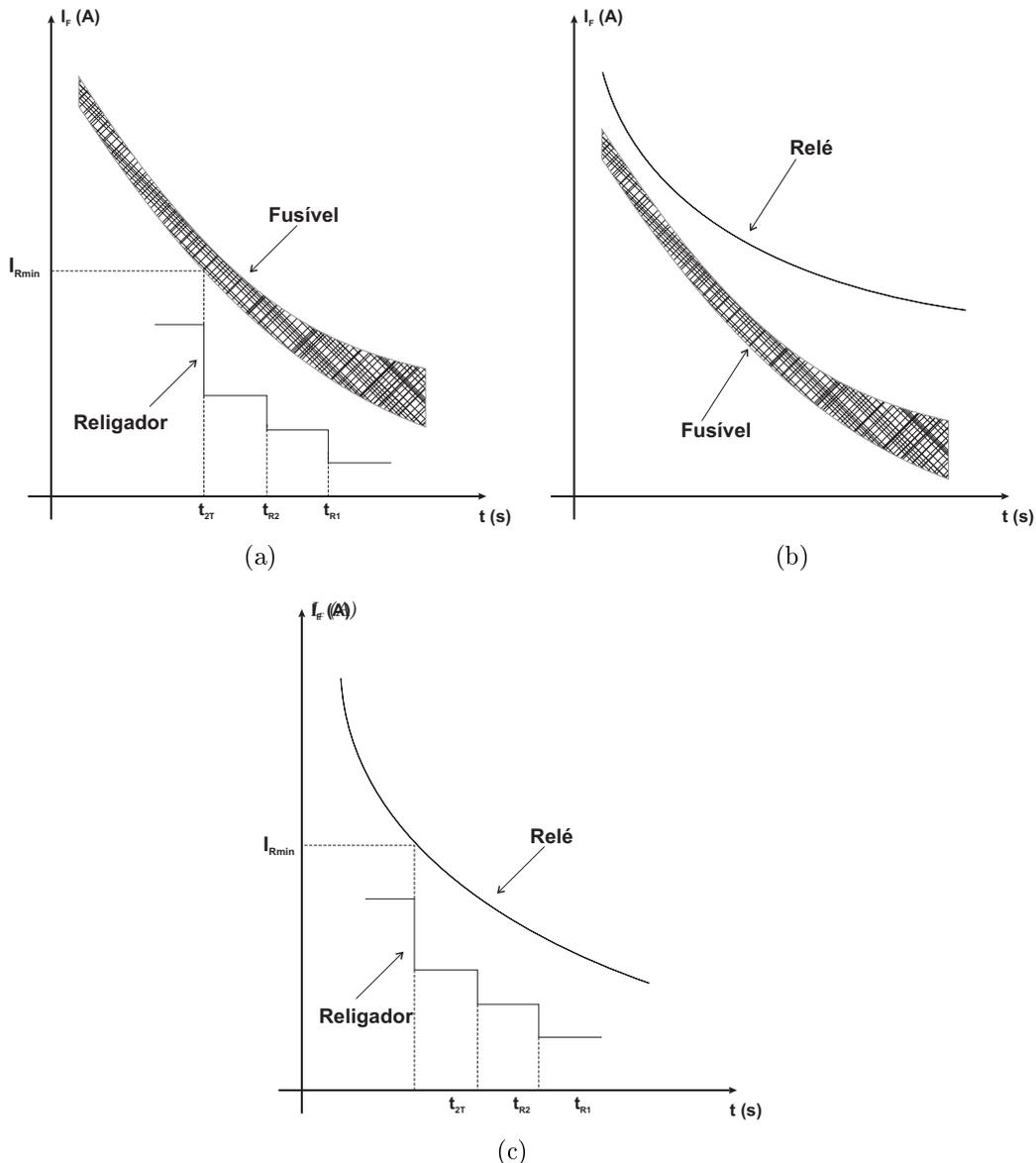


Figura 3.5: Exemplos de coordenação entre: (3.5(a)) fusível e religador, (3.5(b)) fusível e relé e (3.5(c)) relé e religador.

Recentemente Hussain *et al.* (2013) apresentaram uma proposta de modificação adaptativa da corrente de *pick-up* da unidade de sobrecorrente instantânea dos religadores que compõem o sistema de proteção visando evitar a fusão do elo fusível e, conseqüentemente, a necessidade de intervenção humana para a reenergização do sistema. Os valores das correntes de *pick-up* são obtidas por meios de valores de correntes de curto-circuito previamente definidas no algoritmo, ou seja, a técnica não é capaz de determinar tais parâmetros automaticamente.

Esta tese assumirá que as redes elétricas são protegidas apenas por relés digitais. Por isso, o processo de coordenação entre os outros tipos de dispositivos de proteção não serão abordados.

### 3.2.2 Sistemas com Geração Distribuída

A inerente busca por novas fontes de energia que possam substituir, ou pelo menos, minimizar a dependência das fontes tradicionais como a hidroelétrica e, também reduzir os índices de poluição gerados por fontes de energia baseadas na queima de combustíveis fósseis como nas termoelétricas, vem ganhando cada vez mais espaço no cenário elétrico nacional, transformando indústrias e consumidores residenciais em agentes geradores de energia, seja esta através de energia solar, biomassa, etc. Estes pequenos geradores são conhecidos como geração distribuída (GD).

A conexão desses pequenos geradores à rede elétrica é realizada na maioria das vezes através do sistema de distribuição. Este fato traz para o sistema de distribuição novas características que precisam ser incorporadas pelo sistema de proteção, inclusive uma série de problemas podem ser destacados quando a geração distribuída é conectada à rede. A base de todos os problemas ocasionados pela GD para o sistema de proteção é a quebra do paradigma da unidirecionalidade da corrente, seja a de carga ou de curto-circuito.

Para um sistema radial como o mostrado na Figura 3.4, a corrente de curto-circuito trifásico ( $i$ ) pode ser calculada, em pu, de acordo com (3.1), onde  $Z_{TH}$  é a impedância de Thévenin vista no ponto onde ocorre a falta.

$$i = \frac{1}{Z_{TH}}. \quad (3.1)$$

De acordo com Jenkins (2000), a corrente de curto-circuito em um sistema radial assume valores entre 10 e 15 vezes o valor de corrente de carga, o que permite ser facilmente identificada pelo sistema de proteção.

A Figura 3.6 apresenta um exemplo de sistema de distribuição contendo geração distribuída. Um dos problemas que pode existir nos sistemas de proteção com GD ocorre quando a contribuição desta para a falta é muito maior que a contribuição da fonte principal do sistema. Esse fato é comum quando a planta de geração distribuída pode ser representada por uma barra PV com valor de potência ativa muito elevado (GEIDL, 2005). Nestes casos, o relé instalado no início da linha  $H - R$  pode não ser sensibilizado e não eliminar a falta.

No sistema da Figura 3.6, um curto-circuito no ponto  $a$  resulta em numa corrente de falta

$I_f$  formada pela contribuição da corrente do gerador principal ( $I_{nw}$ ) e da GD ( $I_{dg}$ ), conforme (3.2). De acordo com Dugan & McDermott (2001), Dugan & McDermott (2002), esse fato pode ocasionar sérios problemas principalmente quando faltas de alta impedância ocorrem.

$$I_f = I_{nw} + I_{dg}. \quad (3.2)$$

Supondo ainda para o sistema da Figura 3.6 uma falta na barra  $H$ , constata-se que o dispositivo de proteção iria “enxergar” a contribuição da geração distribuída no sentido oposto ao fluxo da corrente da geração principal. Esse fato justifica a necessidade da inclusão da unidade direcional nos dispositivos de sobrecorrente que formam a rede de proteção dos sistemas com geração distribuída.

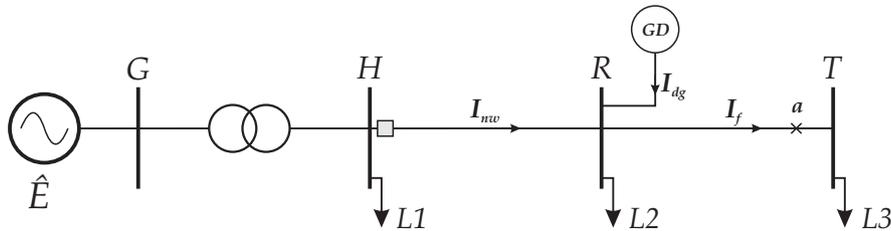


Figura 3.6: Sistema de distribuição com presença de geração distribuída.

O sentido comum do fluxo de potência nos sistemas radiais também pode sofrer modificações quando se conecta a geração distribuída. Esse fato ocorre quando o nível de produção de energia local supera o consumo (LOPES, 2002). Além da necessidade da inclusão da unidade direcional, o fluxo de potência reverso implica na modificação do gradiente de tensão ao longo da linha.

Além de problemas relacionados à qualidade, violações nos limites dos níveis de tensão também podem ser verificadas nos sistemas com geração distribuída. De acordo com Jenkins (2000), Tran-Quoc *et al.* (2003), o gradiente de tensão ao longo de uma linha radial pode ser aproximado através de (3.3).

$$\Delta V \approx \frac{P_{dg}R_{th} + Q_{dg}X_{th}}{V_n}, \quad (3.3)$$

onde:

$V_n$  - tensão nominal do sistema

$R_{th} + jX_{th}$  - impedância da linha analisada

$P_{dg} + jQ_{dg}$  - potência injetada pela GD.

Graficamente, é apresentado na Figura 3.7 o efeito da inclusão da geração distribuída no perfil de tensão do alimentador e no gradiente. Observa-se que quando não há contribuição da geração distribuída para o sistema, a potência segue da geração principal da rede, representada pela fonte  $\hat{E}$  da Figura 3.7, para as cargas, e o perfil de tensão, representado pela linha contínua, assume características decrescentes ao longo da rede. Quando a contribuição da GD fornece uma corrente que supera a corrente das cargas conectadas às barras  $R$  e  $T$ , o fluxo de potência assume sentido reverso em relação ao caso em que a GD não está conectada a rede. O perfil da tensão, mostrado na Figura 3.7 é representado pela linha tracejada. Conforme pode-se observar, a GD contribui para que a tensão ao longo da rede tenha valores mais próximos ao nominal entretanto, para a proteção tradicional, este fato representa um problema em potencial.

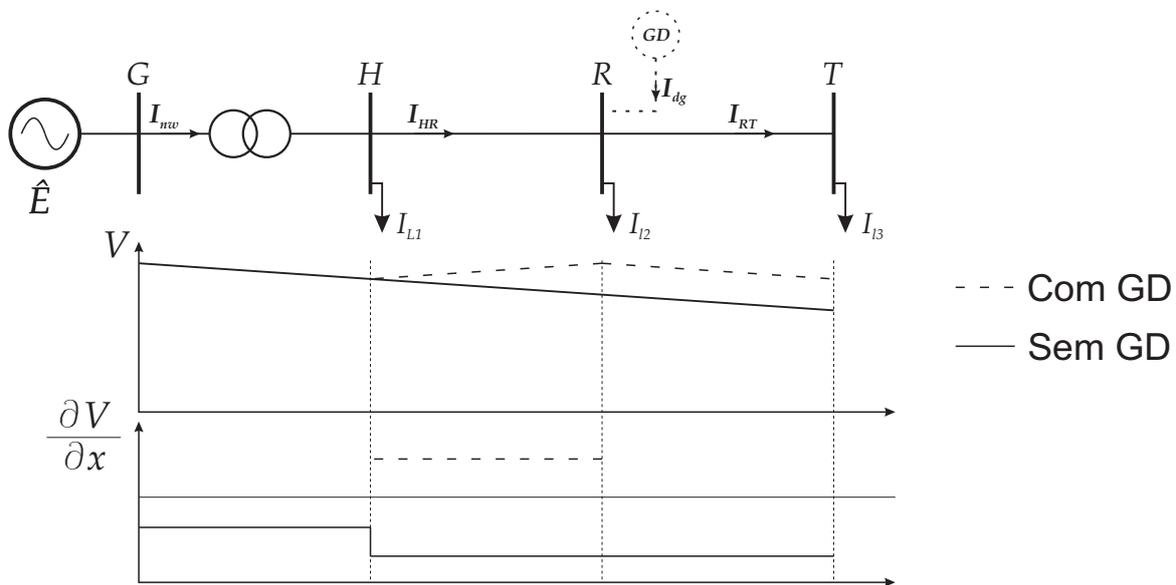


Figura 3.7: Gradiente da tensão em sistemas radiais com e sem geração distribuída.

Tradicionalmente, os sistemas que não possuem GD utilizam o artifício da modificação do *tap* dos transformadores para melhorar o perfil de tensão do sistema. Quando a GD é conectada a rede, essa ação pode ocasionar a diminuição da potência do transformador (BARKER; MELLO, 2000; CONTI *et al.*, 2001; ARAMIZU; VIEIRA, 2013; MASOUM *et al.*, 2012; HERMAN *et al.*, 2009).

De acordo com Geidl (2005), grande parte dos dispositivos que compõem o sistema de geração distribuída seja solar, eólica ou biomassa não possuem os equipamentos de proteção e controle necessários para estabilizar a frequência e tensão da rede em momentos de ilhamento do sistema. Além disso, como os sistemas não são perfeitamente equilibrados, a frequência

varia conforme a variação da potência ativa.

### 3.2.3 Algoritmo de Coordenação

Normalmente, duas são as classes de relés para se coordenar: os relés de fase e de neutro. A coordenação dos relés depende não somente da arquitetura da rede mas também da sua conexão com TC e TP (ANDERSON, 1999). Para facilitar o entendimento, considere que para proteger um sistema trifásico com neutro aterrado na saída da subestação, serão utilizados três relés de fase e um de neutro. Esse arranjo tem a vantagem de que qualquer relé pode ser retirado para manutenção e mesmo assim o circuito continuará protegido para qualquer tipo de falta. Vale a observação que, quando fala-se no uso de quatro relés (três de fase e um de neutro) para proteção do alimentador, tais dispositivos são do tipo eletromecânico. Atualmente, a função desse conjunto de relés é desempenhada por um único dispositivo digital, dispositivos estes foco desta tese.

Para proteção de linhas de transmissão/distribuição três funções de proteção são recomendadas atualmente, são elas: sobrecorrente, distância e tele-proteção.

Os dispositivos de sobrecorrente se sobressaem na proteção de sistemas de distribuição, sistema este que na maior parte das vezes possui pequenas dimensões no tocante às suas linhas de transmissão. Entretanto, essa função apresenta a desvantagem de ser dependente da topologia e dos perfis de geração e de carga da rede. Este fato, como mencionado, exige que revisões no estudo de coordenação da proteção sejam realizadas frequentemente no sistema.

Para os dispositivos de distância apresentam melhor desempenho no que se refere à dependência da topologia e perfis de geração e carga do sistema, uma vez que estimam a impedância entre o ponto de instalação do dispositivo e o local onde a falta ocorre. Seu emprego é mais comum em sistemas de transmissão, onde as dimensões dos circuitos de transmissão são muito grandes e informações relativas ao local de falta são importantes. Apesar de ter aplicação maior nos sistemas de transmissão, alguns autores propõem o uso desses dispositivos também para os sistemas de distribuição (SINCLAIR *et al.*, 2014).

Os últimos dispositivos citados - tele-proteção -, proporcionam uma atuação mais correta uma vez que há a comunicação entre os dispositivos locais e remotos da linha protegida para

que a decisão seja tomada. Estes dispositivos apresentam valor de instalação bastante elevado. Dessa forma, são aplicados apenas em sistemas onde os níveis de potência envolvidos sejam muito altos ou as cargas justifiquem o alto investimento. Atualmente, sistemas EHV utilizam este tipo de proteção.

Supondo o sistema radial mostrado na Figura 3.8 no qual os locais analisados de falta são representados de (1) a (5) e considere a linha compreendida entre as barras  $H$  e  $R$ . O relé local, mais próximo à barra  $H$ , e o remoto, mais próximo à barra  $R$ , devem proteger a linha para qualquer falta que ocorra em seu interior. Em caso de detecção de problemas, os relés enviarão o sinal de *trip* para o disjuntor associado a cada um deles visando, extinção do problema.

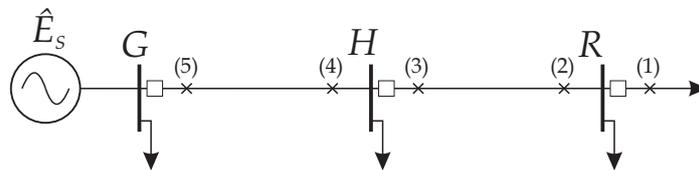


Figura 3.8: Sistema de potência radial simplificado.

O fato desta tese contemplar sistemas de distribuição com e sem geração distribuída, permite eliminar um dos principais problemas na coordenação da proteção que é o efeito capacitivo das linhas de transmissão. De acordo com Glover J. D.; Sarma & Overbye (2009), para linhas curtas, isto é, com extensão menor que 80 km, esse efeito pode ser desconsiderado sem que haja prejuízo ao sistema de proteção.

A característica de atuação dos dispositivos de sobrecorrente pode se dar de duas maneiras: atuação instantânea (função 50) e a temporizada (função 51<sup>4</sup>) na qual o tempo de atuação do dispositivo de proteção possui relação inversa com os valores das correntes de falta.

Para obtenção de parâmetros que garantam o melhor desempenho do sistema de proteção Oliveira *et al.* (2010) propuseram a determinação dos ajustes da corrente de *pick-up* e do tipo de curva característica do relé utilizando uma rotina baseada na técnica dos AG. Porém, é comum encontrar trabalhos na literatura que partem do pressuposto que todos os relés têm curva característica do tipo normal inversa.

<sup>4</sup>As características tempo-corrente dos relés de sobrecorrente são famílias de curvas de tempo de atuação versus corrente de falta, geralmente apresentados em eixo *dilog*. De acordo com IEEE (1996) existem três famílias de curvas características: moderadamente inversa, muito inversa e extremamente inversa. Já segundo IEC (1989), os tipos de curva características são cinco: normal inversa, muito inversa, extremamente inversa, inversa de tempo longo e inversa de tempo curto.

O passo-a-passo para a definição de todos os parâmetros necessários em um projeto de coordenação da proteção são apresentados nos itens a seguir.

### 3.2.3.1 Determinação da relação de TC (RTC)

Os TC são dispositivos que proporcionam aos relés níveis de corrente adequados aos dispositivos de proteção. Em geral, padronizam-se as saídas dos secundários dos TC em 1 A ou 5 A (IEEE, 2010). A determinação do RTC deve levar em consideração dois parâmetros: a corrente de carga máxima e a maior corrente de curto-circuito no ponto de instalação do dispositivo.

Quanto à corrente de carga, deve-se considerar não apenas aquela que corresponde ao funcionamento normal da rede, como também quando esta encontra-se em contingência ( $I_{C,Max}$ ). Assim sendo, a corrente nominal no primário do TC ( $I_{NP}$ ) deve ser tal que:

$$I_{NP} \geq k \times I_{C,Max}. \quad (3.4)$$

Sendo  $k$  uma constante que representa o fator de crescimento da carga e deve ser válida para o período durante ao qual aquele TC esteja em uso.

No que se diz respeito a máxima corrente de curto-circuito para uma falta no local de instalação do TC ( $I_{CC,Max}$ ), este deve ter uma relação tal que garanta que o dispositivo não sature devido à corrente de primário elevada. Para isso, introduz-se um parâmetro conhecido como fator de de sobrecorrente (FS) do TC, que na maioria das vezes é considerado igual a 20. Logo,  $I_{NP}$  deve ser computador conforme:

$$I_{NP} \geq \frac{I_{CC,Max}}{FS}. \quad (3.5)$$

### 3.2.3.2 Critérios para ajustes de corrente mínima de atuação

Na literatura esse parâmetro geralmente é conhecido como corrente de *pick-up*, sendo considerado um dos mais importantes parâmetros a serem determinados durante um estudo de coordenação e seletividade.

**Unidades temporizada (51) de fase** De modo geral, a corrente de *pick-up* ( $I_{FPU}$ ) deve atender às restrições mostradas em (3.6) e (3.7).

$$I_{FPU} \geq \frac{k \times \sum I_{C,Max}}{RTC}. \quad (3.6)$$

A Equação (3.6) é perfeitamente geral, uma vez que pode ser aplicada tanto para sistemas com circuito de transferência de carga<sup>5</sup>, no qual serão levados em consideração os valores da corrente de carga nominal do circuito ao qual o relé está conectado, bem como a corrente nominal do circuito que possa vir a se utilizar do circuito de transferência. Caso o sistema não possua circuito de transferência, o somatório resumir-se apenas ao valor da corrente de carga.

$$I_{FPU} \leq \frac{I_{cc,2\Phi}}{RTC}, \quad (3.7)$$

sendo:

$I_{cc,2\Phi}$  é a corrente de curto-circuito bifásico no extremo oposto da linha protegida.

Assim, de (3.7) pode-se afirmar que a unidade temporizada de um relé de sobrecorrente deve atuar para todas as faltas bifásicas e monofásicas dentro da linha protegida, restando aos demais tipos de falta serem eliminados pela unidade instantânea do relé.

O processo descrito acima deve ser repetido de modo que o relé local atue sempre antes que o relé remoto, em no mínimo um tempo de intervalo de coordenação CTI). O valor do CTI é definido de acordo com as restrições da empresa e assume valores entre 0,2 s a 0,5 s. A Figura 3.9 apresenta o fluxograma necessário para determinação dos ajustes dos dispositivos que compõem a cadeia de proteção.

**Unidade temporizada (51) de neutro** O ajuste do valor da corrente de *pick-up* dos dispositivos de proteção de neutro segue o mesmo princípio usado para o relé de fase, ou seja, a corrente de *pick-up* ( $I_{NPU}$ ) deve estar entre dois valores: o inferior relativo à corrente de carga da linha ( $I_{C,Max}$ ) e o superior relativo à corrente de curto-circuito, neste caso monofásico para o terra no final do trecho protegido pelo mesmo ( $I_{cc,\Phi T}$ ). Matematicamente tem-se:

<sup>5</sup>Subestações tipo barramento principal/barramento de transferência.

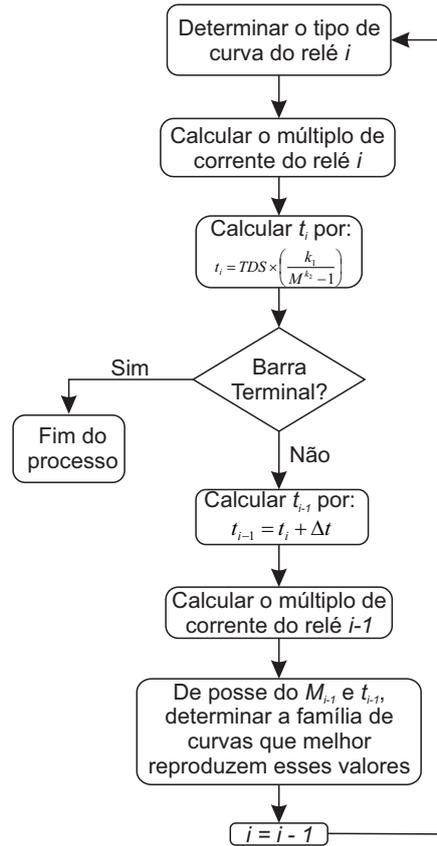


Figura 3.9: Fluxograma utilizada para coordenação dos dispositivos de sobrecorrente temporizada em uma rede radial.

$$\frac{k_2 \times I_{C,Max}}{RTC} \leq I_{NPU} \leq \frac{I_{cc,\Phi T}}{RTC} \quad (3.8)$$

O valor do termo  $k_2$  depende das ligações das cargas no sistema. Caso existam cargas alimentadas com tensão de fase, isto é, conectadas entre fase e neutro, o valor de  $k_2$  pode variar entre 0,1 e 0,3, ou seja, utiliza-se uma amostra de no máximo 30% do valor da corrente de carga do circuito. Caso todas as cargas do sistema sejam conectadas entre fases - alimentadas por tensão de linha -, toma-se por base um valor de 10% da corrente de carga, ou seja,  $k_2$  assumirá o valor 0,1.

Ainda conforme (3.8), as unidades de neutro dos relés de sobrecorrente devem ser sensíveis ao menor valor de corrente de curto-circuito no final do trecho protegido. Essa condição nem sempre é possível de se obter devido as características das cargas. Por isso, recomenda-se o uso de chaves-fusíveis, seccionadores ou religadores de modo que o trecho a ser protegido pelo relé seja reduzido.

**Unidade Instantânea (50)** A prática comum entre os engenheiros de proteção é o uso de uma unidade separada do relé de sobrecorrente que proporcione uma atuação mais rápida que aquela oferecida pela unidade 51 (unidade temporizada) para faltas com altas correntes de curto-circuito, as chamadas *close-in faults*. Comumente, a função de sobrecorrente instantânea pode estar disponível como um segundo elemento dos relés de sobrecorrente de fase e não como uma unidade completamente separada.

Uma regra geral é utilizada para verificar o grau de dificuldade de se coordenar os dispositivos de proteção de uma linha que consiste em verificar o quanto maior são as faltas *close-in* em relação às que acontecem no final do trecho a ser protegido. Na maioria dos casos, quando essa diferença for menor que 30% a coordenação será de difícil obtenção (ANDERSON, 1999).

Suponha um relé com de sobrecorrente com sua unidade instantânea instalado na barra  $H$  do sistema mostrado na Figura 3.8. Para o sistema mostrado na Figura 3.8, sejam os dados abaixo relacionados ao equivalente de rede neste ponto do sistema:

$$\begin{aligned}\hat{E}_S &= \text{Equivalente de Thévenin de circuito aberto} \\ Z_{SR} &= \text{Impedância do equivalente de Thévenin} \\ Z_L &= \text{Impedância da linha H-R}\end{aligned}\tag{3.9}$$

Os valores das correntes de curto-circuito no início (*close-in*) ( $I_{CI}$ ) e no final da linha (*far end*) ( $I_{FE}$ ) podem ser calculadas por.

$$I_{CI} = \frac{E_S}{Z_S},\tag{3.10}$$

$$I_{FE} = \frac{E_S}{Z_S + Z_L}.\tag{3.11}$$

Para fins de simplificação matemática, considera-se o termo  $K_{SR}$  conforme descrito abaixo:

$$K_{SR} = \frac{Z_{SR}}{Z_L}.\tag{3.12}$$

Após manipulações matemáticas, obtém-se a seguinte relação entre as correntes de falta no final e no início da linha.

$$I_{FE} = \frac{I_{CI}}{1 + \frac{1}{K_{SR}}}. \quad (3.13)$$

De modo equivalente, a corrente de curto-circuito para uma falta ocorrida a  $h\%$  do início da linha ( $I_{ER}$ ) pode ser obtida por:

$$I_{ER} = \frac{E_S}{Z_{SR} + hZ_L}. \quad (3.14)$$

Dividindo (3.14) por (3.13) e igualando o resultado a  $K_I$ , obtêm-se o valor da fração da linha protegida  $h$ , também conhecido como alcance da unidade instantânea, conforme dado em (3.15).

$$h = \frac{K_{SR}(1 - K_I) + 1}{K_I}. \quad (3.15)$$

De acordo com Anderson (1999), o valor de  $K_I$  deve variar entre 1,1 e 1,4. Como pode-se verificar na Figura 3.10, geralmente é possível proteger um trecho maior que 50% da linha.

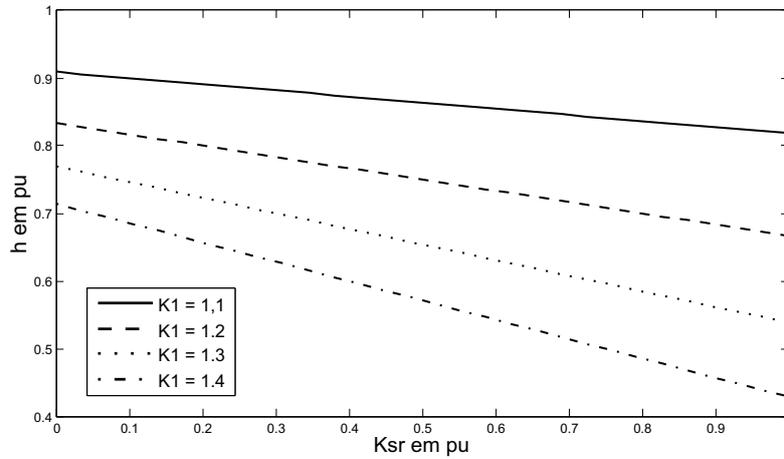


Figura 3.10: Fração da linha protegida pela unidade instantânea.

Substituindo em (3.15) a expressão de  $K_{SR}$ , dada por (3.12), tem-se:

$$h = \frac{Z_S(1 - K_I) + Z_L}{Z_L \times K_I} \quad (3.16)$$

Como pode-se verificar, (3.16) é exatamente igual à expressão apresentada em (CHEN *et al.*, 2005; YI *et al.*, 2009). A equação (3.16), base para o desenvolvimento que resultou na expressão do alcance da zona de proteção instantânea de sobrecorrente é, como podia-

se esperar, perfeitamente correta do ponto vista teórico e físico. Entretanto, restrições são encontradas quando uma abordagem realista é apresentada à referida equação.

A primeira restrição, que facilmente pode ser contornada, diz respeito a necessidade do conhecimento do equivalente de rede no local onde cada relé de sobrecorrente instantânea for instalado. O principal entrave neste é a capacidade de processamento dos relés digitais, uma vez que boa parte da sua memória já é reservada para a realização dos cálculos relativos à função de proteção.

Na prática, o que fora apresentado como uma forma de obtenção do alcance de maneira adaptativa, pode ser encarada como uma maneira auxiliar de se obter o alcance quando não se dispõe de todos os valores necessários para uso em (3.16).

Relembrando o conceito de proteção adaptativa apresentado no início do texto, chama-se de proteção adaptativa aquela na qual os ajustes dos dispositivos de proteção são atualizados automaticamente frente a alguma modificação ocorrida na rede. Como pôde-se verificar pelos argumentos mostrados acima, (3.16) não apresenta a possibilidade de desempenhar a função citada.

### 3.2.3.3 Sistemas não-radiais e com geração distribuída

Os sistemas não-radiais têm como principal característica o fato da corrente de falta não ter sua direção previamente conhecida, como acontece com os sistemas radiais. Este fato provém da existência de circuitos duplos ou da presença de mais de uma fonte de geração.

Suponha que o sistema fictício apresentado na Figura 3.11 seja protegido por relés de sobrecorrente sem a função direcional.

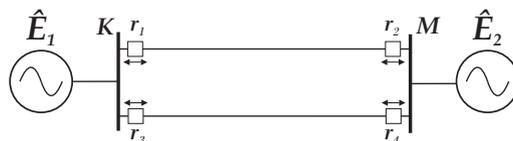


Figura 3.11: Sistema não-radial com presença de geração distribuída e linhas duplas.

Seja uma falta ocorrida na linha protegida pelos relés  $r_1$  e  $r_2$ . Para que esta falta possa ser eliminada de maneira satisfatória, é necessário que as restrições dadas por (3.17) sejam atendidas.

$$\begin{aligned} t_{r_1} &< t_{r_3}, \\ t_{r_2} &< t_{r_4} \end{aligned} \tag{3.17}$$

De maneira análoga, para uma falta na linha protegida pelos relés  $r_3$  e  $r_4$  as restrições apresentadas em (3.18) devem ser atendidas.

$$\begin{aligned} t_{r_3} &< t_{r_1}, \\ t_{r_4} &< t_{r_2} \end{aligned} \tag{3.18}$$

As restrições impostas por (3.17) e (3.18) não podem ser atendidas simultaneamente, o que permite a afirmação que os relés de sobrecorrente sozinhos não proporcionam a seletividade necessária ao sistema.

A conexão de dispositivos medidores de tensão (TP) em conjunto com os transdutores de correntes (TC) permitem identificar o sentido da corrente em uma linha de transmissão através de uma relação simples entre as fases da grandeza de operação, a corrente nesse caso, e da grandeza de polarização, que pode ser outro sinal de corrente ou um sinal de tensão, como mais frequente na prática (ALMEIDA, 2000). Dessa forma, é necessário incluir à unidade de sobrecorrente, características direcionais que não estão presentes previamente nesta função. Mais detalhes sobre a da função direcional e das formas de conexão dos dispositivos de operação e polarização podem ser obtidos no Apêndice C.

Acrescentando aos relés do sistema da Figura 3.11, a função direcional (função 67) conforme apresentado na Figura 3.12 as restrições impostas por (3.17) e (3.18) podem ser atendidas simultaneamente, uma vez que cada relé possui um sentido para o qual será sensibilizado, identificado na Figura por meio das setas em cada dispositivo.

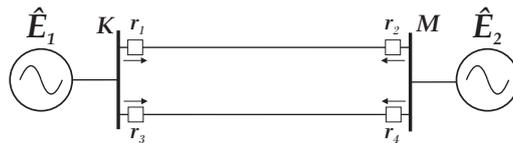


Figura 3.12: Relés de sobrecorrente direcionais protegendo sistema fictício.

De acordo com Blackburn (1987), o sentido a ser protegido pelo dispositivo deve ser definido de acordo com a relação da corrente que flui pelos relés nos dois extremos das linhas. Seja um

sistema radial com geração distribuída conforme mostrado na Figura 3.13, onde  $I_{CargaJusante}$  e  $I_{CargaMontante}$  referem-se às correntes de carga saindo e entrando através do relé  $r_1$  instalado na barra  $K$ .

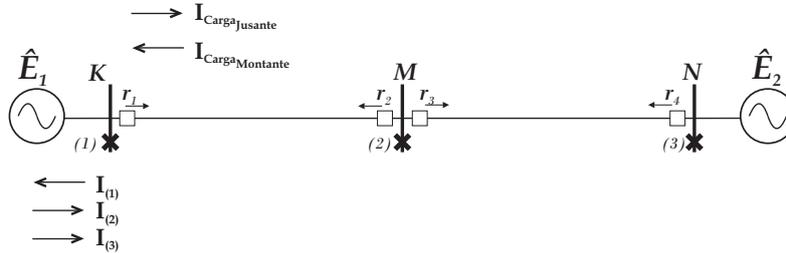


Figura 3.13: Sistema radial com duas fontes de potência.

O relé  $r_1$  deve possuir características direcionais se uma das condições impostas por (3.19) for satisfeita.

$$\begin{aligned}
 I_{(1)max} &\geq 0,25 \times I_{(2)min}, \\
 I_{(1)max} &\geq 0,25 \times I_{(3)min}, \\
 I_{CargaMontante} &> I_{CargaJusante}.
 \end{aligned}
 \tag{3.19}$$

Sistemas que possuem circuitos duplos mas apenas uma fonte de potência, como mostrado na Figura 3.14 apresentam características importantes conforme descrito a seguir. Observa-se que os relés  $r_1$  e  $r_{10}$  não podem ser direcionais uma vez que, caso fossem direcionais e sensibilizados para faltas à jusante da barra  $K$ , uma falta nesta barra não provocaria o fluxo de corrente por nenhuma das linhas do sistema.

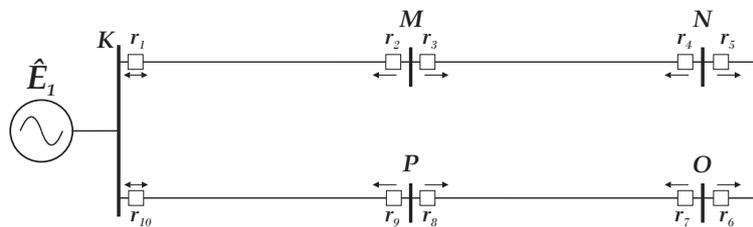


Figura 3.14: Sistema elétrico com circuitos duplos e uma única fonte de potência.

Apesar de não provocar o surgimento do fluxo de corrente em nenhuma das linhas do sistema, quando uma falta acontece à jusante da barra  $K$ , a corrente vista pelos relés  $r_2$  e  $r_9$  aumentam até atingirem o seu valor máximo, quando a falta ocorre no mesmo ponto em que os

relés estão instalados. Dessa forma, como o limite inferior da corrente de curto-circuito de  $r_2$  e  $r_9$  é nulo, estes dispositivos devem atuar de maneira mais rápida possível, com corrente de *pick-up* superior apenas a corrente de carga da rede.

Facilmente verifica-se que a barra  $K$  é o local com maior potência de curto-circuito do sistema. Assim, como a corrente de falta vista pelo relé  $r_1$  é a maior da rede, este é programado para atuar mais rápido que os demais dispositivos. Observa-se assim, que uma vez  $r_1$  atuando, o sistema torna-se radial com sentido anti-horário para a corrente. A atuação de  $r_1$  provoca alterações nos níveis de curto-circuito dos dispositivos sensíveis à correntes de curto-circuito no sentido da linha  $KM$ , isto é, relés  $r_2$ ,  $r_4$ ,  $r_6$ ,  $r_8$  e  $r_{10}$ . O estudo de coordenação e seletividade da rede deve ser desenvolvido com base nos maiores valores das correntes de curto-circuito por serem as condições mais extremas a qual o sistema está exposto.

Uma vez que o relé  $r_1$  atua, a coordenação dos relés pode ser realizada conforme descrito na Figura 3.9. Deve-se atentar ainda, para o fato de que o fluxograma da Figura 3.9 deve ser repetido para todos os relés que sejam sensibilizados por correntes no sentido oposto aos primeiros.

### 3.3 RESUMO

Neste capítulo foram apresentados os fundamentos da coordenação da proteção de relés de sobrecorrente em redes de distribuição com e sem a presença da geração distribuída. A principal vantagem da proteção de sobrecorrente, principalmente no que diz respeito aos sistemas de distribuição atuais, é o baixo custo de instalação dos dispositivos na rede protegida.

A presença de mais de uma fonte de geração, ou topologia malhada das linhas de distribuição, acarreta a necessidade do incremento no sistema de proteção com a inclusão da função direcional aos já presentes dispositivos de sobrecorrente. Para esta modificação, também se faz necessário a instalação de transdutores de tensão que permitirão, através da execução de rotinas de comparação, identificar o sentido do fluxo de corrente na rede.

A determinação dos ajustes dos dispositivos de sobrecorrente, notadamente da corrente de *pick-up*, exige o prévio conhecimento de valores como: dados do equivalente de rede, correntes de curto-circuito monofásico e bifásico no extremo oposto à linha protegida entre outros. De

posse de todos esses dados, um processo iterativo é iniciado no qual os ajustes dos dispositivos vão sendo escolhidos de modo a garantirem coordenação, seletividade e velocidade à rede de proteção. É esse processo iterativo, longo e computacionalmente árduo que as técnicas de proteção adaptativa visam minimizar, uma vez que a função de sobrecorrente é amplamente dependente das condições topológicas e operacionais da rede, necessitando de revisões nos ajustes dos dispositivos cada vez que modificações no sistema protegido ocorram.

## FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIGITAL

A partir do início das décadas de 1970 e 1980, com o advento dos dispositivos microprocessados, os antigos relés eletromecânicos passaram por uma transformação que possibilitou uma melhora relevante no desempenho desses dispositivos em termos de confiabilidade, além de permitir a integração em um único dispositivos de diversas funções de proteção, entre outros benefícios obtido a partir de uma arquitetura baseada em dispositivos processadores de sinais (LARSON *et al.*, 1979; SCHWEITZER; ALIAGA, 1980). A arquitetura dos relés de proteção digital vem sendo alvo de pesquisas de diversos estudiosos ao longo do tempo (PEREZ, 2006; MCLAREN *et al.*, 2001; SIDHU *et al.*, 1998; KEZUNOVIC; CHEN, 1996).

O modelo básico de um relé digital tem o diagrama de blocos mostrado na Figura 4.1.

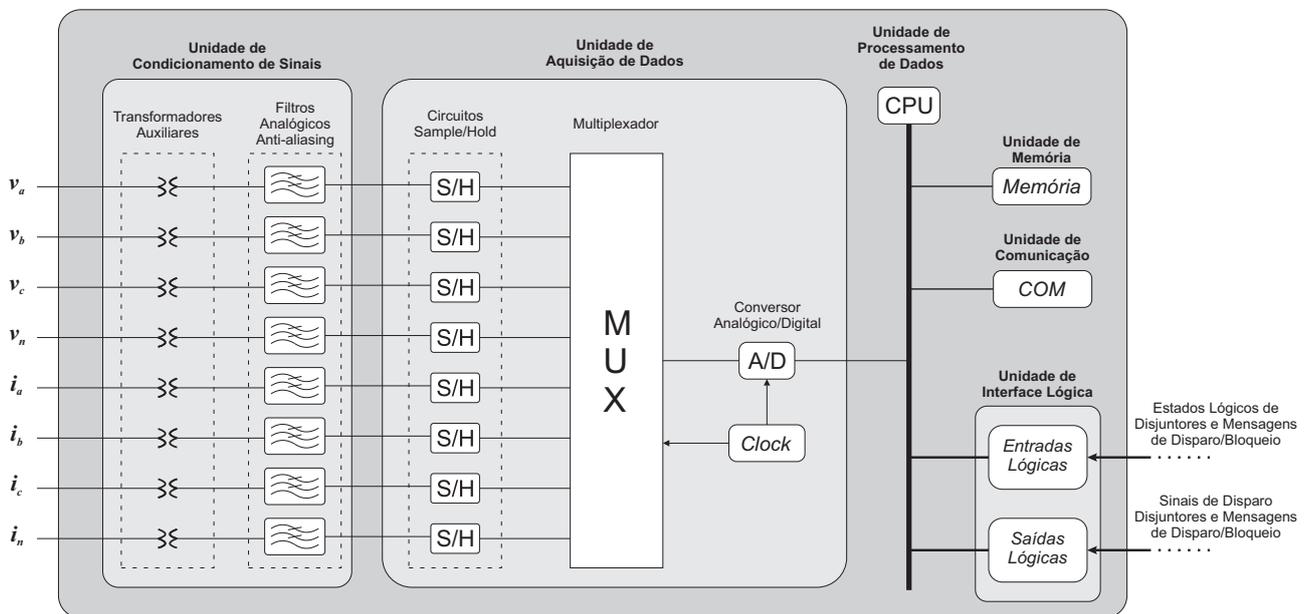


Figura 4.1: Estrutura geral de um relé digital.

Seguindo o diagrama de blocos da Figura 4.1, os relés digitais recebem os sinais de tensão e corrente dos transdutores (TC e TPC) associados a cada um. Vale a observação de que nem todas as funções de proteção necessitam usar sinais de tensão e corrente. Logo, a afirmação

realizada no início do parágrafo visa apenas realizar um comentário geral com respeito à arquitetura dos relés digitais. Como sabe-se, não é possível processar uma grandeza analógica diretamente em um dispositivo digital. Para tanto, faz-se necessário o processo de filtragem, amostragem e digitalização deste sinal.

Para evitar o fenômeno da sobreposição de espectro do sinal, propõe, baseado no critério de Nyquist, que o processo de amostragem e filtragem seja feita à uma taxa de, no mínimo, o dobro da frequência da última harmônica desejada. Assim, esse valor é usado tanto no filtro analógico *anti-aliasing* quanto no bloco *sample-and-hold* do modelo da Figura 4.1.

Após esta etapa de condicionamento do sinal já é possível transformá-lo em um sinal digital através do conversor A/D.

## 4.1 ESTIMAÇÃO DE FASORES

A estimação de fasores para grandezas senoidais é o processo pelo qual, através de uma rotina de filtragem, podem ser obtidos os valores de amplitude e fase dos sinais de entrada. Diversas abordagens são apresentadas na literatura para este fim, sendo as mais comuns: Fourier de um ciclo (PHADKE; THORP, 1990), Fourier de meio ciclo (PHADKE; THORP, 1990), Filtro Cosseno (SCHWEITZER; HOU, 1993), Fourier Modificado Sidhu *et al.* (2003) e as baseadas nas transformadas Wavelets (SILVA, 2009). Todas as técnicas mencionadas usam a estratégia de janelamento do sinal, os algoritmos de estimação de fasores são não recursivos de janela fixa e baseiam-se na avaliação de um conjunto específico de amostras do sinal a ser estimado.

Para uso em relés digitais, o processo de estimação fasorial extrai apenas o fasor correspondente à componente fundamental da tensão e da corrente secundária dos TPC e TC, respectivamente.

### 4.1.1 Janelamento de sinais

Os algoritmos de estimação fasorial não recursivos de janela fixa utilizam-se de um conjunto de amostras do sinal a ser estimado, esse conjunto de amostras recebe o nome de janela de dados. Com a chegada de uma nova amostra do sinal esta é incorporada à janela eliminando-se

assim a amostra mais antiga. Dessa forma, a janela utilizada no processo de estimação fasorial é uma janela móvel (PHADKE; THORP, 1990). A Figura 4.2 mostra o processo de deslocamento da janela para um sinal de corrente. Observa-se que durante o período da estimação existem: (i) um intervalo no qual a janela encontra-se completamente preenchida com amostras do sinal antes da falta, sendo por isso chamada de etapa pré-falta; (ii) um intervalo no qual existem na janela amostras tanto do período de pré-falta quanto do período de falta, chamada de período transitório; e por fim (iii) quando a janela esta preenchida apenas com amostras do sinal em situação de falta, denominado regime permanente de falta.

A seguir serão apresentados alguns detalhes sobre o uso das técnicas de estimação fasorial listadas na literatura.

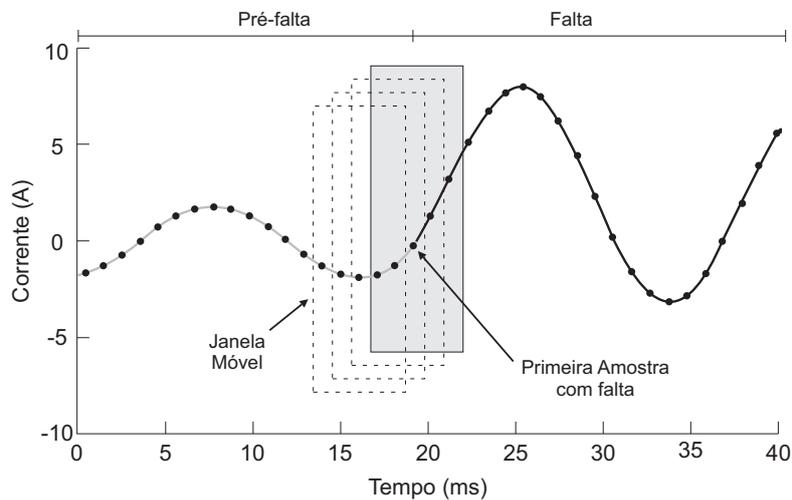


Figura 4.2: Esquema de janelamento móvel para estimação de fasores.

#### 4.1.2 Algoritmos de estimação de fasores baseados na série de Fourier

Conforme a teoria de Fourier qualquer sinal periódico pode ser representado como a soma de senos e cossenos e de uma componente DC (OPPENHEIM; WILLSKY, 2002):

$$x(t) = \frac{Y_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} Y_{cn} \cos(2\pi ft) + \sum_{n=1}^{\infty} Y_{sn} \sin(2\pi ft), \quad (4.1)$$

Sendo os termos  $Y_0$ ,  $Y_{cn}$  e  $Y_{sn}$  denominados de coeficientes de Fourier, os quais são determinados por:

$$\begin{aligned}
Y_0 &= \int_t^{t+T} x(t) dt \\
Y_{cn} &= \int_t^{t+T} x(t) \cos n\omega dt \\
Y_{sn} &= \int_t^{t+T} x(t) \sin n\omega dt
\end{aligned} \tag{4.2}$$

Em (4.1),  $f$  representa o valor da frequência da componente fundamental do sinal,  $n$  representa a  $n$ -ésima harmônica do sinal,  $\omega$  a frequência angular do sinal, calculada por  $\omega = 2\pi \times f$  e  $T$ , o período do sinal.

#### 4.1.2.1 Algoritmo de Fourier de 1 ciclo

Esta técnica consiste na determinação dos valores de módulo e fase da componente fundamental de um sinal periódico qualquer a partir do produto de um ciclo de amostras por funções seno e cosseno. Para a componente fundamental de sinal  $x(t)$  as equações (4.3) tornam-se:

$$\begin{aligned}
Y_{cn} &= \int_t^{t+T} x(t) \cos \omega dt \\
Y_{sn} &= \int_t^{t+T} x(t) \sin \omega dt
\end{aligned} \tag{4.3}$$

Na representação discreta pode-se escrever:

$$Y_{c1} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \cos \left( \frac{2\pi k}{N} \right), \tag{4.4}$$

$$Y_{s1} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \sin \left( \frac{2\pi k}{N} \right). \tag{4.5}$$

Ainda é possível escrever (4.4) e (4.5) conforme a seguir:

$$Y_{c1} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k h_{ck}, \tag{4.6}$$

$$Y_{s1} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k h_{sk}, \tag{4.7}$$

Sendo  $h_{ck}$  e  $h_{sk}$  os coeficientes do filtro de Fourier de um ciclo dados por:

$$h_c = \frac{2}{N} [\cos\omega t_0 \quad \cos\omega t_1 \quad \cdots \quad \cos\omega t_{N-1}] \quad (4.8)$$

$$h_s = \frac{2}{N} [\sen\omega t_0 \quad \sen\omega t_1 \quad \cdots \quad \sen\omega t_{N-1}] \quad (4.9)$$

Conforme se vê em (4.8) e (4.9) os filtros  $h_c$  e  $h_s$  são ortogonais para a frequência fundamental. Outra característica importante deste algoritmo é que os coeficientes do filtro podem ser calculados *off-line*, diminuindo assim o esforço computacional requerido.

Uma vez conhecidas as expressões dos filtros de Fourier de um ciclo, a amplitude e a fase do fasor, na frequência fundamental, são dadas por:

$$A = \sqrt{Y_{c1}^2 + Y_{s1}^2}, \quad (4.10)$$

$$\varphi_1 = \tan^{-1} \left( \frac{Y_{s1}}{Y_{c1}} \right). \quad (4.11)$$

#### 4.1.2.2 Algoritmo de Fourier de meio ciclo

Esse algoritmo assemelha-se ao algoritmo de Fourier de 1 ciclo porém, como o nome indica, utiliza apenas meio ciclo de amostras do sinal  $x(t)$  e como resultado, o algoritmo de Fourier de meio ciclo é mais rápido que o de Fourier de 1 ciclo. Conforme Phadke & Thorp (1990), as equações (4.4) e (4.5) podem ser reescritas por:

$$Y_{c1} = \frac{4}{N} \sum_{k=0}^{N/2-1} x_k \cos \left( \frac{2\pi k}{N} \right) \quad (4.12)$$

$$Y_{s1} = \frac{4}{N} \sum_{k=0}^{N/2-1} x_k \sen \left( \frac{2\pi k}{N} \right), \quad (4.13)$$

Analogamente ao que foi realizado no algoritmo de Fourier de 1 ciclo, os filtros  $h_c$  e  $h_s$  passam a ser:

$$h_c = \frac{4}{N} [\cos\omega t_0 \quad \cos\omega t_1 \quad \cdots \quad \cos\omega t_{N-1}] \quad (4.14)$$

$$h_s = \frac{4}{N} [\sin\omega t_0 \quad \sin\omega t_1 \quad \cdots \quad \sin\omega t_{N-1}] \quad (4.15)$$

O cálculo de módulo e fase da grandeza estimada é realizado da mesma forma que no algoritmo de Fourier de 1 ciclo.

### 4.1.3 Eliminação do efeito da componente DC de decaimento exponencial

Antes de iniciar a apresentação das técnicas de eliminação do efeito da componente DC de decaimento exponencial, demonstrar-se-á matematicamente como surge a termo da componente DC de decaimento exponencial.

Suponha o sistema elétrico simplificado apresentado na Figura 4.3, onde a linha de transmissão foi modelada como uma linha curta, na qual só são representados os efeitos da resistência e da reatância indutiva. A carga desse sistema foi modelado como sendo de corrente constante. O restante do sistema foi modelado através do equivalente de Thévenin da rede na qual a tensão  $v_{TH}$  fornecida por este equivalente é dada por:

$$v_{TH}(t) = E_m \sin(\omega t + \theta). \quad (4.16)$$

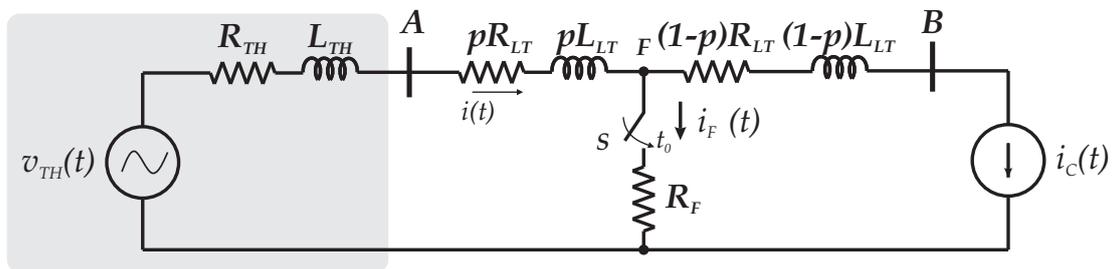


Figura 4.3: Sistema elétrico simplificado.

Antes do início da falta, a corrente vista pelo relé instalado na barra  $A$  é igual a corrente de carga refletida para o secundário do TC que o alimenta conforme (4.18). Quando a chave  $S$  é fechada e a falta estabelecida, a corrente vista pelo relé da barra  $A$  passa a ser igual a soma da corrente de carga, modelada como corrente constante, e a corrente de falta.

$$i(t) = i_C(t) + i_F(t), \quad (4.17)$$

$$i(t) = i_C(t) = I_m \text{sen}(\omega t + \theta - \varphi_c) \quad (4.18)$$

onde a corrente de falta,  $i_F(t)$ , é dada por:

$$i_F(t) = \frac{E_m}{|Z_F|} \text{sen}(\omega(t - t_0) + \theta - \varphi_c) + A_0 e^{-(t-t_0)/\tau}, \quad (4.19)$$

com:

$$|Z_F| = \sqrt{(R_{TH} + hR_{LT} + R_F)^2 + \omega^2(L_{TH} + hL_{LT})^2}, \quad (4.20)$$

$$\varphi_F = \tan^{-1} \left[ \frac{\omega(L_{TH} + hL_{LT})}{R_{TH} + hR_{LT} + R_F} \right], \quad (4.21)$$

$$\tau = \frac{L_{TH} + hL_{LT}}{R_{TH} + hR_{LT} + R_F}, \quad (4.22)$$

$$A_0 = -\frac{E_m}{|Z_F|} \text{sen}(\theta - \varphi_F). \quad (4.23)$$

Conforme as Equações (4.19), (4.22) e (4.23), a componente DC de decaimento exponencial depende tanto dos parâmetros da linha, quanto do equivalente da rede e dos parâmetros da falta, tais como: localização, ângulo de incidência e resistência de falta. Como alguns desses parâmetros nem sempre são conhecidos inicialmente, assume-se o valor da contante de tempo dentro da faixa que vai de 0,5 a 5 ciclos (BENMOUYAL, 1995).

Diversos trabalhos apresentam uma formulação baseada na periodicidade dos coeficientes dos filtros de Fourier apresentados em (4.8), (4.9), (4.14) e (4.15). Essa técnica apresenta resultados considerados bons, porém só pode ser utilizada em dispositivos que utilizam algoritmos baseados na série de Fourier.

Várias outras técnicas são empregadas para eliminação do efeito da componente DC de decaimento exponencial. Em Sidhu *et al.* (2002), Sachdev & Baribeau (1979), a componente

DC de decaimento exponencial é incluída no modelo de estimação fasorial baseada na técnica dos mínimos quadráticos, utilizando-se os primeiros termos da aproximação da série de Taylor. Outros autores sugerem o uso de filtros passa-altas e passa-faixa para a filtrar a componente DC e estimar sua amplitude e a constante de decaimento exponencial através de amostras dos sinais de tensão e corrente. O problema das duas últimas técnicas citadas é que os parâmetros usados são constantes para uma mesma simulação, ou seja, não se adaptam às características do sistema.

Em Silva (2010), uma técnica adaptativa para determinação de um valor da constante de tempo  $\tau_d$  que elimine a influência da componente DC de decaimento exponencial foi apresentada. Essa técnica baseou-se no filtro mímico proposto por Benmouyal (1995), o qual é capaz de eliminar por completo os efeitos da componente DC nos casos em que  $\tau_d$  seja igual a  $\tau$ . O problema consiste exatamente na impossibilidade da determinação, a priori, do valor de  $\tau$  que, como já visto, depende dos parâmetros da linha de transmissão, do equivalente do sistema e das características da falta.

Para determinação da constante  $\tau$  os seguintes algoritmos são propostos (??).

**Algoritmo que utiliza  $N/2+2$  amostras do sinal** Seja o sinal discreto  $x(k)$  dado por (4.24), o qual deseja-se realizar a sua estimação.

$$x(k) = A_0\Gamma^k + \sum_{n=1}^{N/2} A_n \text{sen} \left( \frac{2\pi n}{N}k + \varphi_n \right) = x_{DC}(k) + \bar{x}(k), \quad (4.24)$$

sendo:

$A_0$  a amplitude da componente DC de decaimento exponencial, cuja constante de tempo é dada por  $\tau$ , levado em consideração em  $\Gamma = e^{-\Delta t/\tau}$ .  $A_n$  e  $\varphi_n$  são a amplitude e fase da  $n$ -ésima harmônica, com  $n$  variando de 1 até  $N/2 - 1$ .

O fasor da componente fundamental do sinal  $x(k)$  é dado por:

$$X(k) = \frac{2}{N} \sum_{r=1}^N x(k - N + r) e^{-j\frac{2\pi}{N}r}. \quad (4.25)$$

$$X(k) = X_{DC}(k) + \bar{X}(k). \quad (4.26)$$

Com base na periodicidade da função trigonométrica do seno, sabe-se que o seu valor no instante  $k - \frac{N}{2}$  é igual ao negativo do valor obtido no instante  $k$ . Através da análise dessa característica pode-se escrever:

$$x_k + x_{k-N/2} = A_0\Gamma^k(1 + A_0\Gamma^{-N/2}). \quad (4.27)$$

$$x_{k-1} + x_{k-N/2-1} = A_0\Gamma^{k-1}(1 + A_0\Gamma^{-N/2}), \quad (4.28)$$

$$(4.29)$$

Dividindo-se (4.27) por (4.28) tem-se:

$$\frac{x_k + x_{k-N/2}}{x_{k-1} + x_{k-N/2-1}} = \Gamma = e^{-\Delta t/\tau}. \quad (4.30)$$

O valor de  $\tau$ , constante de tempo de decaimento exponencial e desejo de obtenção nesse ponto do algoritmo, pode ser obtido através da aproximação da função exponencial pelos dois primeiros termos da série de Taylor, ou seja, representando o termo do lado esquerdo de (4.30) por  $\lambda$ :

$$\lambda = 1 - \frac{\Delta t}{\tau}. \quad (4.31)$$

Logo  $\tau$  é dado por:

$$\tau = \frac{\Delta t}{1 - \lambda} \quad (4.32)$$

**Expressão que utiliza N amostras do sinal** Considere o sinal discreto dado por (4.24).

De acordo com Guo *et al.* (2003), as seguintes somas parciais podem ser consideradas:

$$PS_1 = \sum_{k=1}^{N/2} x_{2k-1}. \quad (4.33)$$

$$PS_2 = \sum_{k=1}^{N/2} x_{2k}. \quad (4.34)$$

A partir de manipulações trigonométricas é possível reescrever (4.33) e (4.34) conforme:

$$PS_1 = A_0 \frac{\Gamma(\Gamma^N - 1)}{\Gamma^2 - 2}. \quad (4.35)$$

$$PS_1 = A_0 \frac{\Gamma^2(\Gamma^N - 1)}{\Gamma^2 - 2}. \quad (4.36)$$

Dividindo-se (4.36) por (4.35) obtém-se a expressão de  $\Gamma$ . Utilizando a mesma aproximação baseada na série de Taylor, apresentada em (4.32), a constante de tempo de decaimento exponencial é dada conforme:

$$\tau = \frac{\Delta t}{1 - \frac{PS_2}{PS_1}}. \quad (4.37)$$

Em resumo, a técnica adaptativa para eliminação do efeito da componente DC de decaimento exponencial apresentada por Silva (2010) segue os seguintes passos:

- Assume-se no início da simulação que o valor de  $\tau$  como sendo igual a um ciclo;
- Entre as amostras  $N/2 + 2$  e  $N$ , após a detecção do distúrbio,  $\tau$  é calculado como sendo a média entre os dois últimos resultados calculados via (4.32);
- Após a amostra  $N + 1$ , depois da detecção do distúrbio,  $\tau$  é calculado como sendo a média entre os dois últimos resultados calculados via (4.37).

Após cada atualização no valor de  $\tau$ , o ganho do filtro mímico proposto por Benmouyal (1995) deve também ser atualizado através da seguinte equação:

$$K = \sqrt{\frac{1}{[(1 + \tau_d) - \tau_d \cos(\frac{2\pi}{N})]^2 + [\tau_d \sin(\frac{2\pi}{N})]^2}}. \quad (4.38)$$

## 4.2 RELÉ COMO COMPARADOR

A identificação de situações anormais nas grandezas elétricas analisadas por um relé pode ser realizada por meio de comparações. De acordo com a função do relé a comparação pode se dar através de diversas maneiras: comparação de amplitude, de fase, de amplitude e fase, entre outras.

Suponha dois fasores que atuam como entrada de um relé dados conforme a seguir:

$$\begin{aligned}\hat{A} &= |A|e^{j\theta}, \\ \hat{B} &= |B|e^{j\phi}.\end{aligned}\tag{4.39}$$

Considerando o sinal representado pelo fador  $\hat{A}$  como referência, isto é,  $\theta = 0^\circ$ , a diferença entre as fases dos sinais  $\hat{B}$  e  $\hat{A}$  estará relacionada com as operações de soma e subtração dos dois fasores de acordo com as seguintes condições:

$$\phi \geq 90 \Rightarrow |A - B| \geq |A + B|,\tag{4.40}$$

$$\phi = 90 \Rightarrow |A - B| = |A + B|,\tag{4.41}$$

$$\phi \leq 90 \Rightarrow |A - B| \leq |A + B|.\tag{4.42}$$

Graficamente, essas condições podem ser representadas conforme a Figura 4.4.

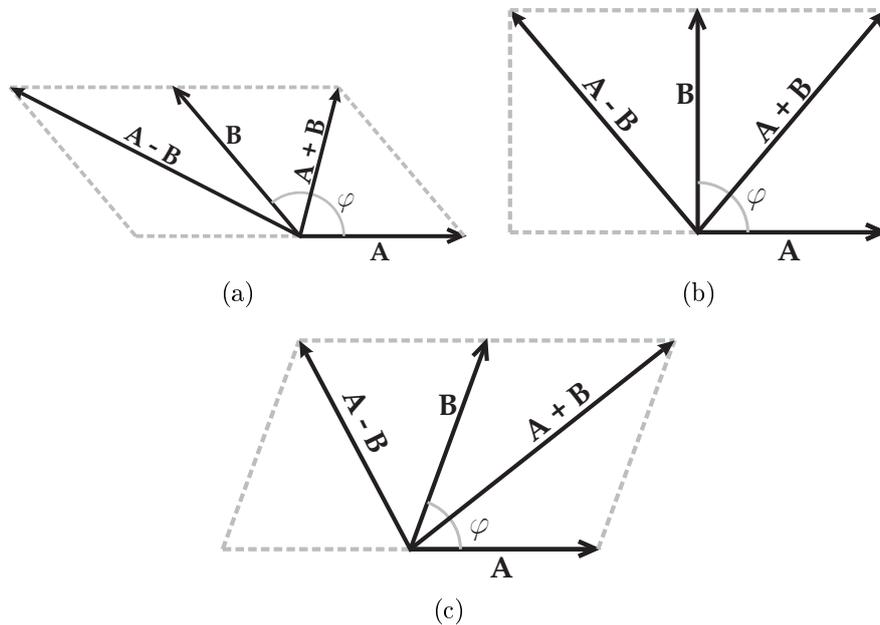


Figura 4.4: Esquema gráfico de comparação de fase para: (4.4(a))  $\phi \geq 90$ , (4.4(b))  $\phi = 90$ , (4.4(c))  $\phi \leq 90$ .

A comparação de amplitude entre dois sinais pode ser realizada através do uso de um circuito comparador, como um amplificador operacional, conforme mostrado na Figura 4.5 (SEDRA, 2010).

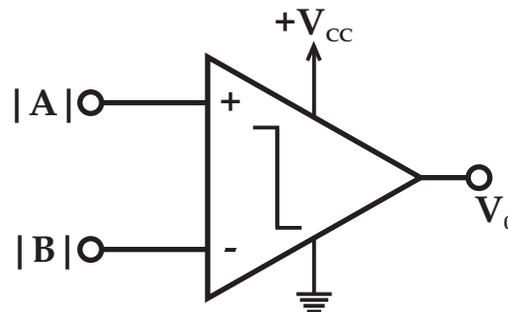


Figura 4.5: Esquema de comparação de amplitude utilizando amplificador operacional.

Nesse esquema caso o sinal de saída do comparador ( $V_0$ ) assuma valor maior que zero, isso significa que a amplitude do sinal  $A$  é maior que o do sinal  $B$ . Quando o sinal  $B$  tiver amplitude maior que o do sinal  $A$ , a saída do comparador assumirá valor zero.

### 4.3 RESUMO

Este capítulo apresentou a fundamentação teórica necessária para o correto entendimento a cerca dos temas relacionados à proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição, bem como à proteção digital de sistemas de potência.

No que concerne à proteção digital, diversas técnicas encontram-se em uso atualmente para a implementação dos blocos que compõem a arquitetura básica dos dispositivos de proteção digital. Para a estimação de fasores, os algoritmos baseados na série de Fourier veem sendo mais utilizados, embora alguns outros métodos também apresentem bons resultados. A eliminação da componente DC de decaimento exponencial, pode ser eliminada de maneira adaptativa através de uma aproximação baseada nos dois primeiros termos da série de Taylor.

# PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE SOBRECORRENTE

Conforme apresentado no Capítulo 2 os esquemas tradicionais de proteção de sobrecorrente não garantem uma operação efetiva em situações de mudanças da rede elétrica, notadamente mudanças na topologia ou perfil de geração e/ou carga. A possibilidade de resolução de problemas relacionados à perda de coordenação de uma rede antes coordenada são apresentados na literatura como vantagens do esquema de proteção adaptativa (PAN *et al.*, 2011; OJAGHI *et al.*, 2013; MAHAT P.; CHEN; BAK, 2006; DEWADASA *et al.*, 2011; EL-KHATTAM; SIDHU, 2009; HALABI *et al.*, 2011; SOUZA JR *et al.*, 2015).

De maneira geral, a proteção tradicional de sobrecorrente é intimamente dependente da topologia e das condições de geração do sistema. Essa característica torna o alcance da zona instantânea um termo variável, podendo assumir inclusive valores nulos. Utilizando as técnicas de proteção adaptativa, é possível tornar esse alcance praticamente constante, fazendo com que uma mesma porção do sistema esteja sendo protegida por esta unidade.

Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta para determinação dos ajustes de sobrecorrente dos dispositivos de proteção.

## 5.1 PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA

Como apresentado no Capítulo 3, na maioria dos trabalhos disponibilizados na literatura, as equações sugeridas para determinação do alcance da unidade instantânea de sobrecorrente dependem dos dados obtidos através de equivalentes de Thévenin no ponto de instalação do relé. Essa técnica é absolutamente válida quando aplicadas às redes com geração distribuída, haja visto que os equivalentes refletem as situações da rede à jusante e à montante do relé. Porém, em redes radiais sem a presença de geração distribuída, o equivalente de Thévenin reflete apenas a situação à montante da rede (SOUZA JR; SOUZA, 2012). Este fato, faz

com que as equações propostas na literatura não apresentem valores coerentes para alguns casos quando trata-se da proteção de sistemas de distribuição. Assim sendo, faz-se necessário a utilização de uma metodologia através da qual os parâmetros reflitam qualquer modificação ocorrida na rede, tanto à montante quanto à jusante do ponto de instalação do relé.

A análise do estado da arte mostrou que as diversas técnicas de proteção adaptativa têm uma característica em comum: a atualização dos ajustes dos parâmetros dos dispositivos frente às modificações da rede. Conforme apresentado na subseção 3.2.3, o valor do ajuste dos dispositivos de proteção dependem tanto da topologia da rede quanto do perfil de geração da planta.

Para ilustrar, considere o sistema radial simplificado mostrado na Figura 5.1. De acordo com as técnicas tradicionais de coordenação da proteção, as condições que fornecem os maiores valores para as correntes de falta devem ser utilizadas para a determinação dos parâmetros de sobrecorrente (MASON, 1956).

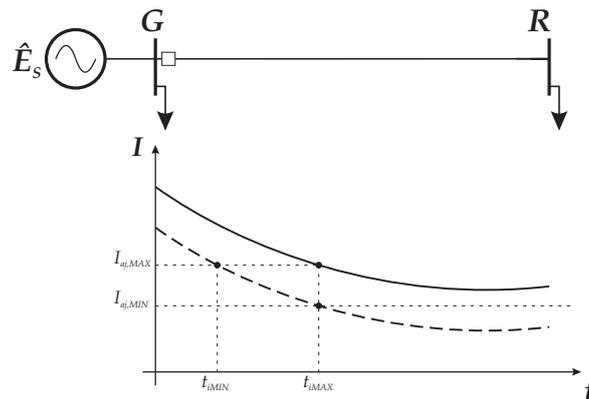


Figura 5.1: Limites para corrente mínima de atuação da unidade instantâneas de sobrecorrente.

Considere o comportamento da corrente de curto-circuito para a condição de geração máxima representado pelo gráfico contínuo da Figura 5.1 e para a geração mínima representado pela curva tracejada. Caso o dispositivo de proteção instalado na barra  $G$  seja configurado considerando a condição de geração máxima, sua corrente de ajuste seria dada por  $I_{ajMAX}$  e atuaria num tempo  $t_{iMAX}$ . Entretanto, na situação em que o perfil de geração mínima esteja vigente, o dispositivo de proteção passaria a atuar em um tempo  $t_{iMIN}$  menor que o  $t_{iMAX}$ . No caso em que a barra  $G$  representa uma barra de fronteira com outro sistema, este fato pode causar grandes problemas de coordenação e seletividade na rede.

Caso o dispositivo da barra  $G$  fosse configurado de acordo com as condições de geração

mínima, este passaria a ter uma corrente de ajuste de  $I_{ajMIN}$  e atuaria em  $t_{iMAX}$ . Entretanto, caso o perfil de geração fosse o de geração máxima, o dispositivo de proteção não chegaria a atuar, deixando o sistema desprotegido.

Este exemplo ilustra alguns problemas que podem ser causados pelas mudanças nas condições do sistema de potência quando técnicas tradicionais de proteção são utilizadas. Assim, para tornar os ajustes dos dispositivos de proteção um parâmetro que se adeque à condição atual do sistema, é necessário que tais parâmetros sejam calculados com base em uma grandeza que possa refletir a real condição operacional da rede, como por exemplo, a corrente de carga.

### 5.1.1 Sistemas radiais

Considere o sistema radial simplificado representado na Figura 5.2. Para uma falta trifásica ocorrida à uma porção  $h$  da linha cuja impedância é  $Z_L$ , a corrente de curto-circuito é dada por (5.1).

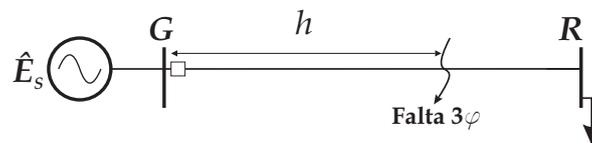


Figura 5.2: Modelo equivalente de rede radial.

$$\hat{I}_{EF} = \frac{\hat{E}_S}{Z_S + hZ_L}. \quad (5.1)$$

Essa equação é a base para determinação do ajuste das unidades de sobrecorrente instantâneas das técnicas tradicionais (MASON, 1956; ANDERSON, 1999), as quais propõem relações entre a corrente de curto-circuito à  $h\%$  e a corrente para uma falta *close-in* na linha protegida pelo dispositivo. A proposta desta tese é realizar a comparação com a corrente de carga do sistema, por ser uma grandeza que reflete as condições topológicas e operacionais do sistema tanto à montante quanto à jusante, quer seja para sistemas com ou sem a presença da geração distribuída.

Matematicamente, a corrente de carga  $\hat{I}_L$  que flui pela linha a ser protegida é igual à ela própria, ou seja:

$$\hat{I}_L = \hat{I}_L. \quad (5.2)$$

Dividindo (5.1) por (5.2) tem-se:

$$\frac{\hat{I}_{EF}}{\hat{I}_L} = \frac{\hat{E}_S}{Z_S + hZ_L}. \quad (5.3)$$

Simplificando, tem-se:

$$k_{SR} = \frac{Z_S}{Z_L}, \quad (5.4)$$

e

$$k_1 = \frac{\hat{I}_{EF}}{\hat{I}_L}. \quad (5.5)$$

Logo:

$$k_1 = \frac{\hat{E}_S}{Z_L(k_{SR} + h)\hat{I}_L}. \quad (5.6)$$

Isolando  $h$  em (5.6) obtêm-se:

$$h = \frac{\hat{E}_S}{Z_L k_1 \hat{I}_L} - k_{SR}. \quad (5.7)$$

A equação (5.7) permite calcular o alcance da unidade instantânea de dispositivos de sobrecorrente não apenas como uma relação entre as impedâncias do equivalente de Thévenin (vista do ponto de instalação do dispositivo e da linha protegida), mas também da fonte de tensão equivalente e da corrente vista pelo relé. O fato de depender das grandezas vistas pelo dispositivo faz com que este modo configure-se em uma alternativa adaptativa de calcular o alcance da unidade de sobrecorrente instantânea, uma vez que depende de grandezas que variam para qualquer modificação tanto à montante quanto à jusante do ponto de instalação do dispositivo de proteção.

O comportamento de (5.7) pode ser observado na Figura 5.3, no qual considerou-se um sistema fictício com corrente de carga de 36 A. Para este caso, a corrente de *pick-up* da unidade instantânea foi ajustada em 40% do valor da corrente de carga.

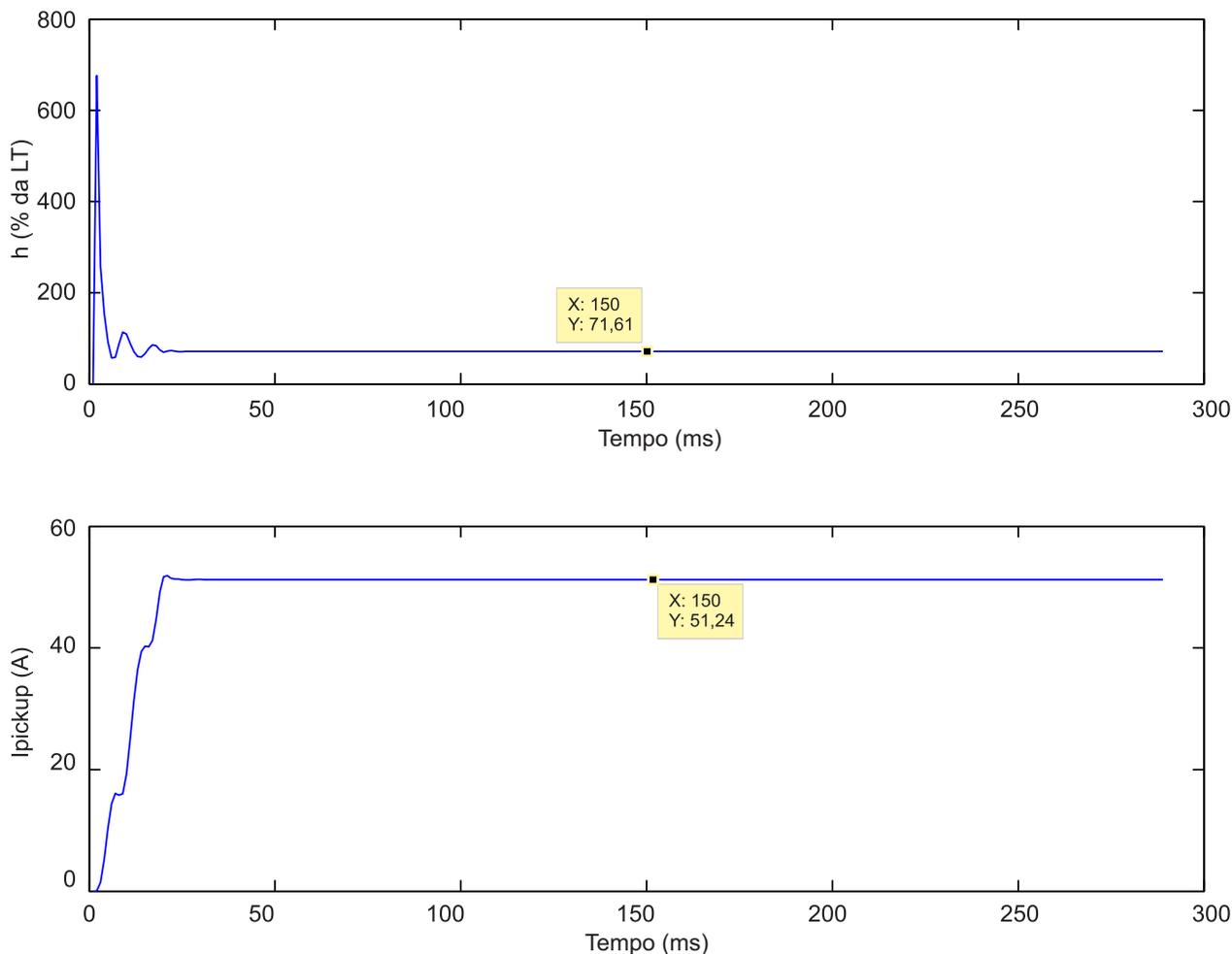


Figura 5.3: Compartamento da unidade instantânea de sobrecorrente obtida por meio da técnica adaptativa proposta.

As técnicas tradicionais de ajuste da unidade instantânea de sobrecorrente definem relações apropriadas entre a corrente de curto-circuito e a corrente de carga do sistema. Na Figura 5.4 é possível observar o comportamento do alcance obtido por meio de (5.7) com a variação da relação corrente de curto-circuito e corrente de carga, representada em (5.7) pelo termo  $k_1$ .

### 5.1.2 Sistema com geração distribuída

Sistemas de potência com duas ou mais fontes de potência constitui atualmente um fato frequente em praticamente, todos os níveis de tensão da rede elétrica. Vantagens são apresentadas

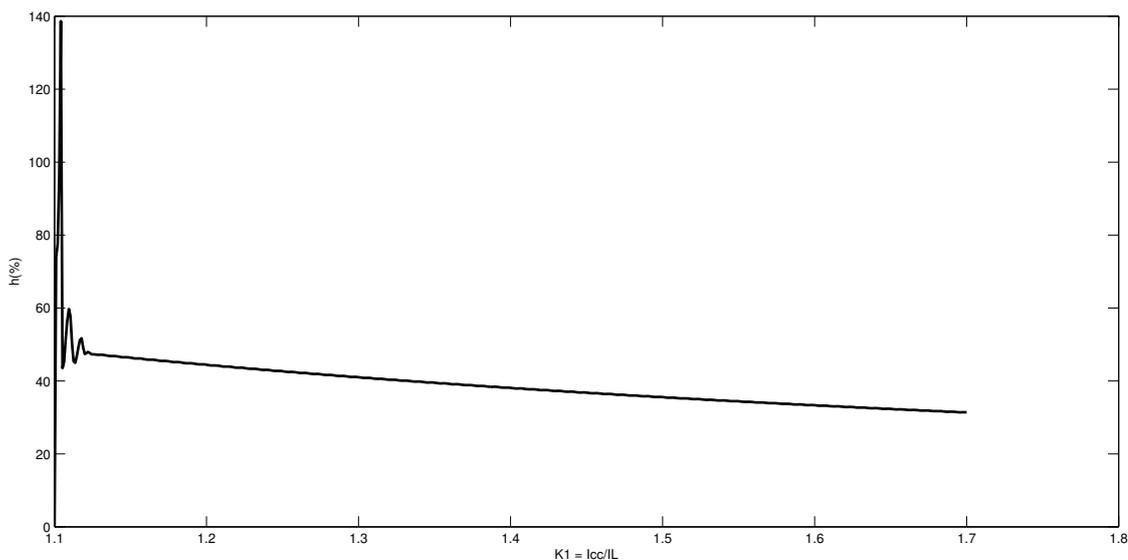


Figura 5.4: Relação entre alcance da unidade instantânea e a razão  $I_{CC}/I_L$ .

tanto para o sistema elétrico, tais como: melhoria dos níveis de tensão nas barras de carga e a diminuição das perdas na transmissão uma vez que as unidades geradoras aproximam-se das unidades consumidoras; quanto para os pequenos geradores que além de vantagens financeiras tornam-se menos dependentes das grandes companhias de geração e transmissão da região.

Como citado no Capítulo 3, apesar das vantagens apresentadas pela presença da geração distribuída e também de circuitos duplos e em anel, modificações importantes no comportamento da corrente em momentos de curto-circuito são provocados. Essas mudanças exigem que para um funcionamento correto do sistema de proteção de sobrecorrente, a função direcional deve ser incluída.

Para ilustrar, considere o sistema com geração distribuída representado por dois equivalentes de rede conectados nos dois extremos do sistema mostrado na Figura 5.5. Dois relés são responsáveis pela proteção da linha de transmissão e possuem as funções de sobrecorrente e direcional cuja direcionalidade foi configurada conforme indicado pelas setas próximas a cada disjuntor.

Para uma falta trifásica ocorrida à uma porção  $h$  da linha de distribuição do sistema mostrado na Figura 5.5, a presença da geração distribuída acarretará em uma impedância equivalente que reflete as impedâncias tanto à montante quanto à jusante do ponto de ocorrência. A Figura 5.6(a) apresenta a condição geral do sistema elétrico para a falta analisada e a Figura

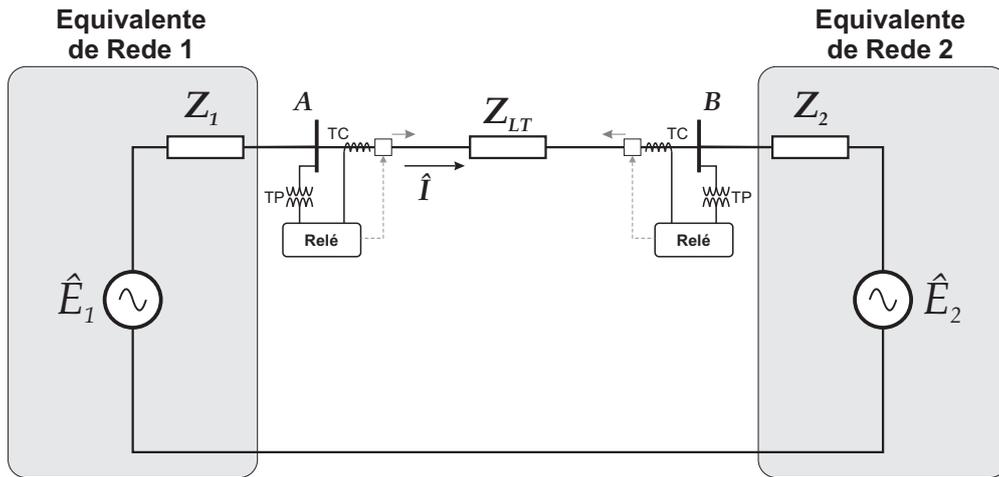


Figura 5.5: Modelo de sistema elétrico com geração distribuída.

5.6(b) realiza a simplificação mostrada em (5.8) e (5.9) para realização do cálculo da corrente de curto-circuito.

$$Z_A = Z_1 + hZ_{LT}. \tag{5.8}$$

$$Z_B = (1 - h)Z_{LT} + Z_2. \tag{5.9}$$

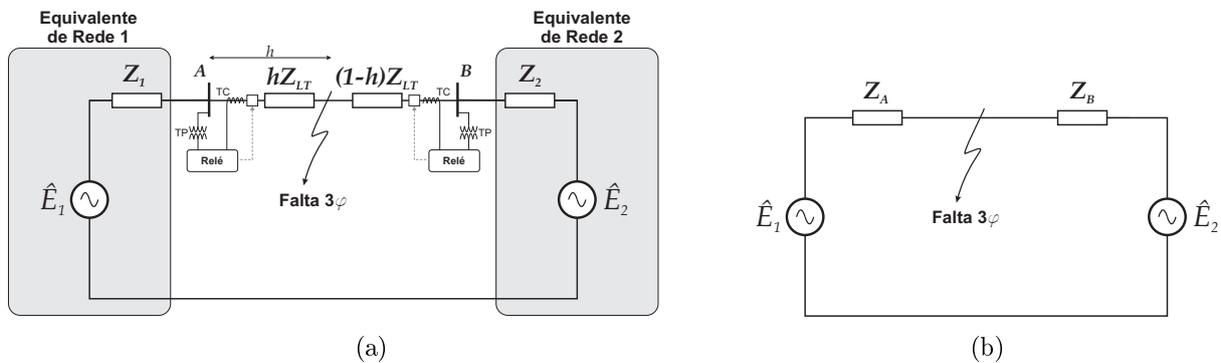


Figura 5.6: (5.6(a)) Sistema com geração distribuída e falta aplicada a  $h\%$  da linha. (5.6(b)) Simplificação utilizando (5.8) e (5.9).

Para o cálculo da corrente de curto-circuito, é necessária a determinação do circuito equivalente de Thévenin no ponto da falta. Omitindo os procedimentos matemáticos, a fonte de tensão e a impedância equivalentes são dadas, respectivamente, pelas equações (5.10) e (5.11):

$$\hat{V}_{TH} = \hat{E}_1 - \hat{I}_C Z_A, \tag{5.10}$$

$$Z_{TH} = \frac{Z_A Z_B}{Z_A + Z_B}, \quad (5.11)$$

sendo a corrente de carga do sistema dada por:

$$\hat{I}_C = \frac{\hat{E}_1 - \hat{E}_2}{Z_A + Z_B}. \quad (5.12)$$

A corrente de curto-circuito pode então ser calculada por:

$$\hat{I}_{CC} = \frac{\hat{V}_{TH}}{Z_{TH}}. \quad (5.13)$$

Substituindo (5.10) e (5.11) em (5.13), tem-se:

$$\hat{I}_{CC} = \frac{\hat{E}_1 - \hat{I}_C Z_A}{\frac{Z_A Z_B}{Z_A + Z_B}}. \quad (5.14)$$

Após algumas manipulações matemáticas (5.14) pode ser reescrita como:

$$\hat{I}_{CC} = \frac{\hat{E}_1 Z_B + \hat{E}_2 Z_A}{Z_A Z_B}. \quad (5.15)$$

Substituindo o produto  $Z_A Z_B$  do denominador de (5.15) pelas equações (5.8) e (5.9), tem-se:

$$Z_A Z_B = (Z_1 + h Z_{LT}) \times [Z_2 + (1 - h) Z_{LT}], \quad (5.16)$$

Reescrevendo (5.16) chega-se:

$$Z_A Z_B = Z_1(Z_2 + Z_{LT}) + h \times Z_{LT}(Z_2 + Z_{LT} - Z_1) - h^2 \times Z_{LT}^2, \quad (5.17)$$

Fazendo-se:

$$A = Z_1(Z_2 + Z_{LT}), \quad (5.18)$$

$$B = Z_{LT}(Z_2 + Z_{LT} - Z_1), \quad (5.19)$$

$$C = Z_{LT}^2, \quad (5.20)$$

(5.17) torna-se:

$$Z_A Z_B = A + B \times h - C \times h^2. \quad (5.21)$$

Logo, (5.15) pode ser resumida considerando as equações (5.18)-(5.20) da seguinte forma:

$$\hat{I}_{CC} = \frac{\hat{E}_1 Z_B + \hat{E}_2 Z_A}{A + h \times B - h^2 \times C}. \quad (5.22)$$

Como apresentado no Capítulo 3, a unidade direcional leva em consideração o valor da corrente vista por cada um dos relés no momento da falta. Dessa forma, faz-se necessário que informações acerca das contribuições das fontes  $\hat{E}_1$  e  $\hat{E}_2$  da Figura 5.5.

Na Figura 5.7 apresenta-se uma simplificação para cálculo da corrente vista por cada dispositivo de proteção instalado na Figura 5.5. Diferentemente do que foi feito para os sistemas de distribuição sem geração distribuída, é necessário encontrar a relação entre as contribuições de cada lado da linha com a corrente de carga.

Através de análises simples do circuito da Figura 5.7 é possível obter as relações de cada contribuição em função da corrente de curto-circuito.

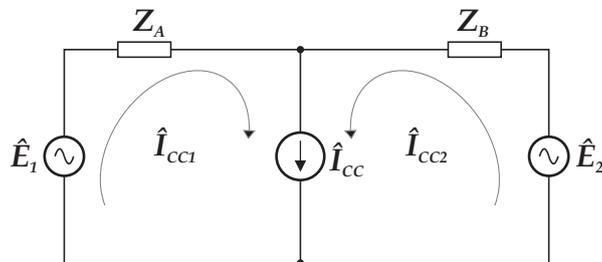


Figura 5.7: Contribuição dos equivalentes para a corrente de curto-circuito.

Para a malha de  $\hat{I}_{CC1}$ , tem-se:

$$\hat{E}_1 - Z_A \times \hat{I}_{CC1} = 0. \quad (5.23)$$

Já para a malha de  $\hat{I}_{CC2}$ , tem-se:

$$\hat{E}_2 - Z_B \times \hat{I}_{CC2} = 0. \quad (5.24)$$

Fazendo (5.23) - (5.24), obtem-se:

$$\hat{E}_1 - \hat{E}_2 - Z_A \times \hat{I}_{CC_1} + Z_B \times \hat{I}_{CC_2} = 0. \quad (5.25)$$

Sabendo-se que:

$$\hat{I}_{CC} = \hat{I}_{CC_1} + \hat{I}_{CC_2}. \quad (5.26)$$

Manipulações matemáticas com (5.25) e (5.26) resultam em:

$$\hat{I}_{CC_1} = \frac{Z_B \times \hat{I}_{CC} + (\hat{E}_1 - \hat{E}_2)}{Z_T}, \quad (5.27)$$

$$\hat{I}_{CC_2} = \frac{Z_A \times \hat{I}_{CC} - (\hat{E}_1 - \hat{E}_2)}{Z_T}, \quad (5.28)$$

$$Z_T = Z_1 + Z_2 + Z_{LT}. \quad (5.29)$$

Para  $\hat{I}_{CC_1}$ , por exemplo, é possível substituir as variáveis de acordo com (5.9), (5.29) e (5.22):

$$\frac{\hat{I}_{CC_1}}{\hat{I}_C} = \frac{[Z_2 + (1-h)Z_L] \times \left[ \frac{\hat{E}_1 Z_B + \hat{E}_2 Z_A}{A + h \times B - h^2 \times C} \right] + (\hat{E}_1 - \hat{E}_2)}{\hat{I}_C}. \quad (5.30)$$

O termo  $\frac{\hat{I}_{CC_1}}{\hat{I}_C}$  assim como no caso dos sistemas sem geração distribuída, será substituído por uma constante. Portanto, (5.30) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$k_1 \times \hat{I}_C = [Z_2 + (1-h)Z_L] \times \left[ \frac{\hat{E}_1 Z_B + \hat{E}_2 Z_A}{A + h \times B - h^2 \times C} \right] + (\hat{E}_1 - \hat{E}_2), \quad (5.31)$$

Resolvendo-se (5.31) para  $h$  tem-se:

$$A_1 \times h^2 + B_1 \times h + C_1 = 0, \quad (5.32)$$

sendo:

$$A_1 = k_1 \hat{I}_C Z_T A - [\hat{E}_1(Z_2 + Z_L)^2 + \hat{E}_2 Z_1(Z_2 + Z_L)] - A \times (\hat{E}_1 - \hat{E}_2), \quad (5.33)$$

$$B_1 = k_1 \hat{I}_C Z_T B - Z_L Z_T \hat{E}_2 - B \times (\hat{E}_1 - \hat{E}_2), \quad (5.34)$$

$$C_1 = k_1 \hat{I}_C Z_T C - Z_L^2 \times (\hat{E}_1 - \hat{E}_2) - C \times (\hat{E}_1 - \hat{E}_2). \quad (5.35)$$

Repetindo o processo para (5.28) chega-se ao seguinte:

$$A_2 \times h^2 + B_2 \times h + C_2 = 0, \quad (5.36)$$

onde:

$$A_2 = k_1 \hat{I}_C Z_T A - [\hat{E}_1(Z_2 + Z_L) + \hat{E}_2 Z_1] + A \times (\hat{E}_1 - \hat{E}_2), \quad (5.37)$$

$$B_2 = k_1 \hat{I}_C Z_T B - Z_L [Z_1 \times (\hat{E}_2 - \hat{E}_1) + \hat{E}_1(Z_2 + Z_L) + \hat{E}_2 Z_1] + B \times (\hat{E}_1 - \hat{E}_2), \quad (5.38)$$

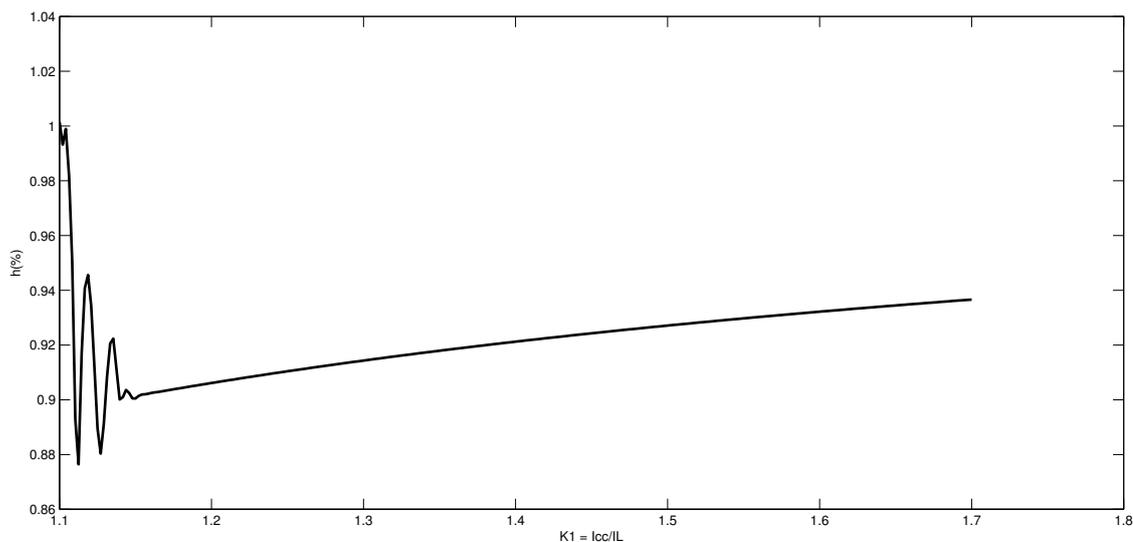
$$C_2 = k_1 \hat{I}_C Z_T C - Z_L^2 \times (\hat{E}_2 - \hat{E}_1) + A \times (\hat{E}_1 - \hat{E}_2). \quad (5.39)$$

Como pode-se observar em (5.32) e (5.36), a presença da geração distribuída torna a determinação do alcance da unidade instantânea de sobrecorrente uma função de segundo grau. O comportamento das soluções de (5.36) em função do parâmetro  $k_1$  é apresentado nas Figuras 5.8.

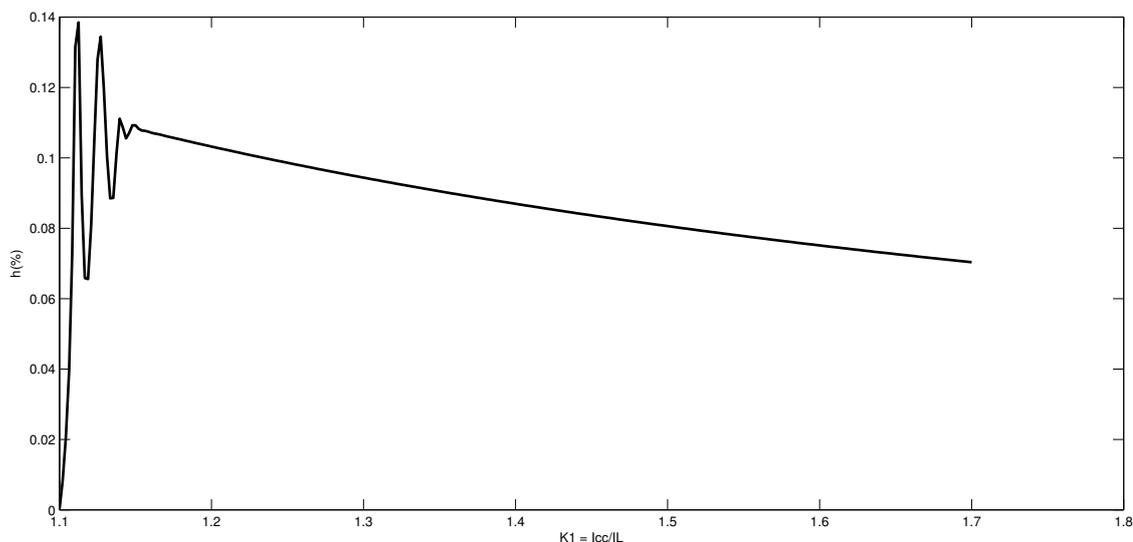
Observa-se na Figura 5.8(a) que o comportamento do alcance da unidade instantânea de sobrecorrente em função da relação entre corrente de curto-circuito e a corrente de carga é oposto ao obtido nos casos em que não se considera a geração distribuída, como no caso da Figura 5.4. Já na Figura 5.8(b) observa-se um comportamento semelhante ao da Figura 5.4.

Entretanto observa-se que tanto (5.7) quanto (5.36) exigem a determinação dos equivalentes de rede no ponto de instalação do dispositivo de proteção.

Yi *et al.* (2009) propuseram que este equivalente seja obtido por meio de dados de tensão e corrente de curto-circuito porém, esses dados nem sempre são conhecidos previamente pelos engenheiros de proteção.



(a)



(b)

Figura 5.8: Comportamento do alcance da unidade instantânea em sistemas com geração distribuída de acordo (5.36): (5.8(a)) primeira solução, (5.8(b)) segunda solução.

Uma alternativa prática para a determinação desses parâmetros é apresentada em Bahadornejad & Ledwich (2003), Tsai & Wong (2008). Através de dados disponíveis nos próprios relés, é possível realizar a determinação dos equivalentes de Thévenin para estudos de proteção. A fundamentação teórica da determinação de tais equivalentes encontra-se descrita no Apêndice B.

Observa-se que se forem feitas as considerações de  $\hat{E}_2 = 0$  e  $Z_2 = 0$  no procedimento para determinação de (5.32) ou (5.36), ou seja, se os dados da geração distribuída forem desconsi-

derados, obtém-se o mesmo resultado de (5.7). Assim, sugere-se que (5.32) e (5.36) podem ser consideradas gerais para determinação do alcance das unidades instantâneas de sobrecorrente, entretanto, o modelo tanto da carga quanto da linha de transmissão, principalmente, podem acarretar alterações em sua formulação.

## 5.2 RESUMO

Este capítulo apresentou a formulação matemática proposta nesta tese para a determinação dos ajustes das unidades de sobrecorrente instantânea em redes de distribuição com e sem a presença de geração distribuída.

No que diz respeito aos sistemas sem geração distribuída, a relação entre a corrente de curto-circuito e a corrente de carga proporciona uma relação representada por uma equação de primeiro grau. Em relação às redes com a presença de geração distribuída, o alcance da unidade de sobrecorrente instantânea resulta uma equação de segundo de grau.

Para redes com ou sem geração distribuída, o alcance depende da corrente vista pelos dispositivos de proteção, dos dados da linha protegida e dos equivalentes de rede do sistema. Portanto, tornar um sistema de proteção adaptativa capaz de calcular os ajustes dos dispositivos de proteção de maneira a adequar-se às modificações da rede, é necessário que os dados dos equivalentes sejam realizados de maneira adaptativa como proposto nessa tese.

# REDE DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA

Por tratar-se de um sistema de controle que atuará em contato direto com uma das mais importantes partes do sistema elétrico de potência, como é o caso do sistema de proteção, a rede de proteção adaptativa deve ser projetada de modo a atender as modificações do sistema elétrico de maneira rápida e precisa.

Conforme mostrado no Capítulo 2, de acordo com a arquitetura utilizada, dois tipos de sistemas de proteção adaptativa têm sido propostos que são: sistemas com arquitetura concentrada e sistemas com arquitetura distribuída. Além de poderem ser implementados em dispositivos processadores de sinais com capacidade de processamento modesto, as redes com arquitetura distribuída apresentam melhor desempenho e são mais confiáveis que as de arquitetura concentrada. Neste sentido, implementou-se uma rede com arquitetura distribuída formada por três centros independentes, cujos detalhes a cerca são apresentados a seguir.

## 6.1 ARQUITETURA DO SISTEMA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA

A rede de proteção adaptativa desenvolvida é mostrada na Figura 6.1, a qual é conectada ao sistema elétrico de potência por meio de duas camadas, ou centros: o Centro de Controle da Subestação (CCS) e os *Intelligent Electronic Devices* (IED). O CCS é a primeira camada da rede de proteção adaptativa, responsável pelo monitoramento do SEP. A camada na qual os ajustes dos dispositivos de proteção são calculados é chamada de Centro de Comando da Operação (CCO) e constitui a camada intermediária entre o CCS e os IED. Conforme se constatou, diversos autores vêm propondo este tipo de arquitetura formada por três camadas (CHEN *et al.*, 2005; CHÁVEZ *et al.*, 2008; SOUZA JR; SOUZA, 2013).

Cada um dos centros que formam a rede de proteção adaptativa é implementado por um dispositivo diferente e independente, não havendo assim acúmulo de tarefas para nenhum dos

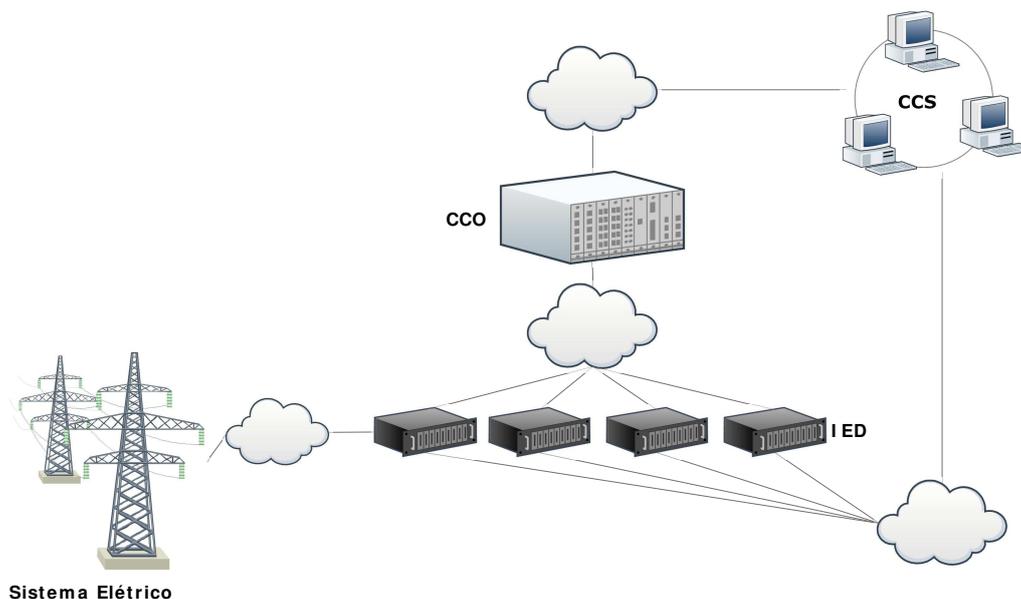


Figura 6.1: Arquitetura do sistema de proteção adaptativa.

processadores que compõem a rede. A principal vantagem do uso dessa arquitetura distribuída é a possibilidade de utilização da tecnologia disponível atualmente, sem a necessidade de incremento da capacidade de processamento dos dispositivos de proteção. Outra vantagem do uso das redes com arquitetura distribuída é o fato de permitir distribuir as decisões do sistema de proteção entre vários dispositivos, o que minimiza a ocorrência de falhas no sistema tornando-o mais confiável. Entretanto, essa arquitetura requer a conexão das camadas que formam a rede de arquitetura distribuída via rede de comunicação. Devido a necessidade de alta velocidade inerente à aplicação, a rede pode ser implementada por um enlace de fibras ópticas, que garante ainda um grau de perda de dados baixo (RIBEIRO, 2003).

Para interconexão e troca de informações entre as camadas que formam a rede, diversos protocolos de comunicação podem ser utilizados. Nos últimos anos um desses protocolos vem sendo muito utilizado no tocante a automação e padronização da troca de informações entre dispositivos que formam uma subestação. O protocolo IEC 61850 tem como um dos seus principais objetivos simplificar e padronizar a comunicação entre dispositivos eletrônicos com aplicação nos sistemas elétricos de potência. Ao mesmo tempo, este protocolo visa a redução do tempo e do custo para implementação de novas soluções de automação e proteção (APOSTOLOV;

THOLOMIER, 2006).

## 6.2 MODELO DE RELÉ DE SOBRECORRENTE ADAPTATIVO

Avaliação da literatura especializada mostrou que existe um grande número de trabalhos propondo diversos tipos de relés para uso em sistema de potência. É o caso de Perez (2006), Hor *et al.* (2003). Recentemente Souza Jr & Souza (2016), propuseram um modelo de relé de sobrecorrente instantânea aplicável à sistemas de proteção adaptativa.

Um dispositivo de proteção com características adaptativa é proposto também em Souza Jr & Souza (2013). O trabalho apresenta uma rede de proteção adaptativa concentrada na qual todas as camadas do sistema são desenvolvidas por um único dispositivo. Com isso, para que a proposta possa tornar-se fisicamente viável, um dispositivo processador de alto desempenho seria necessário, fato este que, apesar do considerável e crescente desenvolvimento de tais dispositivos, ainda acarretaria em um equipamento com valor econômico muito elevado, o que poderia tornar a proposta inviável.

Desta forma, um dispositivo de proteção adaptativa deve possuir, além das atribuições de qualquer dispositivo de proteção, a possibilidade de modificação dos seus parâmetros, sem que para isso seja necessário parar o processo de análise dos sinais de tensão e corrente, como ocorre atualmente (SEL SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2014).

Como visto no Capítulo 4, um relé digital deve possuir os seguintes blocos:

- 1 - Filtro *anti-aliasing*;
- 2 - Conversor analógico/digital;
- 3 - Bloco para amostragem dos sinais;
- 4 - Estimção de fasores;
- 5 - Algoritmo de proteção.

No caso do relé de proteção adaptativa uma nova etapa é acrescentada ao modelo básico de Perez (2006), que é a etapa responsável pela permuta automática dos ajustes do dispositivo. Em

alguns dispositivos comercializados atualmente, essa permuta já pode ser realizada, entretanto, de acordo com os próprios fabricantes, um intervalo de até 1 minuto é necessário para que a troca seja efetivamente realizada (SEL SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2014). Durante esta permuta, o relé torna-se vulnerável às situações de falta.

O modelo proposto para o dispositivo de proteção de sobrecorrente é mostrado na Figura 6.2, o qual possui todos os itens listados anteriormente, além da comunicação direta com o Centro de Controle da Operação (CCO), responsável pela determinação *online* dos ajustes dos dispositivos de proteção. Mais detalhes a cerca do CCO serão apresentados na subseção 6.4.

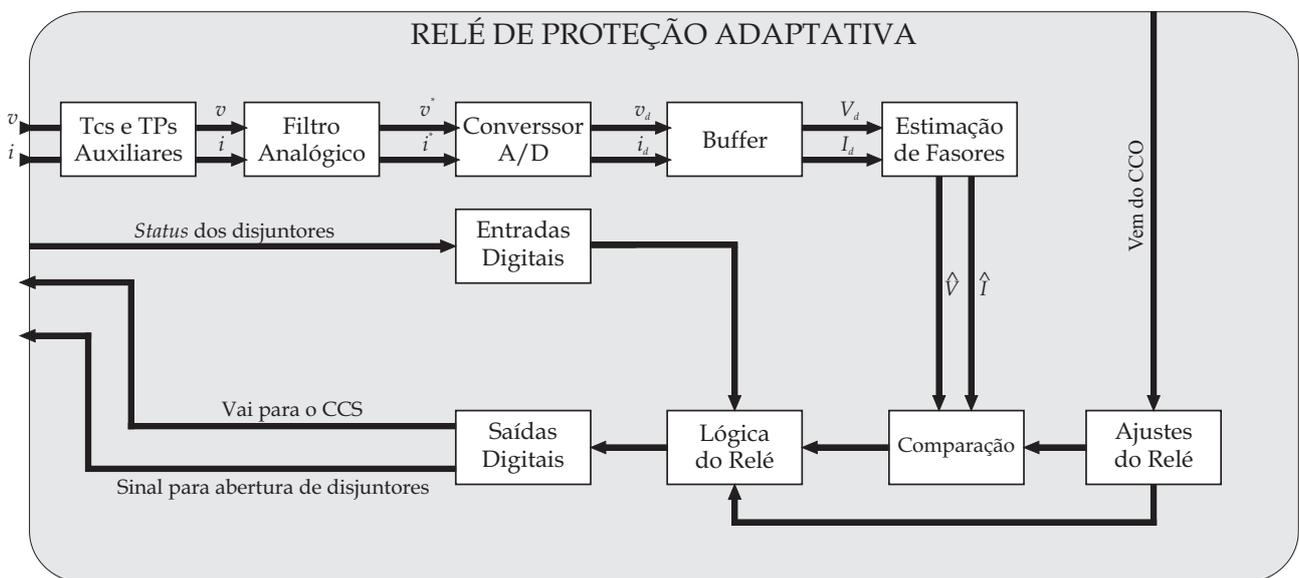


Figura 6.2: Modelo do relé de proteção adaptativa desenvolvido.

Diversas técnicas de detecção de distúrbios em redes elétricas são apresentadas na literatura técnica. Entretanto, visando uma detecção rápida e segura, o modelo de relé proposto utiliza a técnica de janelas curtas baseada na segunda derivada (GILCREST *et al.*, 1972; SIDHU *et al.*, 2002). De acordo com os autores, o valor de pico de onda periódica para uma amostra  $h$  pode ser dado da seguinte forma:

$$A_h = \sqrt{\left(\frac{x_h''}{\omega^2}\right)^2 + \left(\frac{x_h'}{\omega}\right)^2}, \quad (6.1)$$

onde  $x_h'$  e  $x_h''$  representam as derivadas primeira e segunda do sinal.

Utilizando o método das derivadas finitas, Johns & Salman (1995) define-os como:

$$x'_h = \frac{3x_h - 4x_{h-1} + x_{h-2}}{2\Delta t}. \quad (6.2)$$

$$x''_h = \frac{x_h - 2x_{h-1} + x_{h-2}}{\Delta t^2}. \quad (6.3)$$

A detecção do distúrbio é feita analisando-se  $N$  amostras seguidas do valor de  $A_h$ . Quando a diferença entre os valores de pico calculados para  $N$  amostras seguidas for superior a 20% o distúrbio é detectado. No desenvolvimento desta tese foi usado um conjunto de cinco amostras consecutivas ( $N = 5$ ) para a detecção dos distúrbios.

A utilização das Equações (6.1)-(6.3) promovem detecção das situações de curto-circuitos ocorridos no sistema conforme ilustrado na Figura 6.3. Entretanto, algumas modificações na rede elétrica podem assumir características semelhantes às das condições de falta.

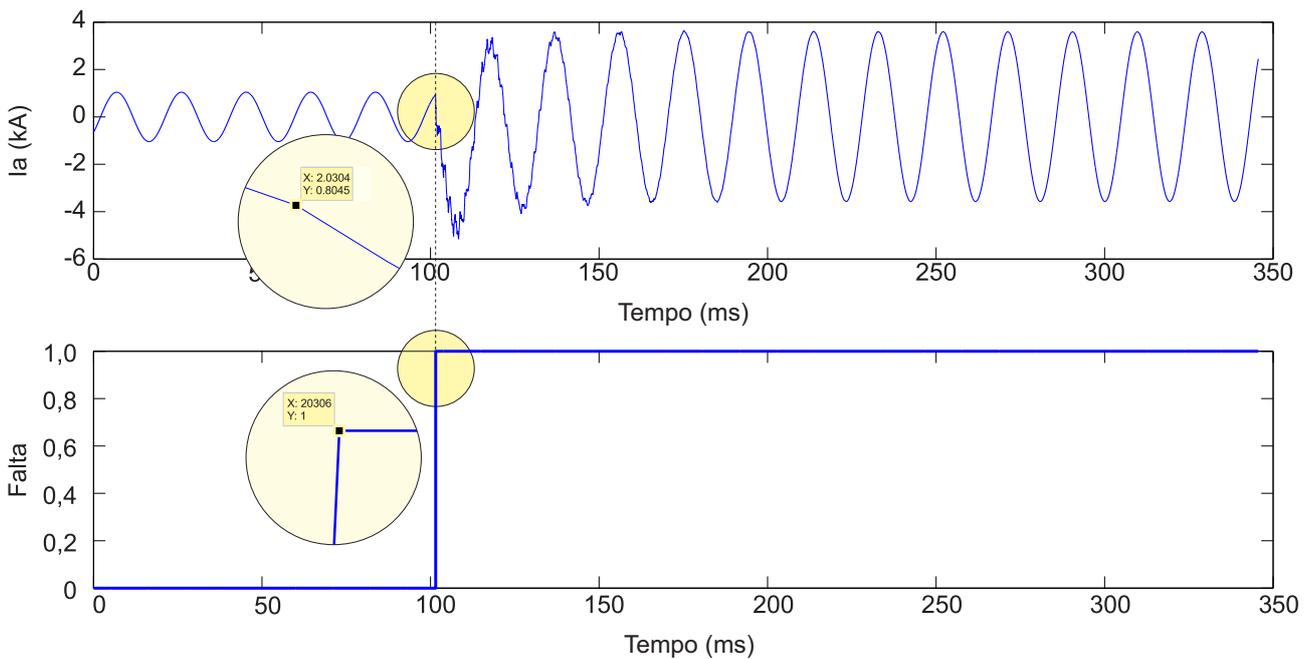


Figura 6.3: Exemplo de funcionamento da rotina de detecção de falta.

Para utilização do método de detecção em uma arquitetura de proteção adaptativa, é necessário que as equações (6.1)-(6.3) sejam utilizadas apenas quando não forem verificadas modificações topológicas/operacionais da rede, isto é, o relé deve ser capaz de diferenciar distúrbios causados por mudanças na rede das causadas por faltas. Por exemplo, observa-se que a saída de uma linha no sistema, cujo comportamento da corrente pode ser visualizado na Figura 6.4, apresenta comportamento semelhante ao verificado na Figura 6.3.

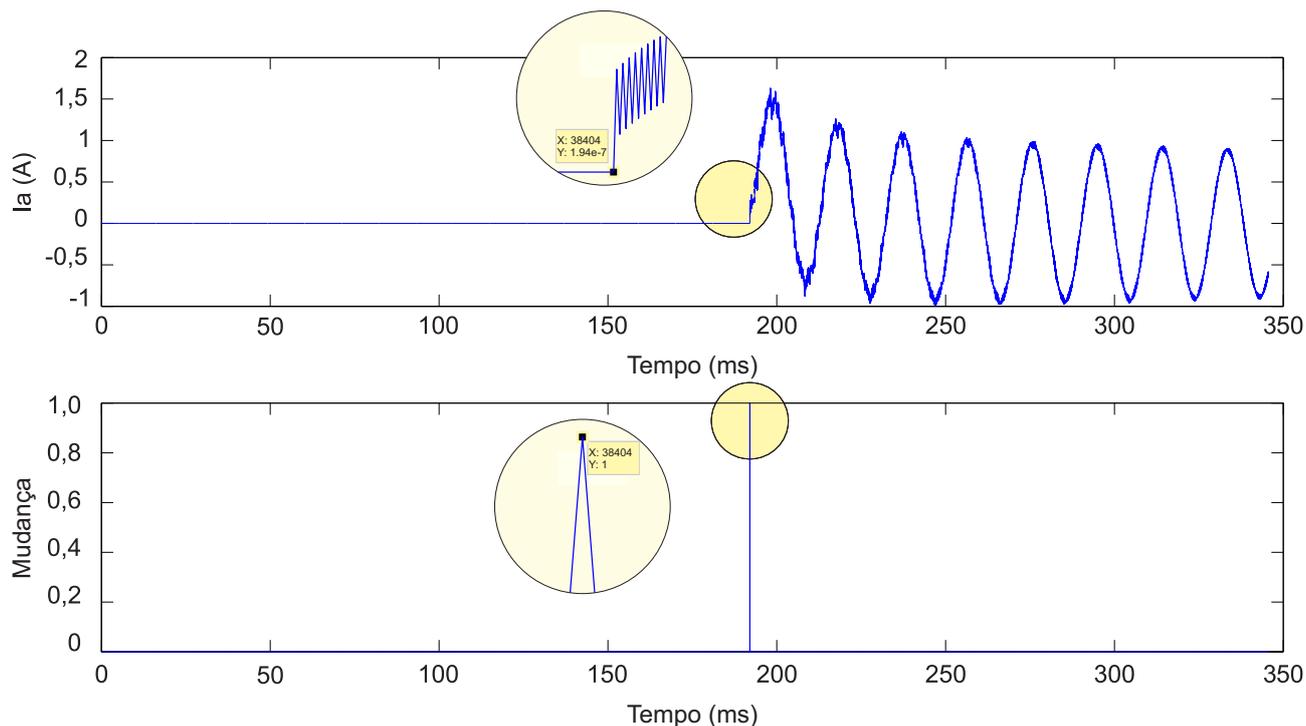


Figura 6.4: Exemplo de funcionamento da rotina de detecção de modificação na topologia da rede.

Tabela 6.1: Tabela resumo de atuação dos relés de proteção adaptativa.

$isFault$	$isChangeD$	Ação
0	0	Relé funcionando normalmente
0	1	Cálculo dos novos parâmetros dos relés
1	0	Atuação do relé enviando <i>trip</i> para disjuntor
1	1	Atuação do relé enviando <i>trip</i> para disjuntor e cálculo dos novos parâmetros dos relés (já considerando eliminação da falta)

Apesar da semelhança entre os sinais das Figuras 6.3 e 6.4 para o sistema de proteção adaptativa proposto, a saída de uma linha do sistema não pode causar a atuação do relé, e sim, desencadear o processo para determinação dos novos parâmetros por meio do CCO e do CCS. A Tabela 6.1 resume o comportamento do sistema de proteção adaptativa frente esses dois fenômenos possíveis: faltas e mudanças na topologia da rede.

### 6.2.1 TPC e TC de Potência

Os transdutores de tensão e corrente têm por objetivo condicionar os sinais de tensão e corrente à níveis compatíveis aos dispositivos de proteção. Modelos de TP/TPC e TC são sugerido na literatura (IEEE, PSRC, 2004; FERNANDES JR., 2004; SILVA, 2010; ARAUJO PEREIRA *et al.*, 2014; GUERRA; MOTA, 2007).

No que diz respeito aos níveis de tensão de entrada para os TPC, vários trabalhos apresentam a modelagem desses dispositivos para tensões características de sistemas de transmissão, isto é, 230 kV e 500 kV. Nesta tese, os sistemas analisados são de baixos níveis de tensão, características dos sistemas de distribuição. Como neste trabalho não há interesse na análise da influência desses parâmetros no desempenho dos dispositivos de proteção, o modelo utilizado foi o proposto em IEEE, PSRC (2004), cujo circuito elétrico equivalente é mostrado na Figura 6.5.

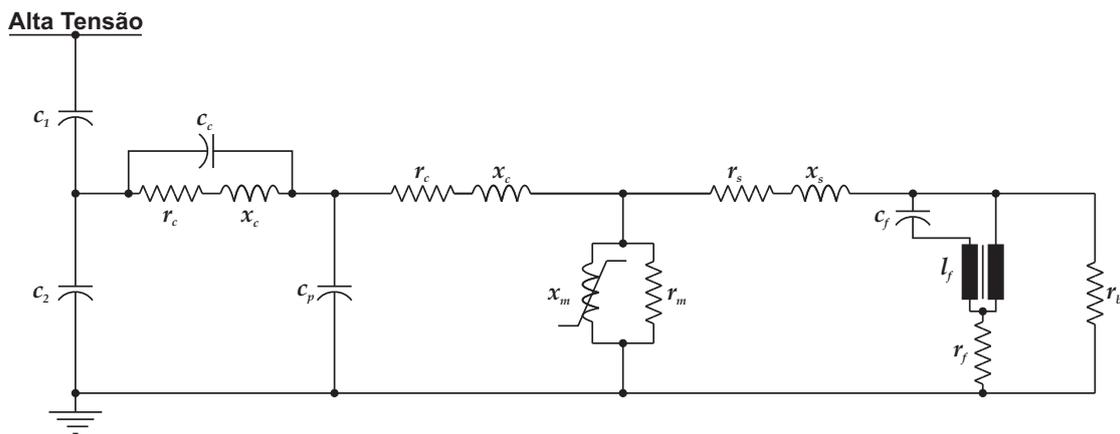


Figura 6.5: Circuito equivalente do TPC.

Em relação aos transformadores de corrente, adotou-se também o modelo proposto em IEEE, PSRC (2004) (ver Figura 6.6).

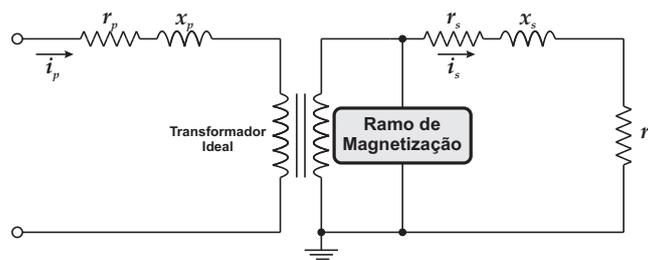


Figura 6.6: Circuito equivalente do TC.

### 6.2.2 TP e TC auxiliares

São utilizados para adequar os níveis dos sinais do secundário dos TC e TP à níveis compatíveis com os dos circuitos digitais dos relés. Outra função destes dispositivos é estabelecer o isolamento elétrico entre os circuitos de potência e de proteção, além de estabelecer a proteção dos circuitos de aquisição de dados contra surtos nos sinais de tensão e de corrente.

Nas Figuras 6.7 e 6.8 apresentam-se os circuitos equivalentes dos TC e TP auxiliares utilizados nesta tese.

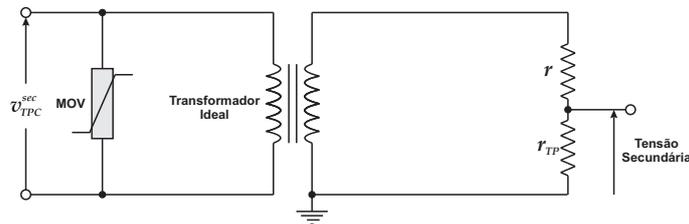


Figura 6.7: Circuito equivalente do transformador de potencial auxiliar.

Conforme se vê, o sinal da corrente secundária é obtido por meio da tensão entre os terminais de um resistor. Caso seja necessário transformar o valor da tensão em um valor de corrente, utiliza-se o resistor  $r_{TC}$  como sendo igual a  $1\Omega$ .

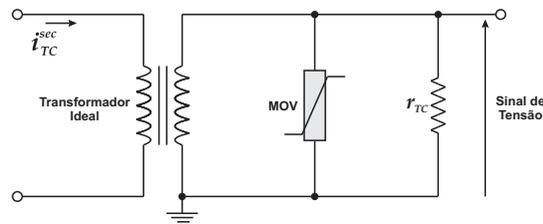


Figura 6.8: Circuito equivalente do transformador de corrente auxiliar.

### 6.2.3 Modelo do disjuntor

Para simulação dos disjuntores foram utilizadas as chaves controladas disponíveis na rotina ATP/MODELS. A abertura do dispositivo, que representa a eliminação de um cenário de falta, é efetuada através de rotina implementada na MODELS que define, caso necessário, o tempo de abertura para o disjuntor.

#### 6.2.4 Filtro analógico *Anti-aliasing*

É fato que os transitórios eletromagnéticos provenientes de faltas possuem componentes de altas frequências, o que requer o uso de um filtro analógico passa-baixas para eliminar a influência do efeito da sobreposição do espectro do sinal, do inglês *aliasing* (OPPENHEIM; WILLSKY, 2002).

Um filtro ideal é aquele que permite a passagem completa do sinal dentro da sua faixa de passagem e bloqueio completamente na sua faixa de corte. Além disso, uma transição abrupta é desejada entre a faixa de passagem e a faixa de corte/bloqueio. Entretanto, restrições práticas fazem com que exista uma faixa que deve ser tolerável pelo projetista para a qual o ganho nas faixas de passagem e de corte podem distanciar-se em relação aos teóricos. Além disso, como mostrado na Figura 6.9, ocorre o surgimento de uma faixa de transição entre a faixa de passagem e a de corte na qual o sinal começa a ser atenuado.

Na Figura 6.9, os parâmetros que definem o comportamento do filtro são: a frequência de passagem  $\omega_p$  na qual o ganho do filtro poderá variar em torno do ganho unitário dependendo da variável de tolerância  $\delta_1$ , a frequência de corte  $\omega_c$  representa o valor da frequência para a qual a saída do filtro terá uma atenuação de  $-3dB$  em relação à entrada e a frequência  $\omega_s$  que é a frequência na qual o projetista deverá considerar o bloqueio total do sinal, representado pela tolerância  $\delta_2$ .

Na prática o desempenho de um filtro depende da definição dos parâmetros listados acima. Diretamente relacionado à esta determinação está a escolha da ordem do filtro. Quanto maior a ordem do filtro, mais o desempenho do mesmo aproxima-se do ideal. Entretanto, implicações relacionadas ao desempenho do circuito do filtro fazem com que filtros com ordens muito grandes apresentem tempo de resposta lento, o que não deve ser permitido para aplicações em proteção de sistemas elétricos.

Um outro termo que incide diretamente no desempenho do filtro é o seu tipo. Os filtros mais comumente utilizados na atualidade são os filtros Butterworth, Chebyshev e Elíptico (THEDE, 2004). Entretanto, para aplicações em proteção de sistemas elétricos de potência, os filtros Butterworth são os mais indicados, pois não apresentam oscilações de ganho em sua faixa de passagem (SCHWEITZER; HOU, 1993).

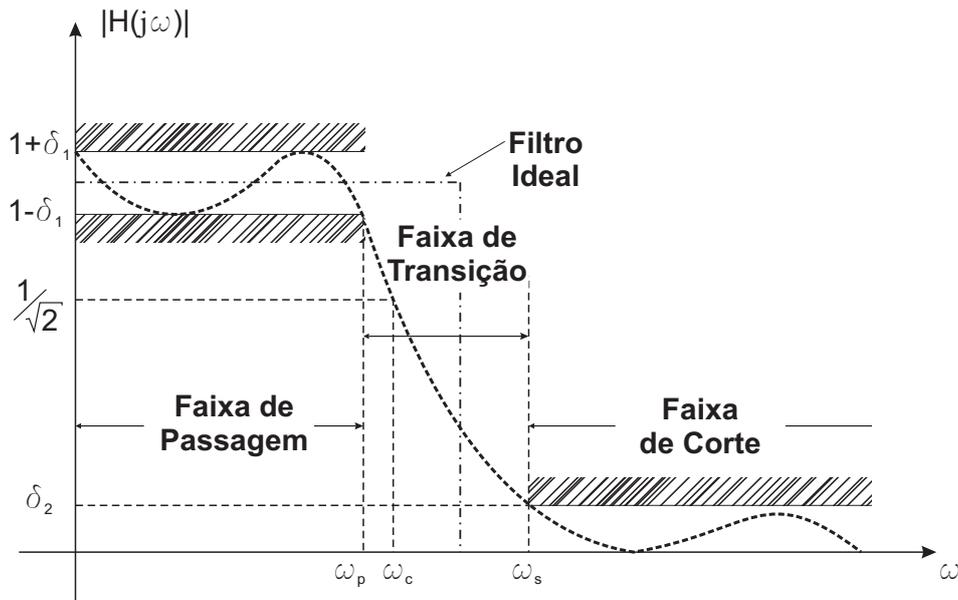


Figura 6.9: Exemplo de filtro passa-baixas.

A amplitude da função de transferência de  $|H(\omega)|$  para um filtro passa-baixas de ordem  $N$  é dado por (6.4).

$$H(\omega) = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\omega}{\omega_c}\right)^{2N}}}. \quad (6.4)$$

O projeto do filtro Butterworth inicia-se pela determinação da ordem do mesmo, que dar-se por (6.5).

$$N \geq \frac{\log(10^{-G_s/10} - 1) - \log(10^{-G_p/10} - 1)}{2 \times \log(\omega_s/\omega_p)}, \quad (6.5)$$

sendo:

$G_p$  é o ganho máximo na faixa de passagem (em  $dB$ )

$G_s$  é o ganho máximo na faixa de corte (em  $dB$ )

$\omega_p$  é frequência que limita faixa de passagem (em  $rad/s$ )

$\omega_s$  é frequência na qual inicia-se a faixa de corte (em  $rad/s$ )

A frequência de corte do filtro é calculada através de (6.6) e (6.7), as quais proporcionam valores distintos para a frequência de corte do filtro. A escolha de qual valor será utilizado é tarefa do projetista e deve ser feita cautelosamente, uma vez que seu valor influencia nos valores do ganho para as frequências  $\omega_p$  e  $\omega_s$ .

$$\omega_c = \frac{\omega_p}{(10^{-G_p/10} - 1)^{1/2N}} \quad (6.6)$$

$$\omega_c = \frac{\omega_s}{(10^{-G_s/10} - 1)^{1/2N}} \quad (6.7)$$

A função de transferência normalizada do filtro passa-baixas tipo Butterworth é dada por (6.8), a partir de (6.8), pode-se obter a função de transferência ajustada para a frequência de corte  $\omega_c$  por meio de (6.9).

$$\hat{H}(s) = \frac{1}{(s - s_1)(s - s_2) \cdots (s - s_n)}, \quad (6.8)$$

sendo:

$s_j$  são os pólos da função de transferência.

$$H(s) = \hat{H}(s/\omega_c) \quad (6.9)$$

A obtenção da função de transferência do filtro Butterworth utilizado nesta tese, foi feita utilizando-se o *software* MATLAB<sup>®</sup>.

- Frequência de corte  $f_c = 180 \text{ Hz}$ ;
- Ganho máximo ( $A_{max}^{dB} = 1dB$ );
- Ganho mínimo ( $A_{min}^{dB} = -60dB$ );
- Terceira ordem  $n = 3$ .

A função de transferência obtida pelo MATLAB<sup>®</sup> é apresentada a seguir. Através do diagrama de Bode mostrado na Figura 6.10 pode-se observar que a amplitude do sinal de saída permanece constante para grande parte do espectro de frequência analisado, fato este que não acontece com a fase, que mantém um comportamento de defasamento crescente a partir dos primeiros valores do espectro de frequência. Portanto, uma atenuação de cerca de  $-3dB$  ocorre para componentes do sinal com frequência maiores que  $1130 \text{ rad/s}$ , ou cerca de  $180 \text{ Hz}$ , como estabelecido previamente.

Ainda de acordo com a Figura 6.10, a faixa de transição do filtro projetado situa-se entre as frequências de 180 – 1880  $Hz$ , esta última valor a partir do qual o filtro atenua o sinal de saída em mais de  $-60\text{ dB}$ .

$$H(s) = \frac{1,447 \times 10^9}{s^3 + 2262 \times s^2 + 2,558 \times 10^6 \times s + 1,447 \times 10^9}. \quad (6.10)$$

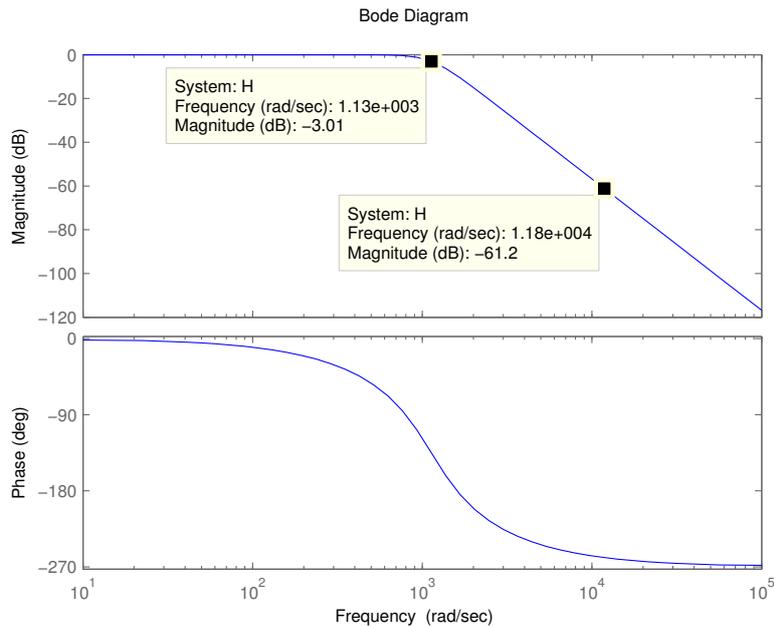


Figura 6.10: Diagrama de Bode do filtro projetado.

Na Figura 6.11 pode-se verificar a presença das harmônicas de alta frequência presentes em um extrato da corrente de falta para um sistema de potência. A utilização do filtro representado por (6.10) proporciona um sinal com menor número de componentes harmônicos de alta frequência.

### 6.2.5 Conversão Analógico/Digital

O processo da conversão analógico/digital é sempre precedido pelo uso de um circuito *sample/hold*, o qual é necessário para que durante o processo de conversão não haja nenhuma variação no sinal analógico.

Idealmente, o circuito *sample/hold* é composto por uma chave e um capacitor. Quando a chave estiver fechada, o sinal de saída será igual ao de entrada e o capacitor estará sendo

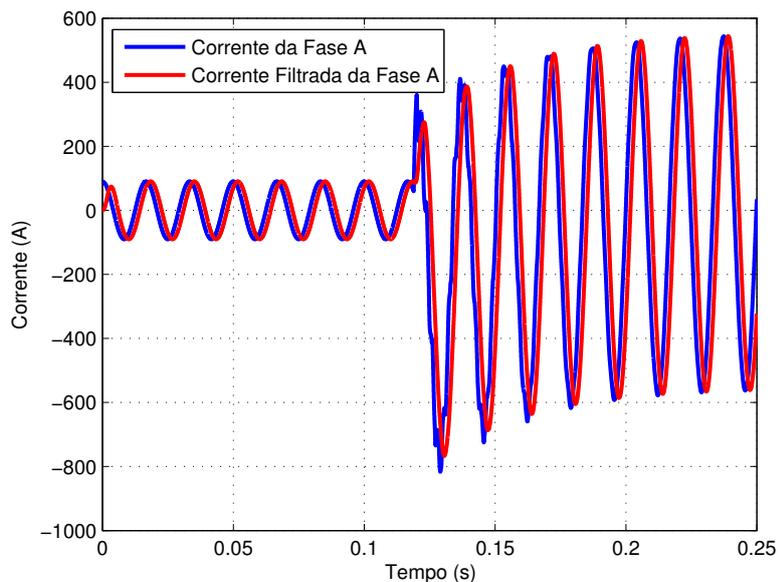


Figura 6.11: Exemplo de filtragem de sinal de corrente.

carregado. Com a chave aberta, o nível da saída será mantido pelo capacitor. O comportamento de um sinal após o circuito *sample/hold* é ilustrado na Figura 6.12.

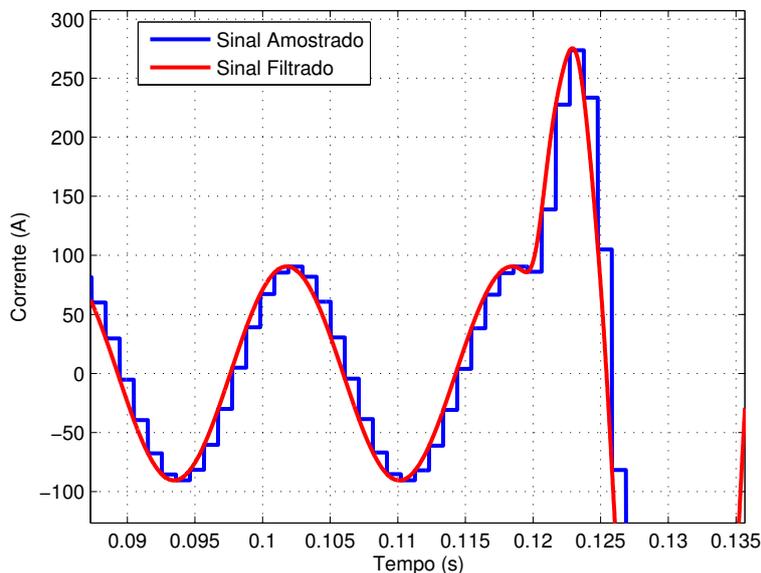


Figura 6.12: Sinal de corrente amostrado.

O conversor A/D por sua vez, recebe um sinal analógico e o converte para a sua representação digital.

O processo de conversão pode ser feito de duas maneiras: a integrada e a não integrada. A primeira maneira não atende as exigências de velocidade que o problema de proteção de

sistemas elétricos exige. Por isso, nesta tese utilizou-se o modo não integrado no qual não há a necessidade da etapa integradora, o que faz com que a conversão se dê de maneira mais rápida (JOHNS; SALMAN, 1995).

### 6.2.6 *Buffer*

Os *buffers* são blocos de memória utilizados para armazenar as informações de tensão e corrente usadas pelo bloco de estimação de fasores. Como a taxa de amostragem escolhida foi de 16 amostras/ciclo e o método de estimação foi o de Fourier de 1 ciclo, os *buffers* do relé tem capacidade de armazenar palavras com até 16 bits. Utilizou-se a taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo para que, de acordo com o teorema de Nyquist, obter um sinal digitalizado que contenha características até a oitava harmônica do sinal analógico.

## 6.3 CENTRO DE CONTROLE DA SUBESTAÇÃO (CCS)

O CCS tem como função principal o monitoramento e detecção das modificações no cenário da rede elétrica. A Figura 6.13 apresenta a arquitetura básica desse centro.

O monitoramento desse centro divide-se em duas partes: (i) a primeira é responsável pelo monitoramento dos *status* dos dispositivos seccionadores da rede, que indicará a saída ou entrada de algum equipamento na rede; (ii) o segundo é responsável pela detecção de modificações operacionais da rede, isto é, monitora a entrada e a saída de unidades geradoras e das cargas na rede.

A detecção de novas condições topológicas é feita seguindo o procedimento descrito a seguir. A cada passo de integração do sistema, o CCS captura os dados digitais relativos a situação de todos os disjuntores/chaves seccionadoras que compõem a rede. Utilizando um mecanismo de deslocamento, o *buffer* *BD1* armazena uma única palavra digital com a qual é possível identificar a topologia do sistema. Na Figura 6.14 pode ser visualizada a estrutura da informação armazenada no *buffer* *BD1*. No intervalo de integração seguinte, a informação armazenada em *BD1* é transferida para *BD2* e o estado atual do sistema é novamente carregado em *BD1*. Com os dois *buffers* preenchidos, é realizada a operação de subtração *bit a bit* entre os valores

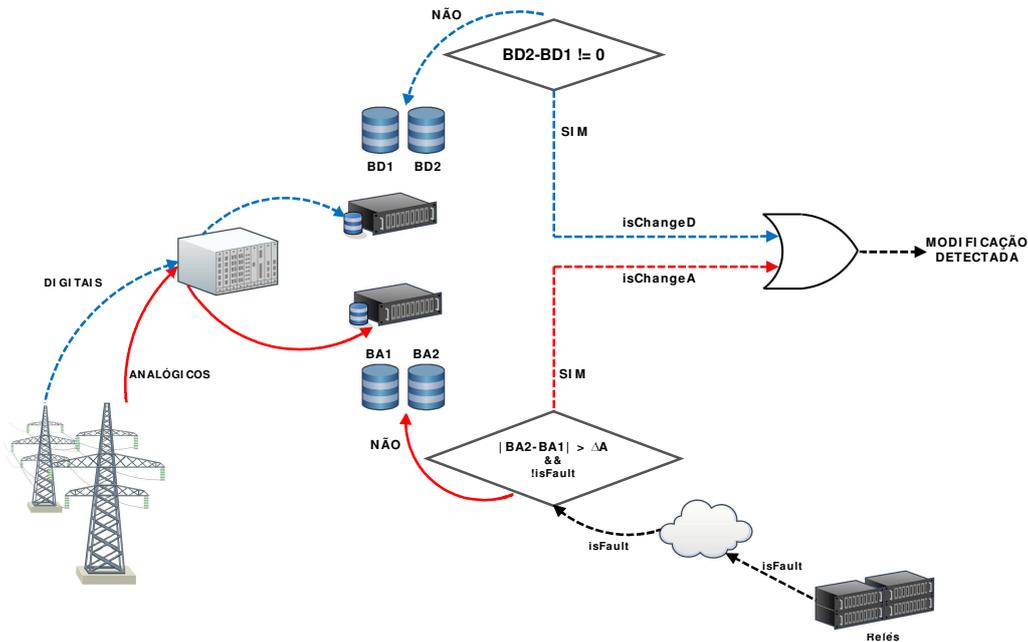


Figura 6.13: Arquitetura do centro de controle da subestação.

armazenados em *BD1* e *BD2*.

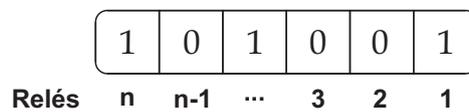


Figura 6.14: Mecanismos de deslocamento para formação de palavra digital contendo a topologia da rede.

Em situações onde não ocorrem modificações na rede, a operação *bit a bit*  $BD2 - BD1$  será igual a zero. Entretanto, qualquer que seja a modificação na rede, o resultado da subtração será diferente de zero. A presença de valores diferentes de zero é a indicação de ocorrência de modificações na topologia da rede. A saída dessa operação binária recebe o nome de *isChangeD*. As Figuras 6.15 mostram exemplos da operação realizada para determinação de modificações na topologia da rede.

A detecção de modificações do perfil de carga ou de geração da rede é realizada de modo semelhante pelos blocos da parte inferior da Figura 6.13. A função de *BA1* e *BA2* é equivalente à de *BD1* e *BD2*. É importante observar que as informações analógicas colhidas pelo CCS são informações locais, ou seja, as mesmas informações que o relé utiliza para analisar a existência

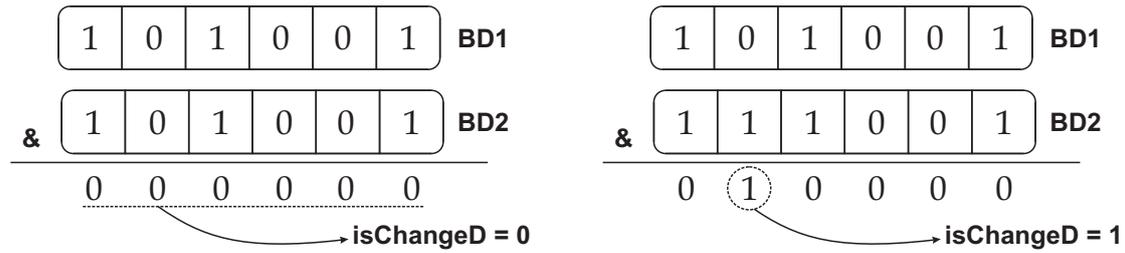


Figura 6.15: Operação binária para determinação das mudanças topológicas na rede elétrica.

ou não de faltas na rede. Na Figura 6.16 pode ser visualizada a forma como são armazenados os dados analógicos em cada um dos *buffers*.

O parâmetro  $\Delta A$  visto na Figura 6.13 representa um vetor com a mesma estrutura de  $BA1$  e  $BA2$  e representa uma margem de segurança que deve ser incluída para evitar eventuais alarmes falsos provocados por variações nos resultados das rotinas de estimação de fasores (SILVA, 2009).

Como os dados dos *buffers* analógicos são provenientes de dados locais de cada relé, é necessário que para cada relé da rede exista um conjunto de *buffers* analógicos e digitais. Ou seja, a Figura 6.13 representa um CCS de uma rede composta por um único relé. Logo, o sinal de mudança de cenário é um sinal único que reflete mudanças em qualquer ponto do sistema.



Figura 6.16: Estrutura de armazenamento das variáveis analógicas no CCS.

Observa-se que também em situações de falta a subtração  $BA2 - BA1$  seria diferente de zero e o CCS interpretaria como modificação no perfil de carga ou de geração da rede. Para que isso não ocorra o bloco analógico só envia o sinal de detecção de mudança quando a subtração  $BA2 - BA1$  é diferente de zero e o relé não detectou falta, isto é, o valor digital *isFault* é igual a zero, conforme indicado na Tabela 6.1.

Recentemente, alguns trabalhos apontam para o uso da estimação de frequência como uma forma alternativa para detecção de modificações na topologia da rede (SOUZA JR *et al.*, 2015; SOUZA JR *et al.*, 2016a; SANCA *et al.*, 2016). Uma das principais vantagens da técnica baseada na estimação da frequência é o fato desta proporcionar bons resultados tanto para modificações topológicas, quanto operacionais na rede, sem a necessidade de dois blocos separados como utilizado nesta tese.

## 6.4 CENTRO DE CONTROLE DA OPERAÇÃO (CCO)

O CCO é a camada na qual são realizados todos os procedimentos matemáticos para determinação automática dos ajustes dos dispositivos de proteção. Para tanto, no âmbito da proteção de sobrecorrente instantânea de acordo com a proposta desta tese, são utilizadas (5.7) e/ou (5.36).

Com a transferência ininterrupta dos fasores de tensão e corrente constante nos relés para o CCO exigiria um canal de comunicação muito veloz, decidiu-se utilizar no CCO uma estrutura semelhante a dos relés descritos por (PEREZ, 2006), isto é, os blocos responsáveis por todas as etapas até a estimação fasorial estão presentes tanto nos relés quanto no CCO. Na Figura 6.17 é possível visualizar a arquitetura proposta para o CCO.

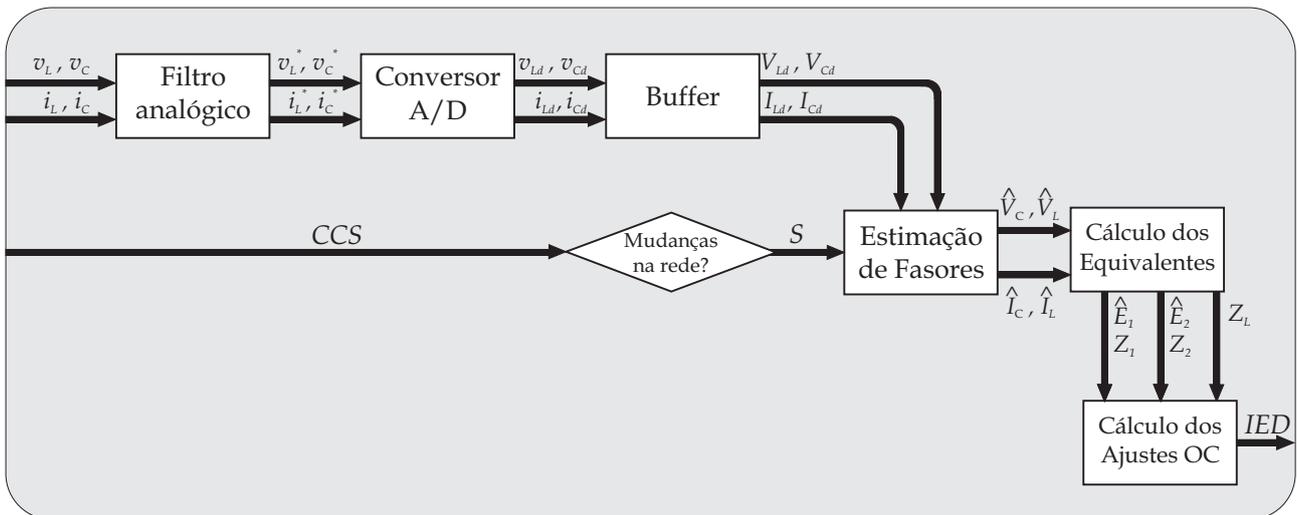


Figura 6.17: Estrutura interna do Centro de Controle da Operação.

Conforme se vê, o CCO deve ser capaz de operar com sinais de tensão e corrente em mais de um ponto da rede elétrica, visto que a determinação dos equivalentes de rede dependem das tensões em diversos pontos do sistema, como visto no Apêndice B.

Embora possua a mesma estrutura básica de um relé digital, o CCO não necessita realizar a estimação fasorial para todas as amostras do sistema, pois o processo de janelamento continua a ser realizado ininterruptamente. Entretanto, as etapas de: estimação fasorial, cálculo dos equivalentes de rede e dos ajustes dos dispositivos de proteção só são realizadas, caso o CCS tenha detectado alguma modificação na rede elétrica.

Constatou-se que a determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção adaptativos são

extremamente dependentes das rotinas de estimação fasorial e dos equivalentes de rede, de acordo com Ojaghi *et al.* (2013), a determinação dos equivalentes de rede apresenta resultados com erros mais baixos quando utilizam-se janelas de cerca de 40 amostras para os fasores de tensão e corrente. Dessa forma, fixou-se que o tamanho da janela para estimação dos equivalentes de rede seja igual a 48 amostras, ou seja, três vezes maior que a janela de estimação fasorial.

Após o cálculo dos novos ajustes, estes são enviados aos IED através do canal de comunicação.

## 6.5 RESUMO

Este capítulo apresentou o detalhamento da rede de proteção adaptativa proposta, constituída de uma rede distribuída formada por três camadas é responsável pelo: (i) monitoramento (CCS), (ii) cálculo dos novos parâmetros (CCO) e (iii) pela implementação das funções de proteção (IED).

A determinação das mudanças na rede é realizada por meio de operações de subtração binária para as modificações topológicas ou algébricas, para determinação das modificações nos perfis operacionais do sistema.

Para determinação dos novos ajustes de proteção, uma camada com arquitetura semelhante à dos relés digitais é implementada no CCO. Nesse centro, além dos novos ajustes, são calculados, também de forma adaptativa, os equivalentes de rede vistos do ponto de instalação dos dispositivos de proteção, considerando tanto a topologia, quanto o perfil de carga e geração atuais da rede.

O modelo de dispositivo de proteção proposto permite atualização dos ajustes dos dispositivos de proteção, sem a necessidade de parada do monitoramento da rede, como acontece com os relés disponíveis atualmente.

# APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo será realizada a avaliação do método proposto no que concerne à determinação *online* do alcance da unidade instantânea dos dispositivos de sobrecorrente em sistemas de distribuição com e sem a presença da geração distribuída. Além da determinação dos ajustes, será analisado o desempenho dos dispositivos de proteção adaptativa de modo a possibilitar análise e comparação entre a técnica proposta e as utilizadas tradicionalmente. Todas as simulações foram realizadas utilizando os *softwares* ATP/MODELS e MATLAB<sup>®</sup> (DOMMEL, 1996; HANSELMAN; LITTLEFIELD, 2003).

## 7.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE AS SIMULAÇÕES NO ATP

A escolha adequada do passo de integração é uma das principais etapas de qualquer simulação que envolva fenômenos relacionados aos transitórios eletromagnéticos, como é o caso das faltas em sistemas elétricos de potência. De acordo com o CIGRE Working Group 02.33 (1988), fenômenos transitórios causados pelo efeito de faltas em linhas de transmissão apresentam sinais com componentes de frequência entre  $60\text{ Hz}$  e  $20\text{ kHz}$ . Ainda de acordo com o CIGRE Working Group 02.33 (1988), o passo de integração para simulações deve ser, no máximo, igual a um décimo do período da onda de maior componente de frequência, ou seja, para o transitório de maior frequência ( $20\text{ kHz}$ ), ter-se-á uma onda com  $50\text{ }\mu\text{s}$ .

Os sistemas de distribuição apresentam características interessantes no que diz respeito à sua constante de propagação. Devido às pequenas dimensões dessas linhas de distribuição que compõem o mesmo e aos valores da relação  $R/X$  característicos, as constantes de propagação desse tipo de sistema são consideravelmente menores que as do caso dos sistemas de transmissão. Logo, por essa característica, o passo de integração para simulações em sistemas de distribuição deve ser consideravelmente menor que o valor indicado em CIGRE Working Group 02.33 (1988).

Durante as simulação realizadas nesta tese, utilizou-se um passo de integração de  $9,5 \text{ ns}$ , o que representa uma taxa de amostragem de aproximadamente 1.754.734 amostras por ciclo para um sistema cuja frequência nominal é  $60 \text{ Hz}$ . Apesar de serem frutos de uma simulação digital, a alta taxa de amostragem dos sinais simulados permite tratá-los como sendo os sinais “analógicos” de entrada da rede de proteção. Assim, o desenvolvimento do bloco conversor A/D, que disponibiliza os sinais digitais para o IED, baseou-se nas particularidades desses sinais. Tanto os IED quanto o CCO utilizam uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo.

## 7.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A análise do método proposto para sistemas de distribuição deu-se por meio do uso de dois sistemas: um teórico, porém com topologia apresenta características de sistemas reais, e o outro um sistema baseado em um sistema elétrico real que compõe o regional Maceió do sistema da Eletrobrás Distribuidora de Alagoas (EDAL).

### 7.2.1 Análise do Sistema de Proteção Adaptativa Para um Sistema Radial Simplificado

O sistema de proteção adaptativa proposto foi inicialmente testado utilizando-se um sistema simples de distribuição sem a presença da geração distribuída. O sistema é mostrado na Figura 7.1 e formado por seis barras e cinco linhas e tem seus parâmetros definidos nas Tabelas 7.1 e 7.2. Para determinação do alcance da unidade instantânea de sobrecorrente dos relés que compõem a rede foi utilizada a equação (5.7).

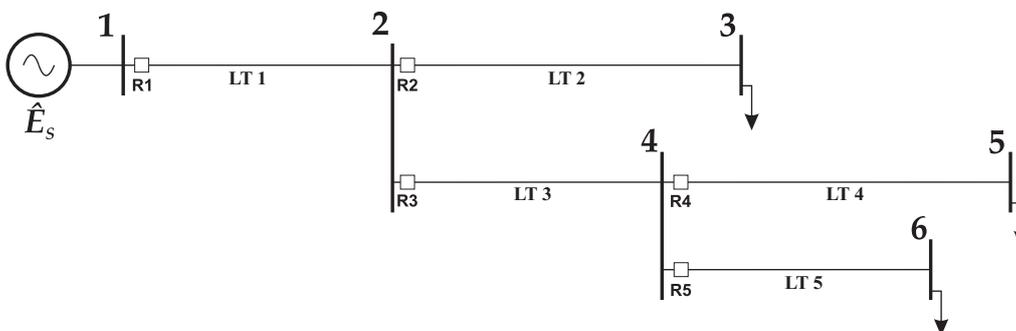


Figura 7.1: Sistema de distribuição formado por seis barras.

Tabela 7.1: Dados das linhas do sistema da Figura 7.1.

Linha	Comprimento (km)	$Z_0$ ( $\Omega/km$ )	$Z_1$ ( $\Omega/km$ )
1	12,5	0,16 + 0,56	0,16 + 0,56
2	10,34	0,16 + 0,56	0,0967 + 0,3578
3	6,31	0,16 + 0,56	0,1585 + 0,3170
4	12,5	0,16 + 0,56	0,8 + 0,160
5	5,1	0,16 + 0,56	0,8 + 0,160

Tabela 7.2: Cargas conectadas ao sistema da Figura 7.1.

Barra	$R$ ( $\Omega$ )	$X$ ( $\Omega$ )
3	410	205
4	4189	1396
5	2103	600,1

A análise em regime permanente do sistema foi realizada por meio um estudo de fluxo de carga. Os resultados desse estudo são mostrados na Tabela 7.3, através da qual os valores das correntes de carga, parâmetro tomado como referência para determinação para determinação do alcance da unidade instantânea de sobrecorrente, podem ser visualizado.

Tabela 7.3: Resultado de estudo de fluxo de carga realizada no sistema da Figura 7.1.

Linha	Corrente (A)	Barra	Tensão (kV)
1	157	1	69
2	118	2	65,4
3	38	3	64
4	13	4	65
5	25	5	64,7
-	-	6	64,9

### 7.2.1.1 Análise em regime permanente

De acordo com Anderson (1999) para o alcance da unidade de sobrecorrente instantânea, definida de acordo com (3.15), a relação entre a corrente de curto-circuito trifásico no final e

no início da linha, representada pelo parâmetro  $K_I$ , deve variar entre 1,1 e 1,4. Considerando a situação na qual a relação apresenta seu maior valor, o alcance das unidades instantâneas de sobrecorrente dos relés instalados no sistema mostrado na Figura 7.1 obtidos por meio da técnica proposta e da técnica tradicional são mostrados na Figura ??.

Através dos valores obtidos para o alcance da unidade instantânea, pode-se calcular a corrente de *pick-up* da mesma. Os valores obtidos são mostrados na Figura 7.4. Como pode-se observar o sistema mostrado na Figura 7.1 é composto por três cadeias de relés -  $R1 - R2$ ,  $R1 - R3 - R4$  e  $R1 - R3 - R5$  - dessa forma, o coordenograma considerando a unidades instantânea de sobrecorrente para os três pares é mostrado na Figura 7.2.

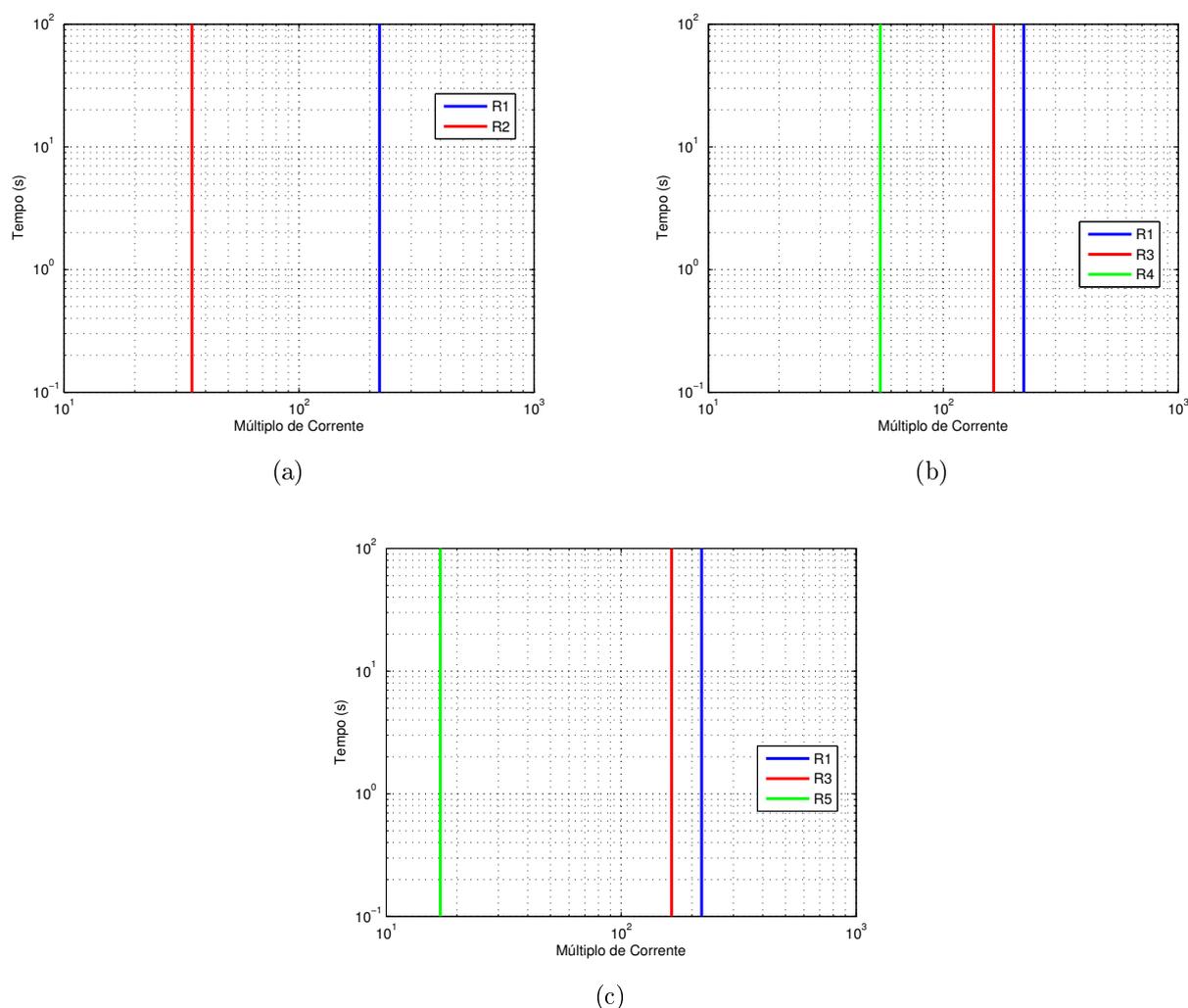


Figura 7.2: Coordenograma dos dispositivos de proteção de sobrecorrente instantâneas que protegem o sistema da Figura 7.1 obtidos por meio das técnicas tradicionais e adaptativas: (7.2(a))  $R1 - R2$ , (7.2(b))  $R1 - R3 - R4$ , (7.2(c))  $R1 - R3 - R5$ .

Conforme pode-se visualizar nas Figuras ?? e 7.4, a técnica adaptativa proposta apresenta

uma oscilação antes de estabilizar o valor do ajuste da corrente de *pick-up*. Esta característica deve-se ao uso de fasores de tensão e corrente para determinação de tais ajustes. Conforme visto na seção 4.1 o uso da janela móvel durante o processo de

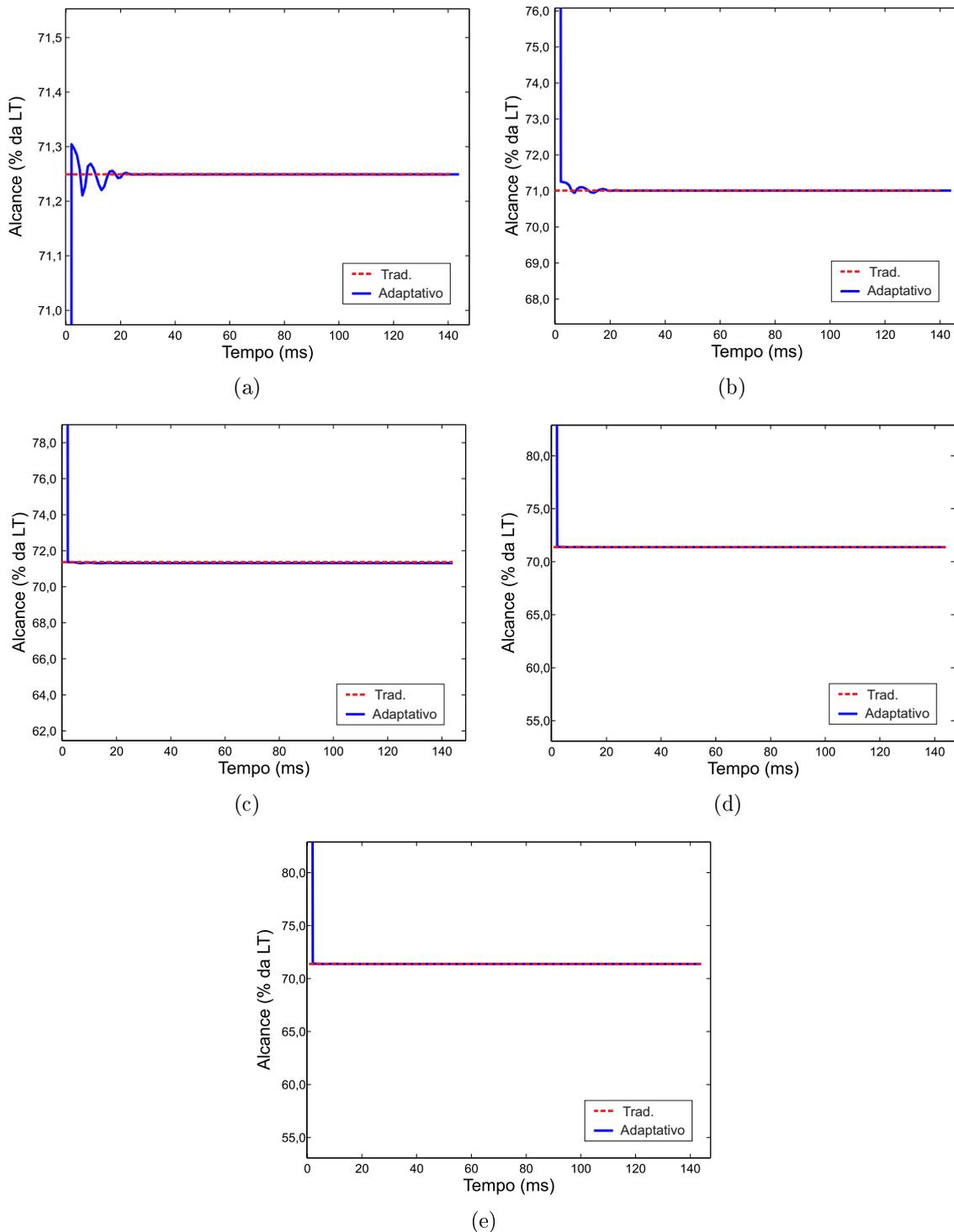


Figura 7.3: Comparação dos resultados obtidos por meio da técnica tradicional de coordenação e da técnica adaptativa para o alcance das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1: (7.3(a)) Relé 1, (7.3(b)) Relé 2, (7.3(c)) Relé 3, (7.3(d)) Relé 4, (7.3(e)) Relé 5.

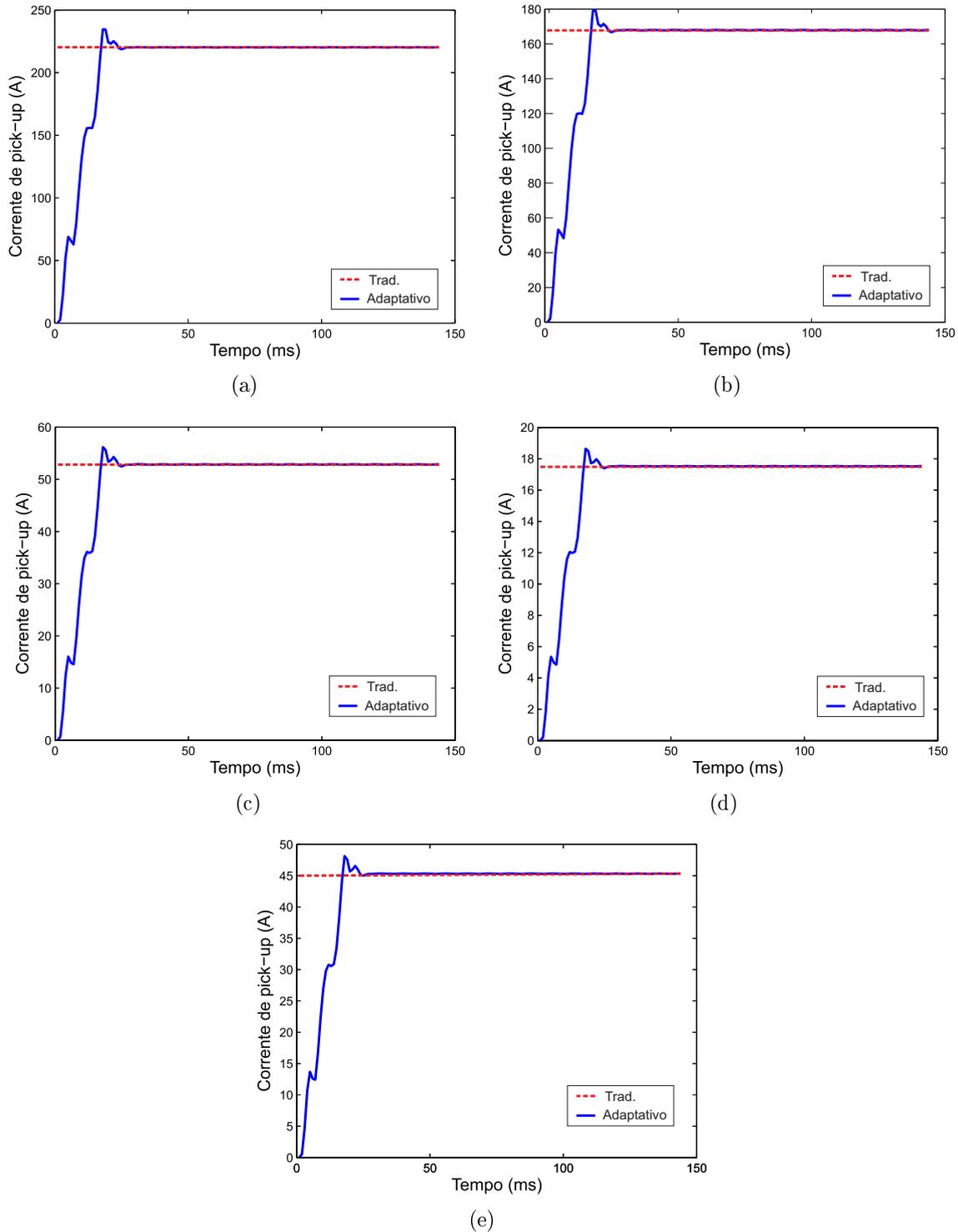


Figura 7.4: Comparação dos resultados obtidos por meio da técnica tradicional de coordenação e da técnica adaptativa para a corrente de *pick-up* das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1: (7.4(a)) Relé 1, (7.4(b)) Relé 2, (7.4(c)) Relé 3, (7.4(d)) Relé 4, (7.4(e)) Relé 5.

A coordenação e seletividade do sistema foi simulada por meio de aplicação de faltas em diversos pontos do sistema. Aplicação de faltas monofásicas, bifásicas, bifásicas para o terra e trifásicas foram simuladas variando o ponto de aplicação das mesmas. De um total de 625

faltas, a Tabela 7.4 contém um resumo do desempenho do método proposto frente ao método tradicional de coordenação da proteção.

Tabela 7.4: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.1 operando sem nenhuma modificação na rede.

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	100%	100%	100%	100%
Bifásicas	100%	100%	100%	100%
Trifásicas	100%	100%	100%	100%

Na Figura 7.5 é apresentado a comparação entre o desempenho dos dispositivos de proteção ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa proposta. Conforme pode-se verificar na Figura 7.5 a técnica adaptativa proposta apresenta desempenho compatível com o obtido por meio das técnicas tradicionais de proteção.

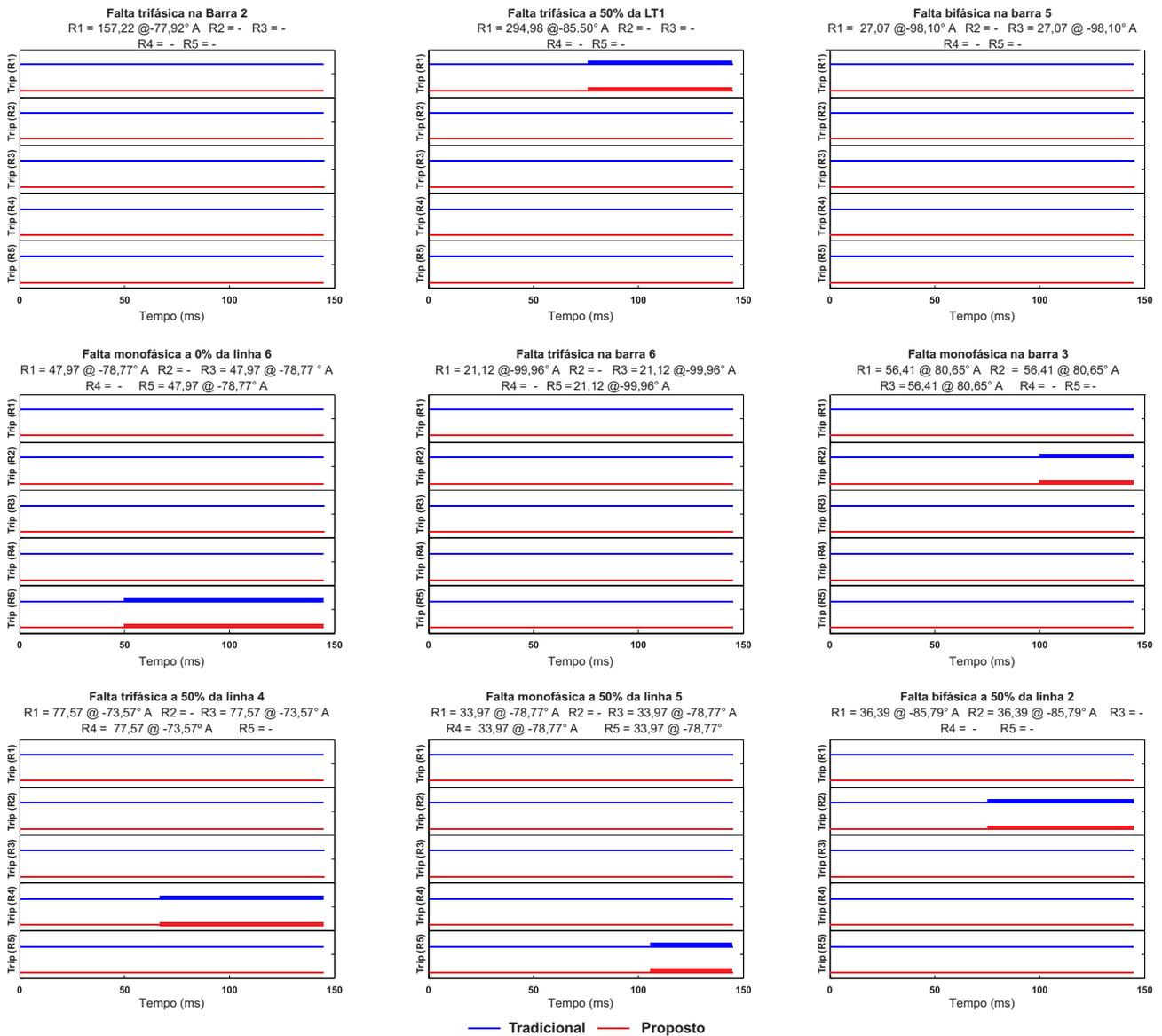


Figura 7.5: Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.1 operando sem nenhuma modificação na rede.

### 7.2.1.2 Saída da LT 2

Nos sistemas de distribuição as impedâncias das linhas são geralmente muito baixas, como pode-se observar na Tabela 7.1. Entretanto, as cargas conectadas nas mesmas desempenham papel fundamental no fluxo de potência da rede.

Seja o sistema mostrado na Figura 7.1 no qual há cargas concentradas em três das suas barras. A carga de maior potência é a instalada na barra 3. Caso, por algum motivo, o sistema perdesse a linha entre as barras 2 e 3, e conseqüentemente a carga conectada a esta última, os

valores de corrente e tensão no sistema seriam conforme resultado da rotina de fluxo de carga do sistema mostrados na Tabela 7.5.

Tabela 7.5: Resultado de estudo de fluxo de carga realizada no sistema da Figura 7.1 quando a linha 2 e a carga conectada à barra 3 estão desconectados.

Linha	Corrente (A)	Barra	Tensão (kV)
1	39	1	69
2	-	2	67,9
3	39	3	0
4	13	4	67,5
5	26	5	67,2
-	-	6	67,4

Utilizando as técnicas tradicionais de coordenação, os ajustes das unidades instantâneas dos relés de sobrecorrente seriam os mostrados nas Figuras 7.4 e 7.3. Utilizando-se a técnica de proteção adaptativa proposta, os valores das correntes de *pick-up* obtidos são mostrados na Tabela 7.6. Para facilitar a comparação entre os resultados, nas Figuras 7.6 e 7.7 estão plotados os resultados do alcance e da corrente de *pick-up*, respectivamente, obtidas por meio das duas técnicas.

Tabela 7.6: Ajustes das unidades instantâneas dos relés de sobrecorrente para os dispositivos que compõem a rede da Figura 7.1 quando da saída da *LT* 2 de acordo com a técnica adaptativa proposta.

Relé	$I_{pickup}$ (A)	$h$ (%)
1	157	71,3
2	-	-
3	54	71,3
4	17,5	71,4
5	47	71,4

Um comparativo entre os ajustes obtidos pelos dois métodos é apresentado na Figura 7.8. Como pode-se verificar, o método adaptativo obteve resultados que proporcionaram a coordenação entre todos os dispositivos da rede.

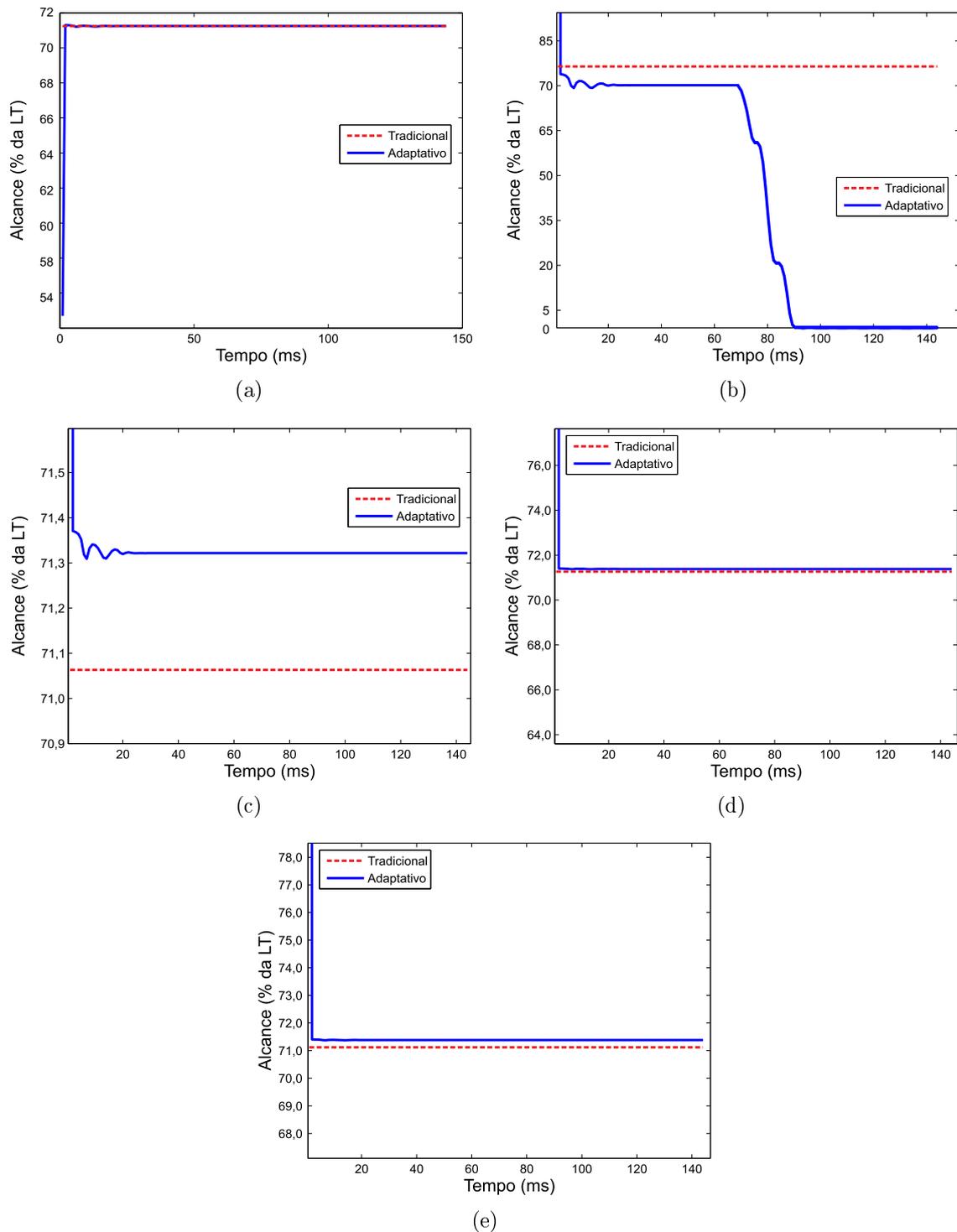


Figura 7.6: Comparativo entre os alcances das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1 obtidos por meio da técnica tradicional e da técnica proposta com a saída da *LT* 2: (7.6(a)) Relé 1, (7.6(b)) Relé 2, (7.6(c)) Relé 3, (7.6(d)) Relé 4, (7.6(e)) Relé 5.

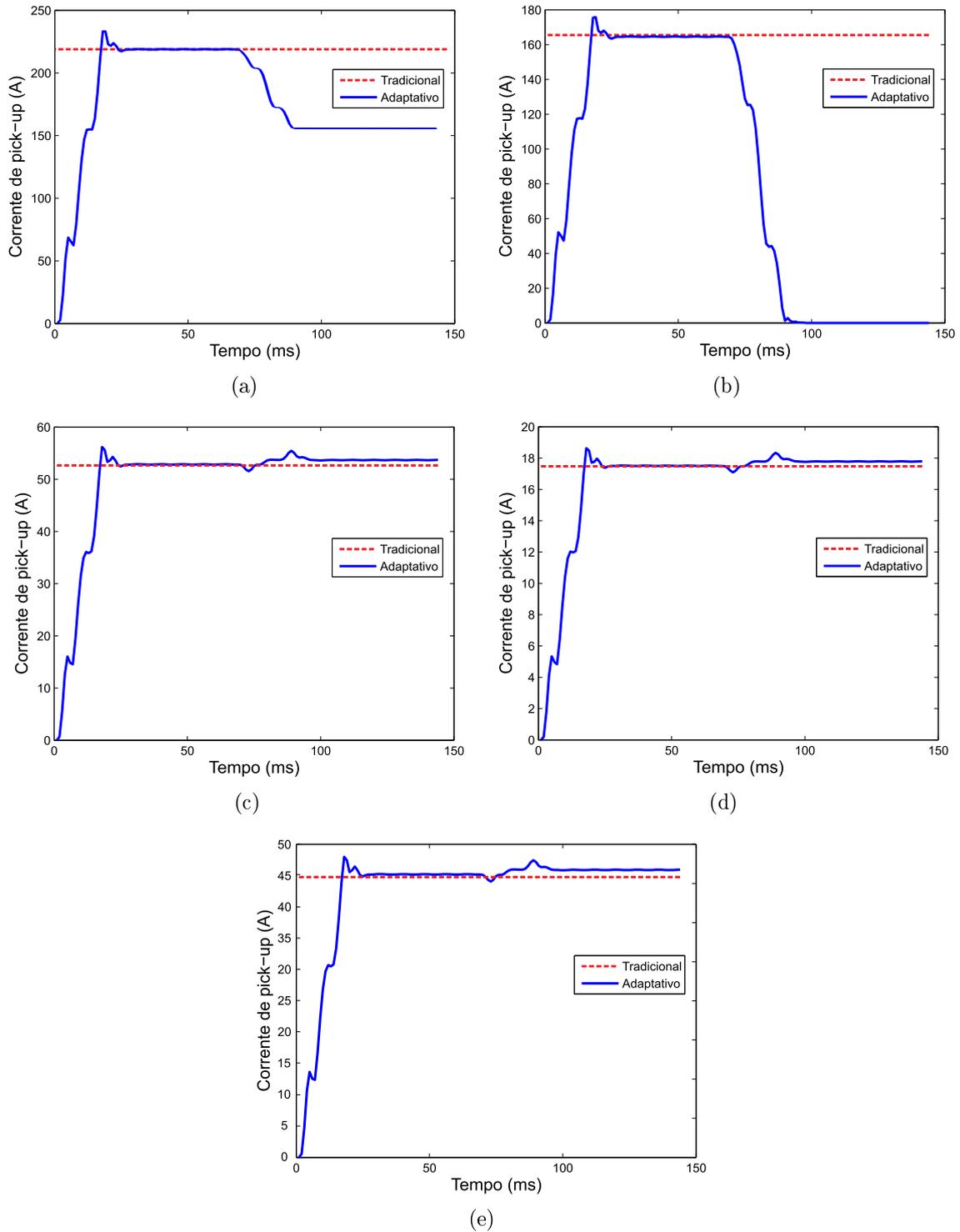


Figura 7.7: Corrente de *pick-up* das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1 obtidos por meio da técnica tradicional e da técnica proposta com a saída da *LT2*: (7.7(a)) Relé 1, (7.7(b)) Relé 2, (7.7(c)) Relé 3, (7.7(d)) Relé 4, (7.7(e)) Relé 5.

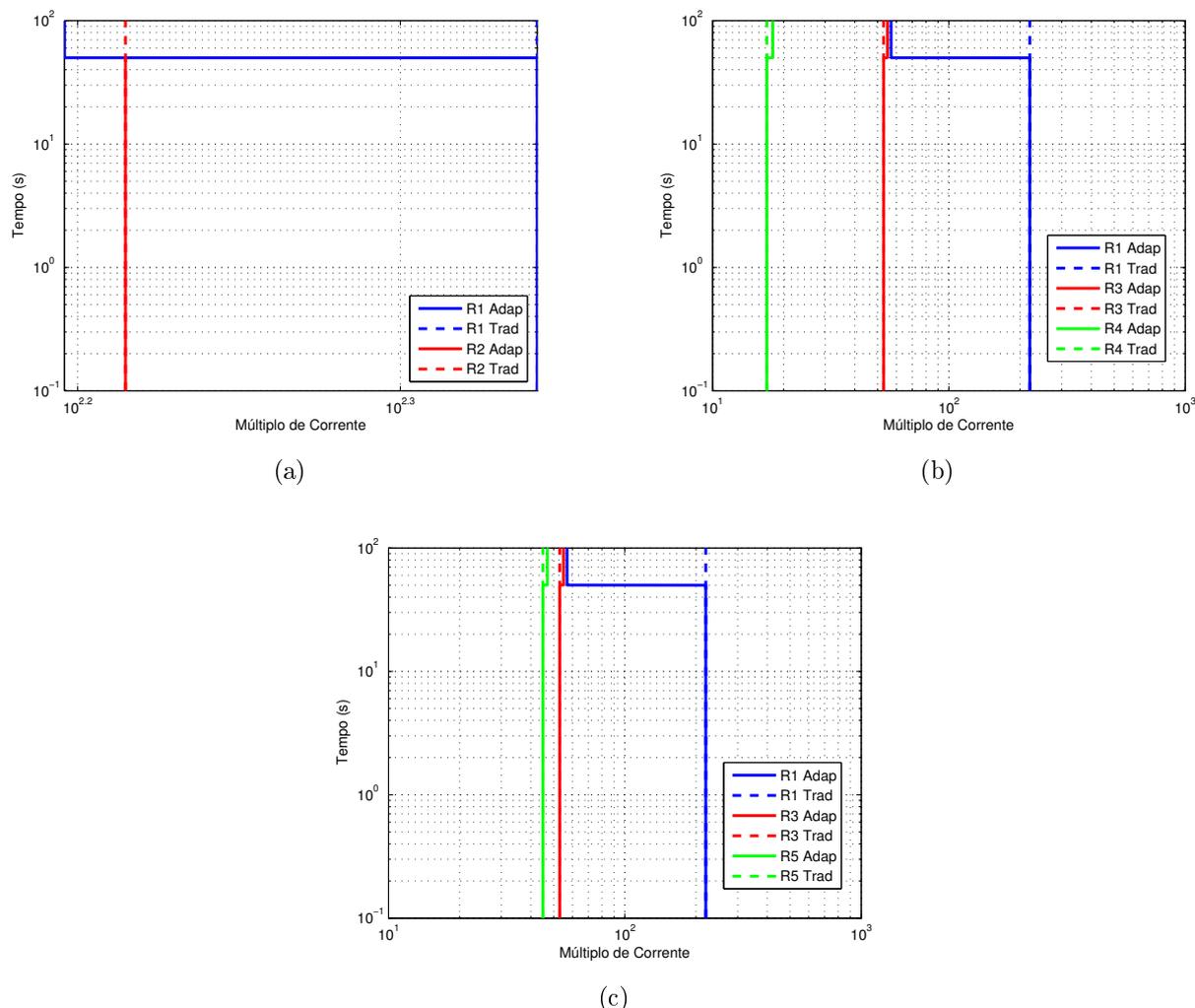


Figura 7.8: Coordenograma dos dispositivos de proteção de sobrecorrente instantâneas que protegem o sistema da Figura 7.1 obtidos por meio das técnicas tradicionais e adaptativas quando da saída da *LT 2*: (7.8(a) *R1 – R2*), (7.8(b) *R1 – R3 – R4*) e (7.8(c) *R1 – R3 – R5*).

A partir dos gráficos da Figura 7.6 observa-se que praticamente não há modificações relevantes quanto ao alcance da unidade instantânea, quando comparadas as técnicas tradicionais e a proposta. Entretanto, na Figura 7.7 observam-se modificações importantes com relação as correntes de *pick-up* de forma especial dos relés instalados nas linhas *LT 1* e *LT 2*. Com a eliminação da corrente que flui pela linha *LT 2*, há uma conseqüente diminuição da corrente fornecida pela fonte, que passa a alimentar apenas as cargas conectadas às linhas *LT 4* e *LT 5*.

Através da aplicação de faltas no sistema da Figura 7.1 foi realizado uma comparação entre o desempenho dos dispositivos de proteção ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica proposta. Na Tabela 7.7 é apresentada um levantamento estatístico que compara o desempenho entre o método proposto e o tradicional para coordenação da proteção.

Tabela 7.7: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.1 após a saída da *LT 2*.

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	100%	100%	100%	100%
Bifásicas	93,5%	96,7%	100%	100%
Trifásicas	85,5%	93,2%	100%	100%

Um resumo desse comparativo é apresentado na Figura 7.9.

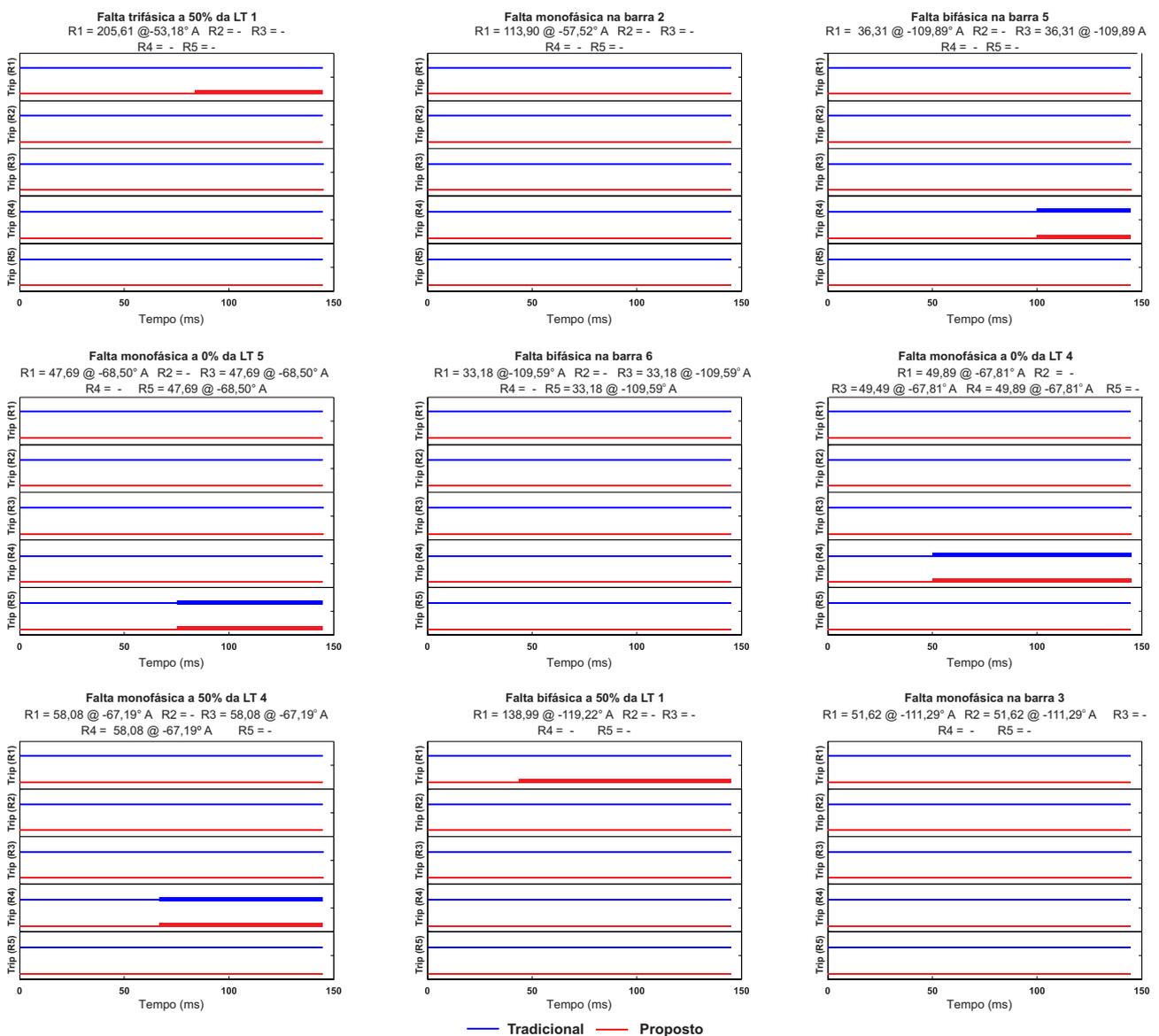


Figura 7.9: Resumo do desempenho de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.1 após a saída da *LT 2*.

Com a saída da *LT 2* do sistema, uma falta trifásica a 50% da *LT 1*, local incluído na zona de atuação do relé *R1*, deixa de ser eliminada pelo dispositivo de proteção que atua de acordo com as técnicas tradicionais de coordenação da proteção. Enquanto isso, o dispositivo ajustado de acordo com a técnica adaptativa proposta identifica a falta na sua zona de atuação e elimina-a. Essa observação permite afirmar que a saída da *LT 2* provoca uma diminuição efetiva da zona de atuação da unidade de proteção instantânea de sobrecorrente do dispositivo instalado na *LT 1*. Falta semelhante ocorre também para uma falta bifásica a 50% da *LT 1*.

### 7.2.1.3 Entrada da *LT 4*

A *LT 4* é o alimentador que conduz a menor corrente entre todos os alimentadores que compõem o sistema mostrados na Figura 7.1. De acordo com a Tabela 7.3 a corrente que flui por essa linha é aproximadamente de 13 A. A entrada dessa linha no sistema acarreta uma mudança no fluxo de potência das linhas *LT 1* e *LT 3*. Ou seja, é esperado que os ajustes dos relés associados a estas linhas tenham seus valores atualizadas por meio da técnica de proteção adaptativa proposta.

Por meio da Figura 7.10 uma comparação entre os alcances das unidades instantâneas de sobrecorrente obtidas por meio das técnicas tradicionais e da técnica proposta pode ser realizada. Assim como no caso da saída da *LT 2*, não foram verificadas grandes modificações no alcance da unidade de sobrecorrente dos dispositivos de proteção que protegem o sistema da Figura 7.1.

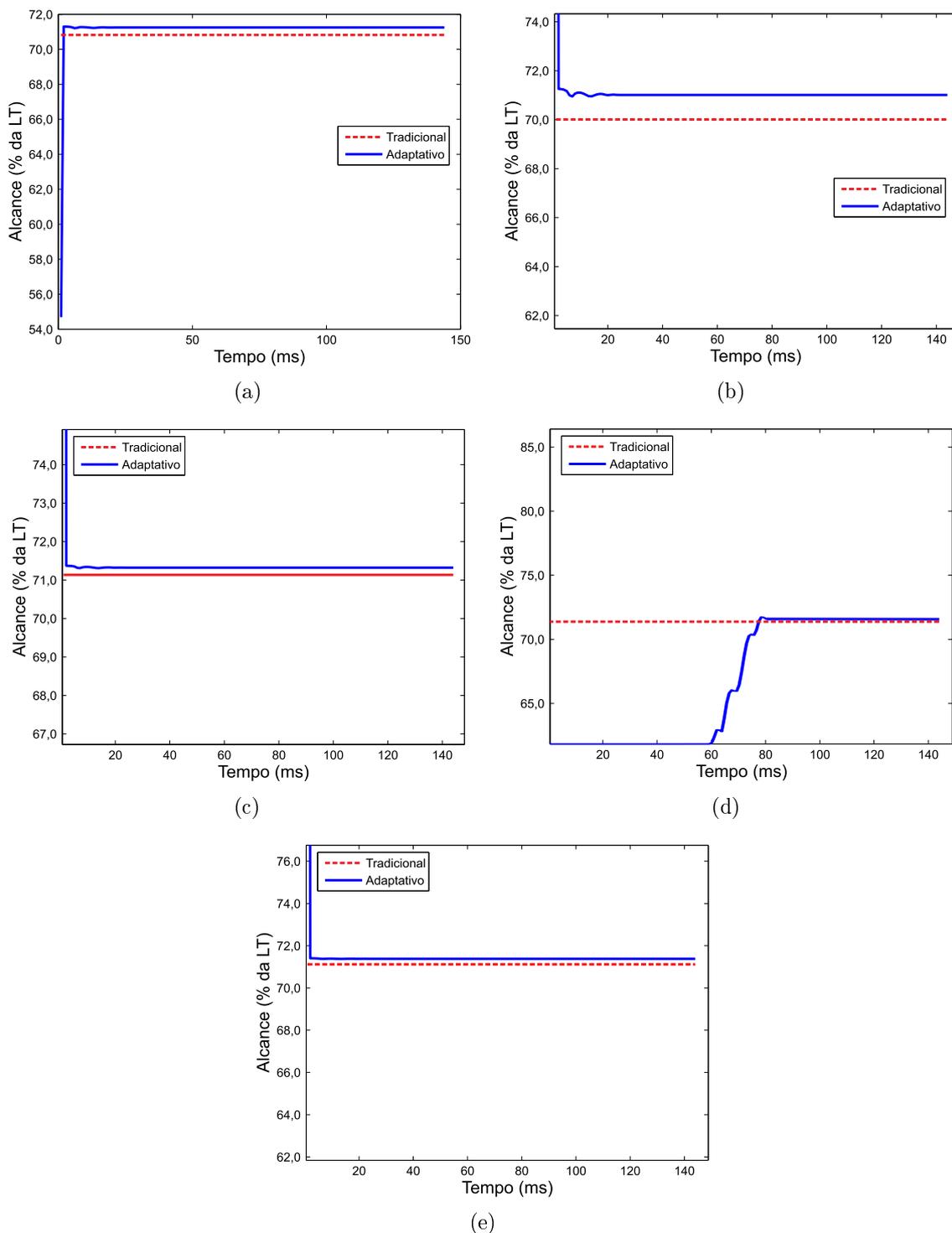


Figura 7.10: Comparativo entre os alcance das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1 obtidos por meio da técnica tradicional e da técnica proposta com a entrada da *LT* 4: (7.10(a)) Relé 1, (7.10(b)) Relé 2, (7.10(c)) Relé 3, (7.10(d)) Relé 4, (7.10(e)) Relé 5.

Através dos resultados obtidos pelas técnicas tradicionais e pela técnica adaptativa proposta o coordenograma dos dispositivos da rede é apresentado na Figura 7.11.

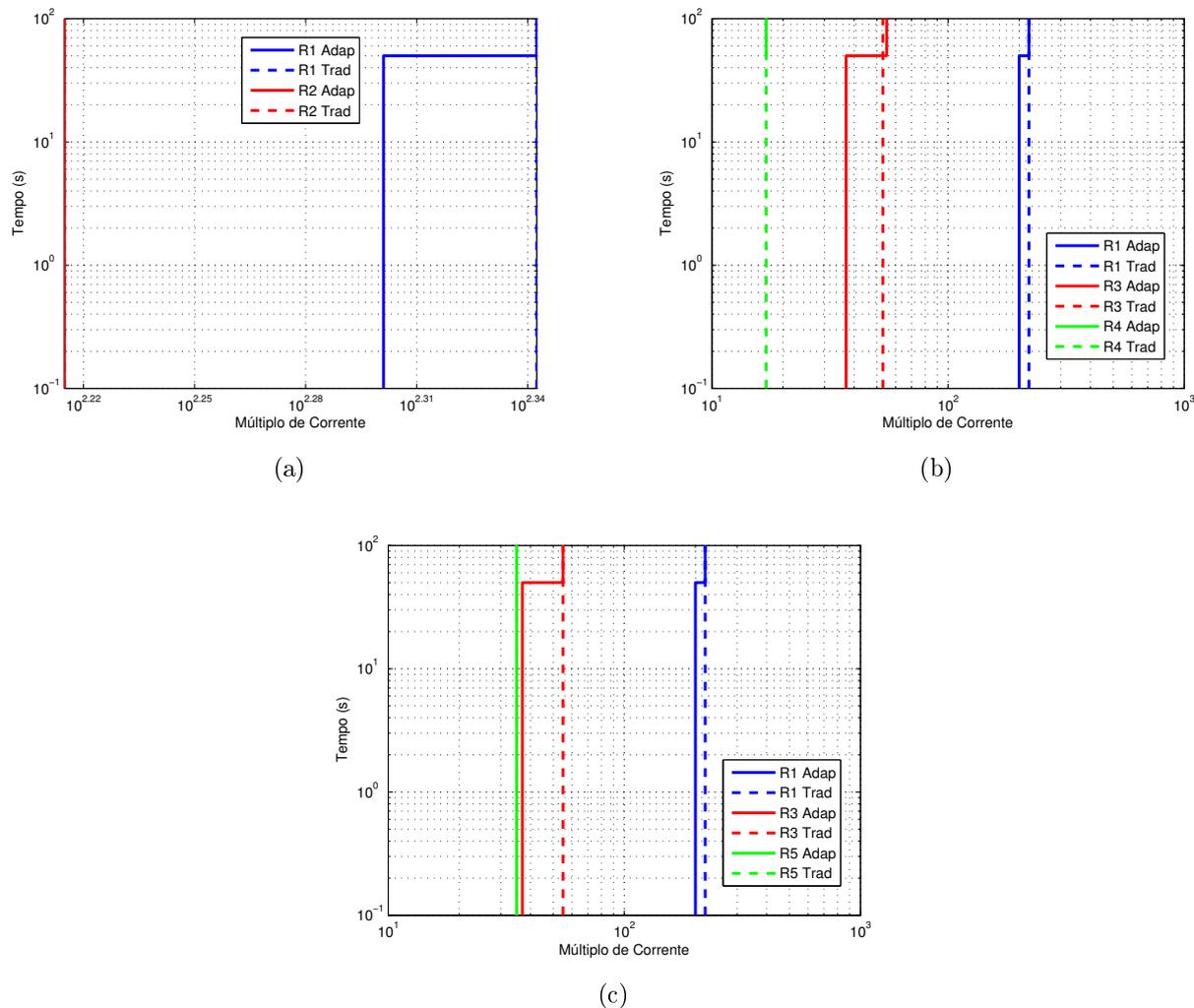


Figura 7.11: Coordenograma dos dispositivos de proteção de sobrecorrente instantâneas que protegem o sistema da Figura 7.1 obtidos por meio das técnicas tradicionais e adaptativas quando da entrada da *LT 4*: (7.11(a) *R1* – *R2*), (7.11(b) *R1* – *R3* – *R4*) e (7.11(c) *R1* – *R3* – *R5*).

A Figura 7.12 apresenta a comparação entre os valores das correntes de *pick-up* dos dispositivos de proteção compõem a rede apresentada na Figura 7.1 obtidos por meio das técnicas tradicionais e da técnica adaptativa proposta quando da saída da *LT 4*. Conforme pode-se verificar, os ajustes dos dispositivos *R1* e *R3*, que compõem uma das cadeias de proteção com o dispositivo que protege a linha *LT 4*.

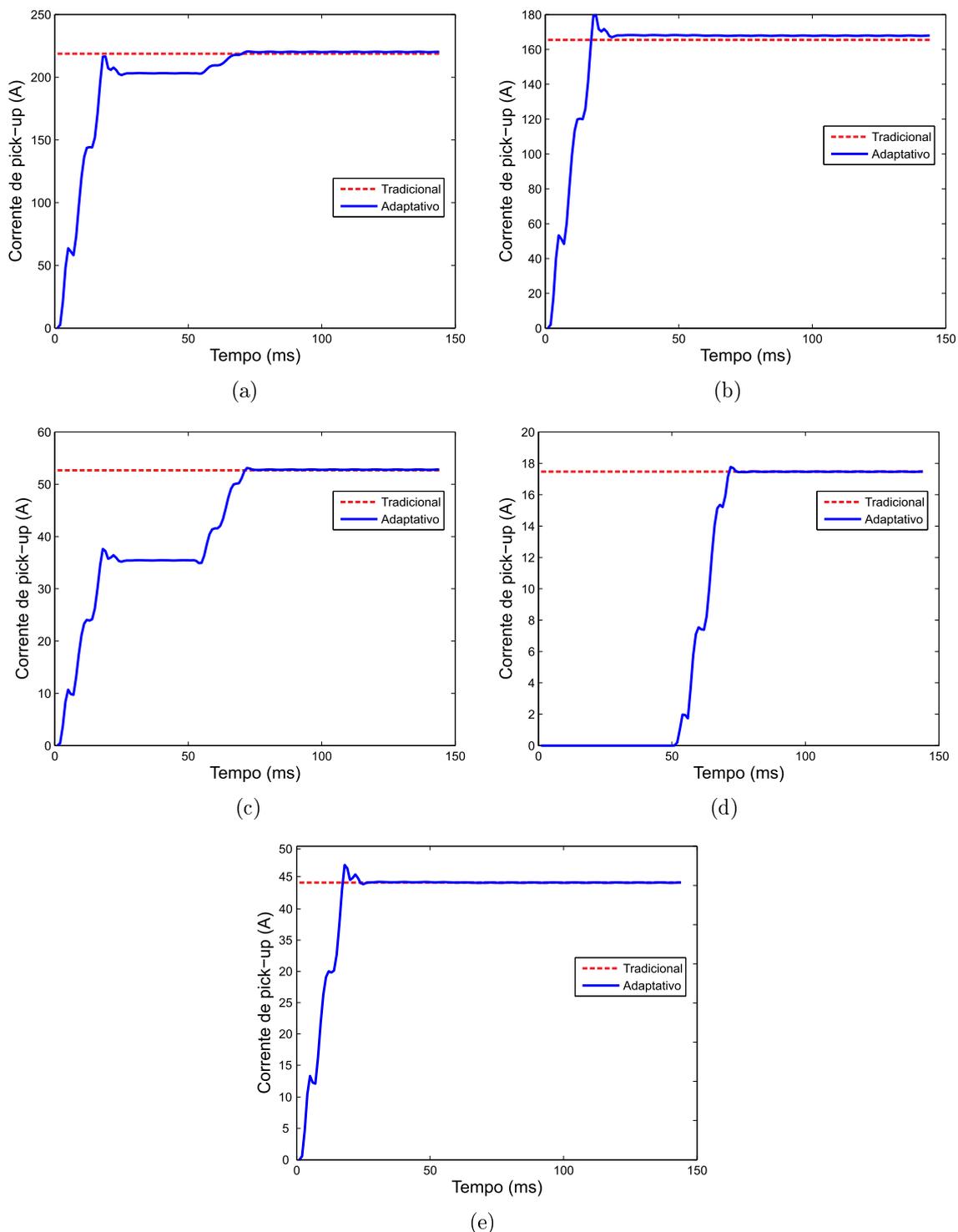


Figura 7.12: Corrente de *pick-up* das unidades instantâneas dos relés do sobrecorrente do sistema da Figura 7.1 obtidos por meio da técnica tradicional e da técnica proposta com a entrada da *LT* 4: (7.12(a)) Relé 1, (7.12(b)) Relé 2, (7.12(c)) Relé 3, (7.12(d)) Relé 4, (7.12(e)) Relé 5.

Através dos valores obtidos e mostrados nas Figuras 7.10 e 7.12 faltas foram aplicadas no sistema e uma comparação estatística realizada comparando os resultados obtidos por meio da técnica proposta e da tradicional. Os resultados dessa comparação são apresentados na Tabela

7.8.

Tabela 7.8: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.1 após a entrada da *LT* 4.

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	100%	100%	100%	100%
Bifásicas	100%	100%	100%	100%
Trifásicas	97,5%	100%	100%	100%

A Figura 7.13 contém um resumo do comparativo entre as duas técnicas. Conforme verificado, o dispositivo de proteção *R1* ajustado de acordo com as técnicas tradicionais de proteção não atua para uma falta trifásica a 50% da linha protegida, fato que não acontece quando a rede é ajustada de acordo com a técnica de coordenação proposta.

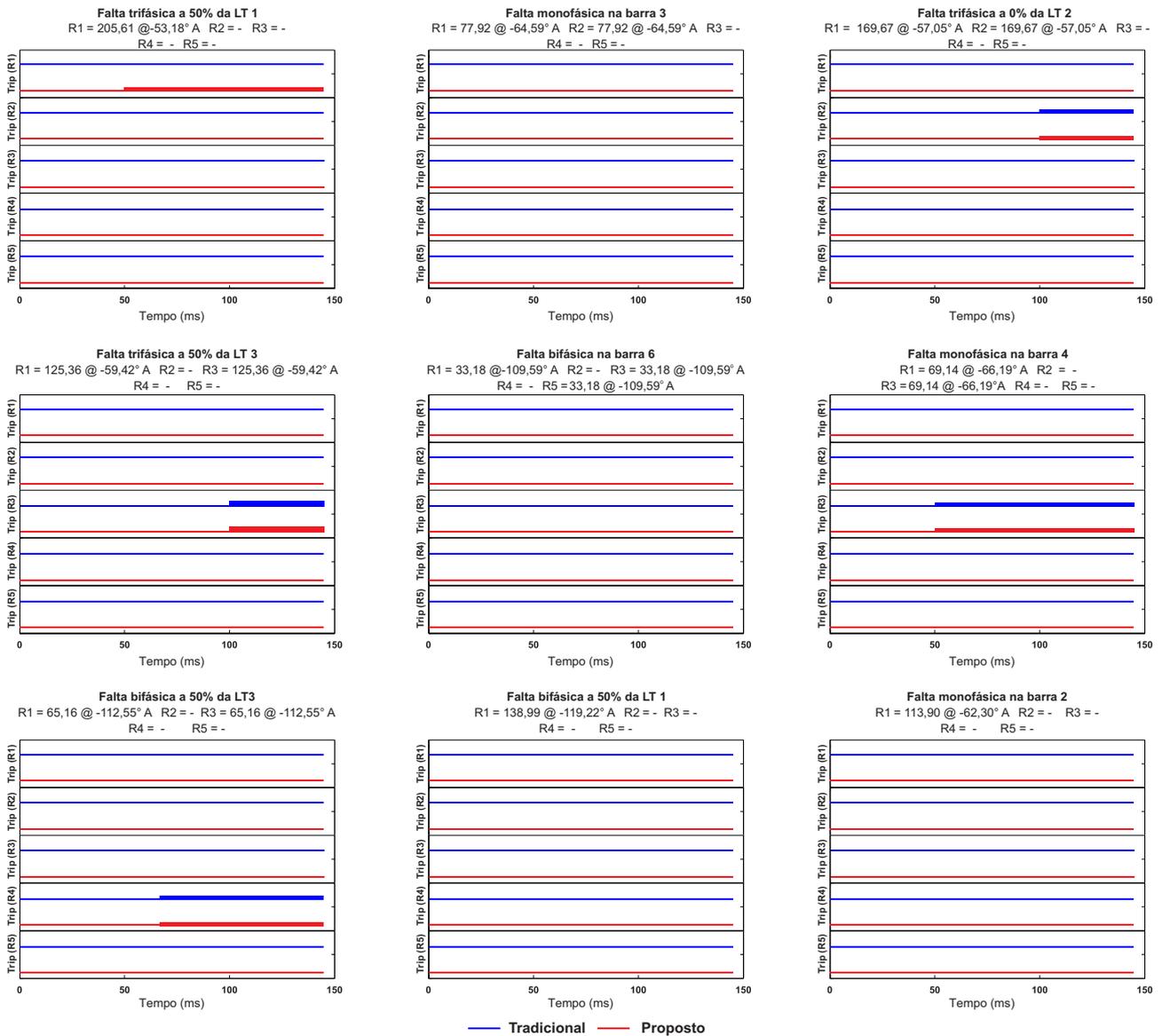


Figura 7.13: Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.1 após a entrada da *LT 4*.

## 7.2.2 Análise do Sistema de Proteção Adaptativa Para um Sistema Real

A análise do método de proteção adaptativa proposto para sistemas de distribuição sem a presença de geração distribuída se estendeu para utilização em uma rede baseada em um sistema de distribuição real operado pela Eletrobrás Distribuidora de Alagoas (EDAL). O sistema resultante das simplificações é mostrado na Figura 7.14 e todos os detalhes a cerca do sistema completo podem ser consultados no Apêndice D.

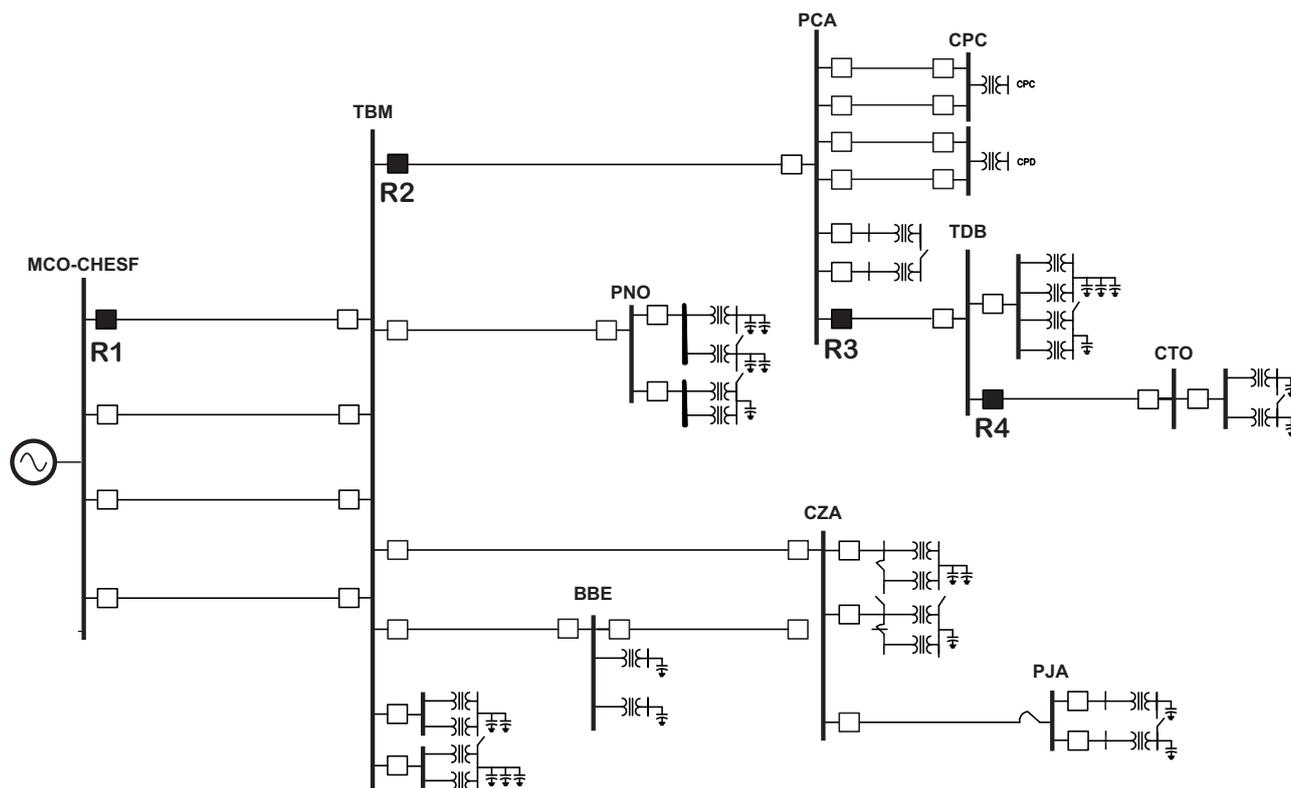


Figura 7.14: Sistema de distribuição baseado no regional Maceió/EDAL.

O sistema proposto é formado por um total de 15 barras e 16 linhas e possui uma potência instalada de cerca de 265 *MVA*.

Quatro dispositivos de proteção implementando a função de sobrecorrente instantânea foram instalados na rede conforme visto na Figura 7.14. O relé *R1* protege uma das linhas de entrada do sistema que faz fronteira do sistema de geração/transmissão operador pela CHESF. Como trata-se de uma linha muito curta uma importante característica pode ser observada: a relação entre as correntes de curto-circuito no início e no final da linha é aproximadamente igual a 1. De acordo com Anderson (1999) essa condição torna a coordenação desse dispositivo um tanto trabalhosa. Os relés *R2* e *R3* protegem linhas relativamente longas com 16,39 *km* e 10,3 *km*, respectivamente. Por fim, o relé *R4* protege uma linha de tamanho intermediário contendo 5 *km*.

### 7.2.2.1 Análise em Regime Permanente (Sem Modificações na Rede)

Inicialmente foi analisado o caso em que o sistema opera conforme mostrado na Figura 7.14. A determinação *online* dos equivalentes de rede puderam ser comparados com os obtidos por

meio do *software* CAPE e os resultados são mostrados na Tabela 7.9.

Tabela 7.9: Comparação entre os resultados obtidos para os equivalentes de rede usando o método proposto e os disponibilizados pelo *software* CAPE.

Relé	CAPE (pu)		Método proposto (pu)	
	Tensão	Impedância	Tensão	Impedância
<i>R1</i>	$1,02 + j0,056$	$0,0004 + 0,0023$	$1,02 + j0,05$	$0,0004 + j0,0023$
<i>R2</i>	$1,004 + j0,057$	$0,0004 + j0,0024$	$1,004 + j0,057$	$0,0004 + j0,00234$
<i>R3</i>	$0,978 + j0,13$	$0,0084 + j0,0145$	$0,98 + j0,123$	$0,0083 + j0,0145$
<i>R4</i>	$0,953 + j0,132$	$0,0105 + j0,0177$	$0,96 + j0,135$	$0,0105 + j0,01775$

Os ajustes das unidades instantâneas de sobrecorrente dos quatro dispositivos de proteção foram calculados através da técnica tradicional proposta por Anderson (1999), cujos resultados são mostrados na Tabela 7.10.

Tabela 7.10: Alcance e corrente de *pick-up* obtidos por meio da técnica tradicional para o sistema a Figura 7.14.

Relé	$h$ (%)	$I_{pick-up}(A)$
<i>R1</i>	50	23.000
<i>R2</i>	21.8	4950
<i>R3</i>	15.4	1700
<i>R4</i>	75.4	1200

Utilizando a técnica adaptativa proposta os alcances das unidades instantâneas de sobrecorrente obtidas são mostrados na Figura 7.15, onde é feita uma comparação do alcance obtido por meio da técnica proposta e o resultado obtido através das técnicas tradicionais.

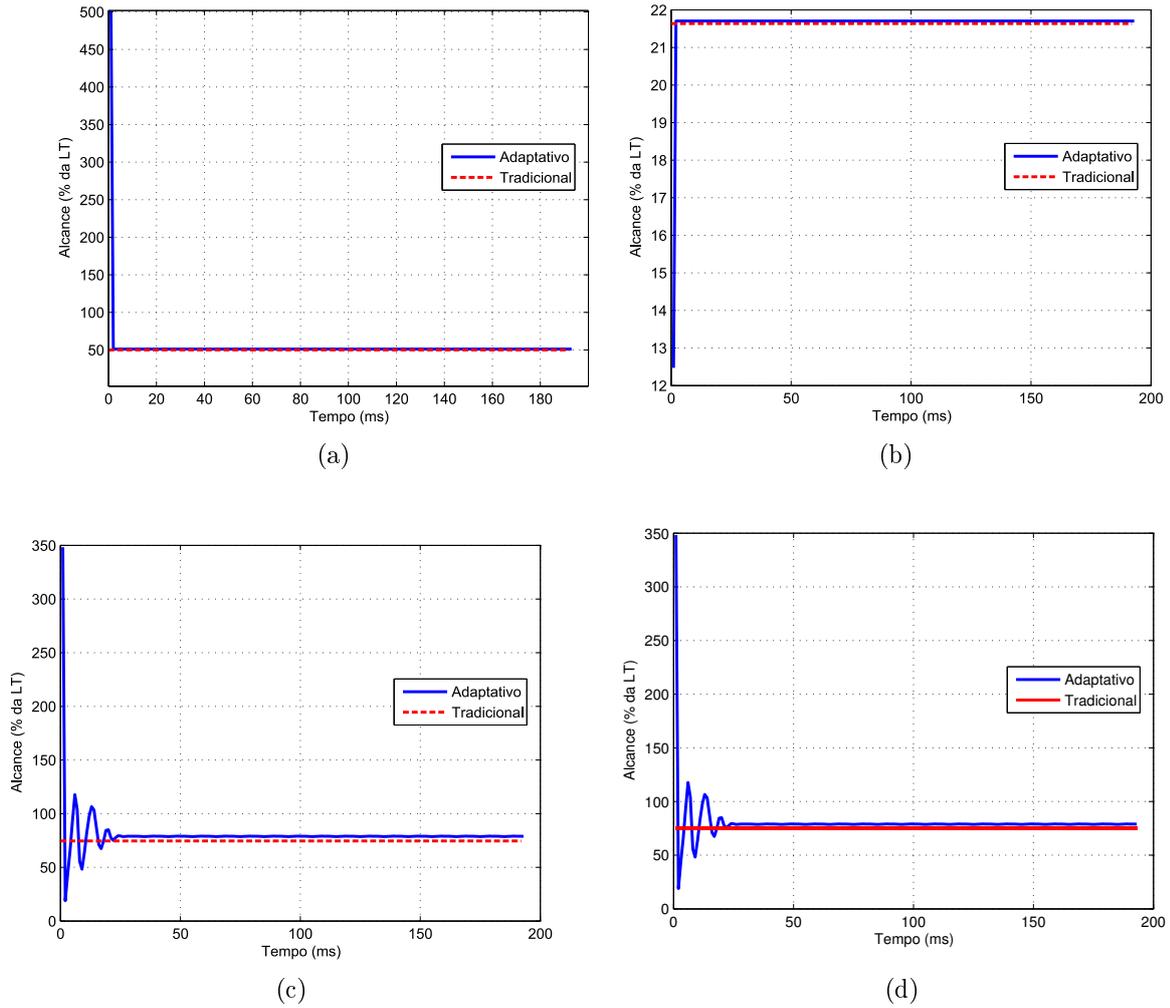


Figura 7.15: Alcance das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 sem nenhuma modificação na rede: (7.15(a)) Relé 1, (7.15(b)) Relé 2, (7.15(c)) Relé 3, (7.15(d)) Relé 4.

Para os alcances mostrados na Figura 7.15 as correntes de *pick-up* para as unidades instantâneas de sobrecorrente são as mostradas na Figura 7.17. Na Figura 7.16 pode-se visualizar o coordenograma dos ajustes obtidos através da técnica adaptativa.

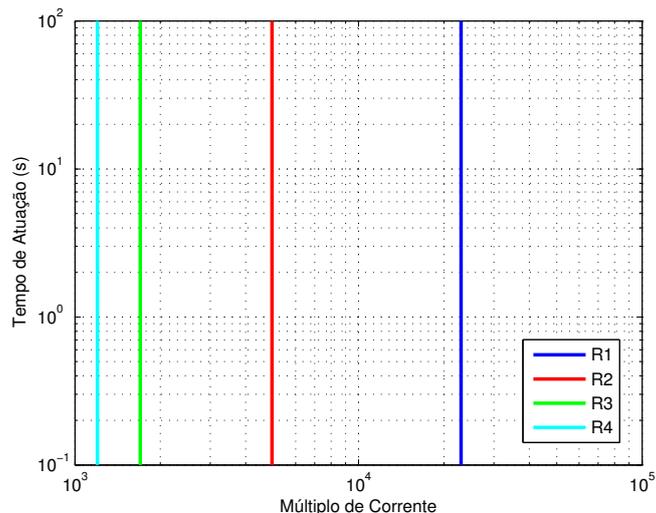


Figura 7.16: Coordenograma com os ajustes obtidos pela técnica adaptativa para o sistema da Figura 7.14 sem modificações na rede.

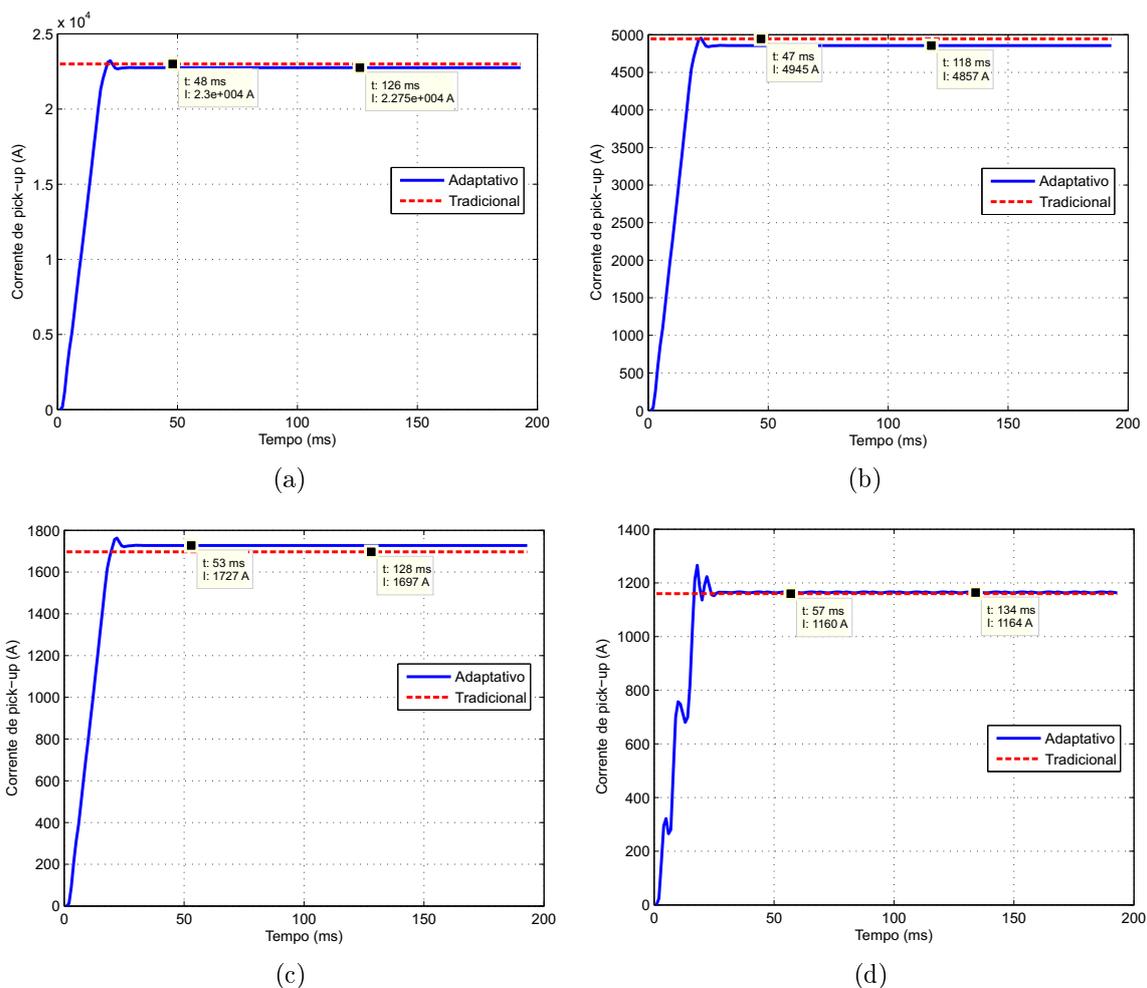


Figura 7.17: Correntes de *pick-up* das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 sem nenhuma modificação na rede: (7.17(a)) Relé 1, (7.17(b)) Relé 2, (7.17(c)) Relé 3, (7.17(d)) Relé 4.

Faltas foram aplicadas em diversas partes do sistema afim de comprovar o desempenho dos resultados obtidos pela técnica proposta. Os resultados são mostrados na Tabela 7.11 e na Figura 7.18.

Tabela 7.11: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.14 sem modificações na rede elétrica.

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	100%	100%	100%	100%
Bifásicas	100%	100%	100%	100%
Trifásicas	100%	100%	100%	100%

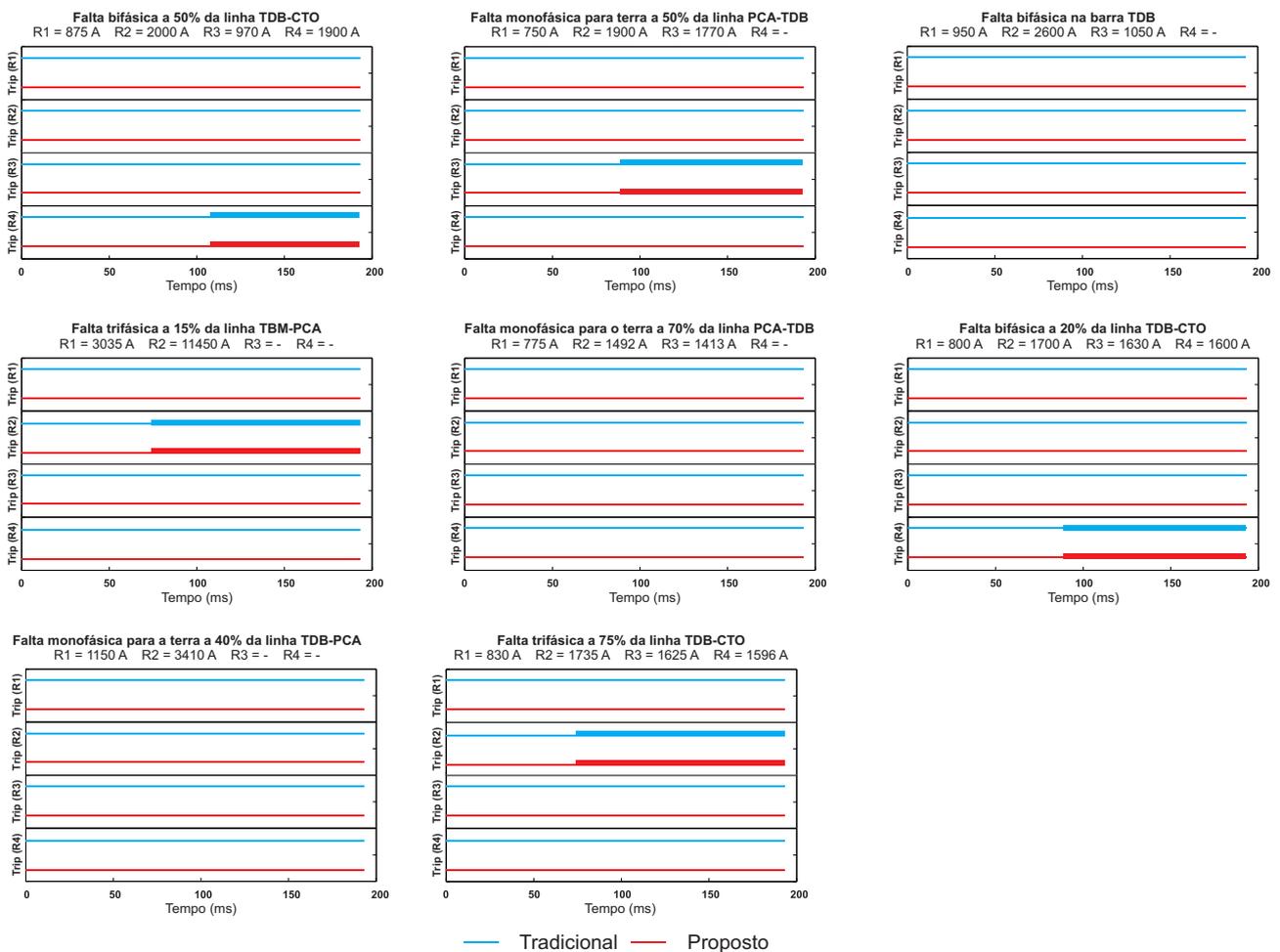


Figura 7.18: Atuação dos relés ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa proposta para o sistema mostrado na Figura 7.14 sem modificações na rede elétrica.

Conforme pode-se observar através das Figuras 7.16 e 7.18 o sistema proposto obteve valores

que proporcionaram a coordenação entre os quatro dispositivos da rede não tendo, para este caso, diferenças relevantes quando comparado com os resultados obtidos por meio das técnicas tradicionais de coordenação da proteção.

### 7.2.2.2 Saída de Linha do Sistema

A simulação do comportamento da técnica adaptativa frente a modificações topológicas no sistema foi verificada através da saída do circuito duplo que interliga as barras *CPA* e *CPD* do sistema da Figura 7.14. Em operação normal, as duas linhas suprem uma carga de 13,24 MW e 5,64 MVar e uma corrente de 138 A flui pelas mesmas.

A modificação na topologia da rede acarreta modificações relevantes no perfil de corrente visto pelos relés *R1* e *R2* enquanto que a corrente vista pelos demais dispositivos de proteção permanece praticamente sem alterações. Os fasores das correntes vistas pelos três relés pode ser visualizado na Figura 7.19. Através da análise dos sinais de tensão e corrente quando da saída das linhas que interligam as barras *CPA* e *CPD* os alcances das unidades de sobrecorrente instantânea obtidas pelos métodos tradicionais de coordenação e pela técnica adaptativa proposta para os quatro relés que compõem a rede de proteção são apresentados da Figura 7.20.

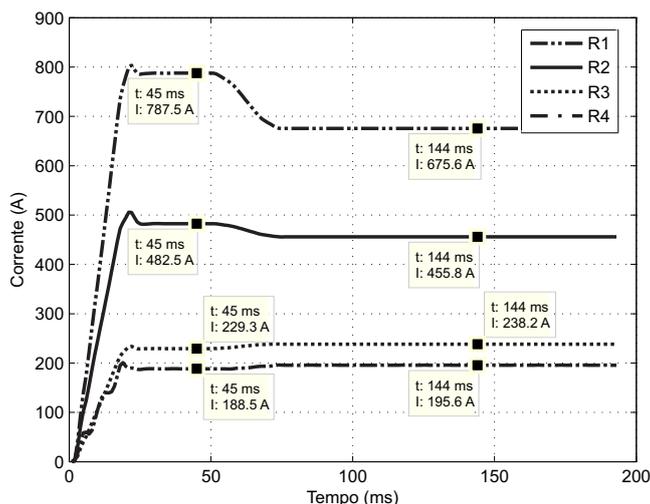


Figura 7.19: Amplitude dos fasores das correntes vistas pelos relés instalados no sistema mostrado na Figura 7.14 quando ocorre a saída das linhas que interligam as barras *CPA* e *CPD*.

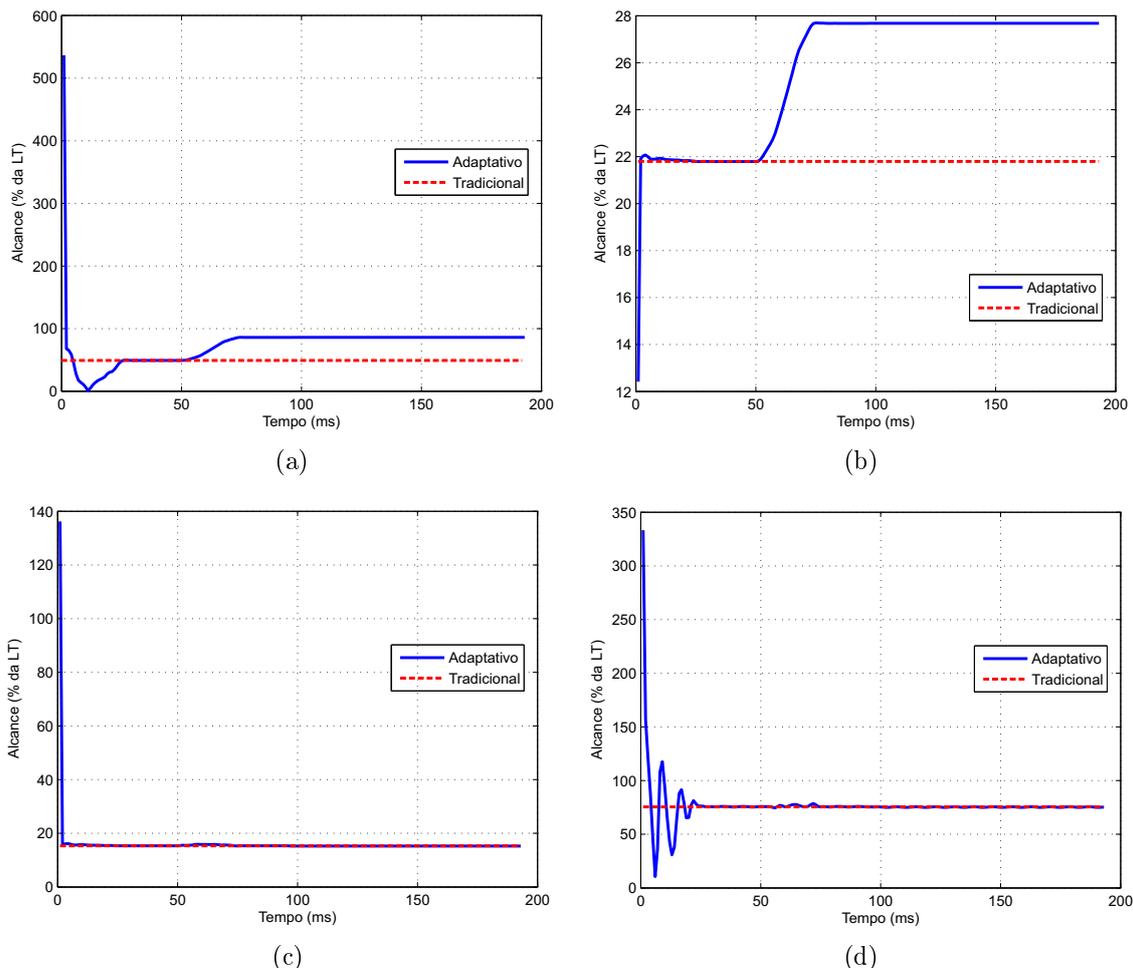


Figura 7.20: Alcance das unidades de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 quando ocorre a saída das linhas conectam as barras *CPA* e *CPD*: (7.20(a)) Relé 1, (7.20(b)) Relé 2, (7.20(c)) Relé 3, (7.20(d)) Relé 4.

Conforme verifica-se na Figura 7.20 há uma elevação no alcance das unidades instantâneas de sobrecorrente dos relés *R1* e *R2*, enquanto que para os relés *R3* e *R4* praticamente não ocorrem modificações. A não modificação no alcance das unidades justifica-se pela independência da corrente de carga vista pelos relés *R3* e *R4* que, como visto na Figura 7.19, não apresenta variações após a saída das linhas que interligam as barras *CPA* e *CPD*.

Para o caso analisado as correntes de *pick-up* dos relés *R1*, *R2*, *R3* e *R4* obtidas por meio da técnica proposta e o comparativo com os ajustes obtidos por meio de técnicas tradicionais é apresentado na Figura 7.21.

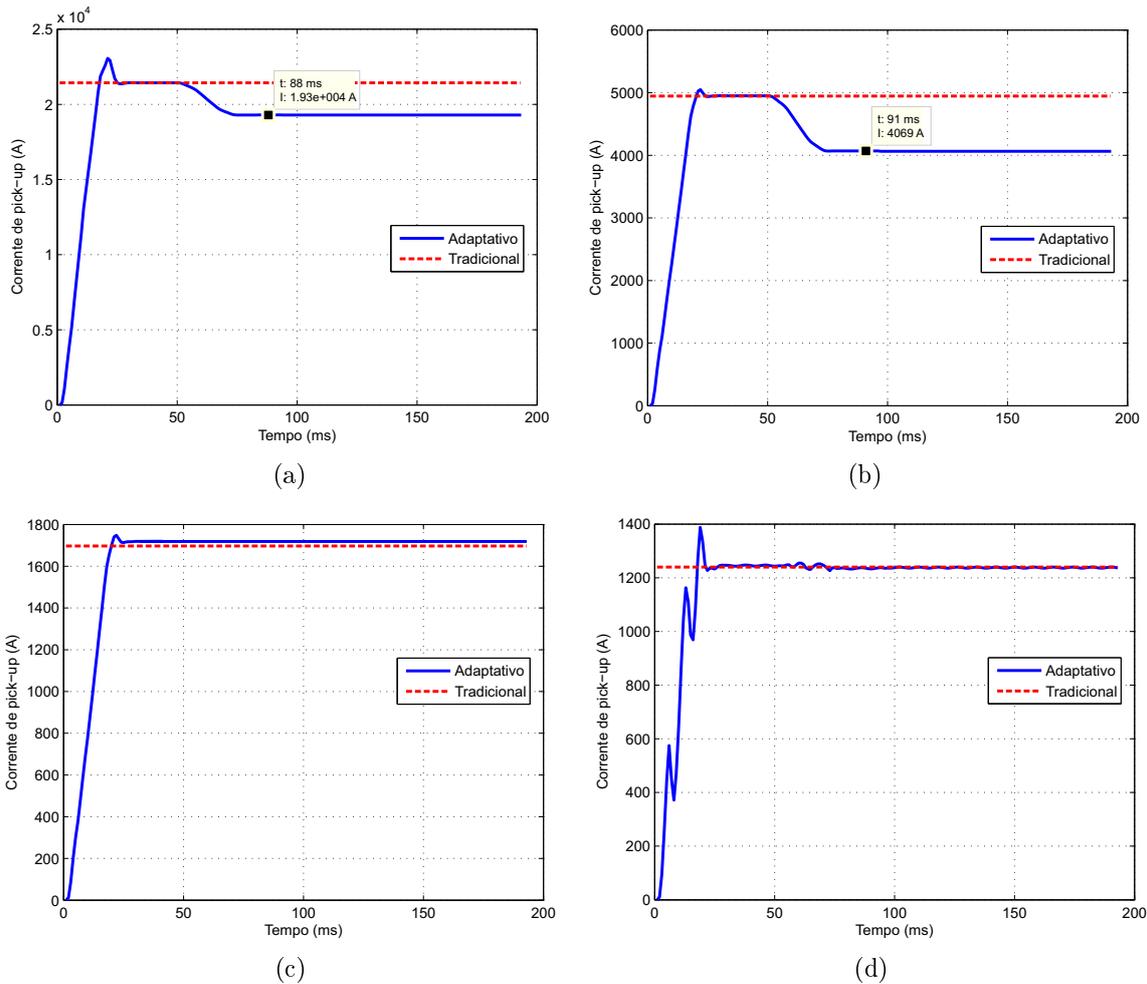


Figura 7.21: Corrente de *pick-up* das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 quando ocorre a saída das linhas conectam as barras *CPA* e *CPD*: (7.21(a)) Relé 1, (7.21(b)) Relé 2, (7.21(c)) Relé 3, (7.21(d)) Relé 4.

A Figura 7.22 mostra que com os resultados obtidos os quatro relés estão coordenados. Faltas foram aplicadas ao sistema operando com os ajustes obtidos pelos técnicas tradicionais e os obtidos pela técnica proposta. Na Figura 7.23 pode-se visualizar um extrato da operação dos dois sistemas.

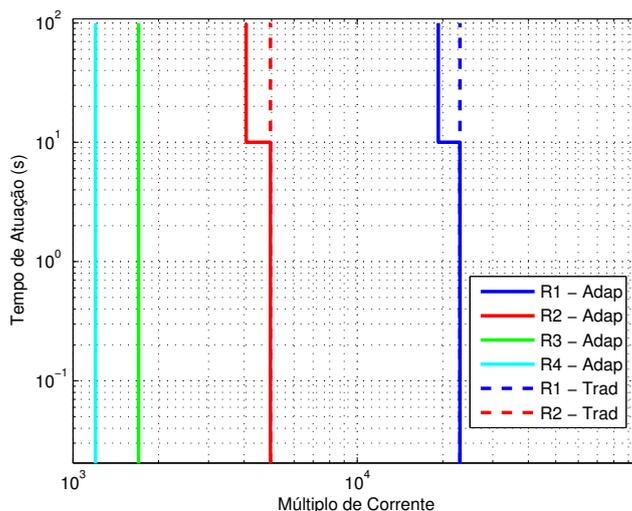


Figura 7.22: Coordenograma comparando as correntes de *pick-up* para os relés instalados no sistema mostrado na Figura 7.14 quando ocorre a saída das linhas que interligam as barras *CPA* e *CPD*.

O desempenho do sistema de proteção para algumas faltas é apresentado na Figura 7.23 e na Tabela 7.12. Através do coordenograma da Figura 7.22, é possível verificar que os resultados obtidos através da técnica proposta permitem a coordenação e a seletividade de todos os relés da rede.

Tabela 7.12: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.14 após o circuito duplo que interliga as barras *CPA* e *CPD*.

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	53,5%	97,2%	100%	100%
Bifásicas	91,2%	95,3%	100%	100%
Trifásicas	93,6%	98,6%	100%	100%

Através da análise da Figura 7.23 observa-se que para faltas nas linhas protegidas pelos relés *R1* e *R2*, modificações no comportamento do sistema de proteção são verificadas. Para uma falta trifásica ocorrida a 70% da linha protegida por *R1* o relé ajustado de acordo com a técnica adaptativa consegue eliminar a falta em sua unidade instantânea que conforme visto na Figura 7.20 passou a operar para um valor de alcance em torno de 85% da linha. Já o dispositivo

ajustado de acordo com as técnicas tradicionais, operando para um alcance de cerca de 60% não elimina a falta.

Uma falta monofásica no limite da zona de operação do relé  $R2$  (20% conforme visto na Figura 7.20) é um outro caso para o qual o dispositivo ajustado com os valores obtidos por meio das técnicas tradicionais não é capaz de eliminar a condição anormal. Já o relé que opera ajustado com a técnica adaptativa proposta, elimina a falta através da unidade instantânea de sobrecorrente, a qual apresenta um acréscimo no valor do alcance.

Nos casos em que não há a eliminação da falta pela unidade instantânea de sobrecorrente uma outra unidade deveria eliminá-la. Na prática a unidade temporizada de sobrecorrente, ou uma outra função, como a de distância, poderiam ser utilizadas, de acordo com a arquitetura da rede. Entretanto, no âmbito desta tese considera-se que apenas a unidade instantânea de sobrecorrente é responsável pela proteção do sistema, logo para os casos em que apenas o relé ajustado de acordo com as técnicas adaptativas opera a condição de falta permaneceria caso o sistema fosse protegido por relés ajustados por meio das técnicas tradicionais.

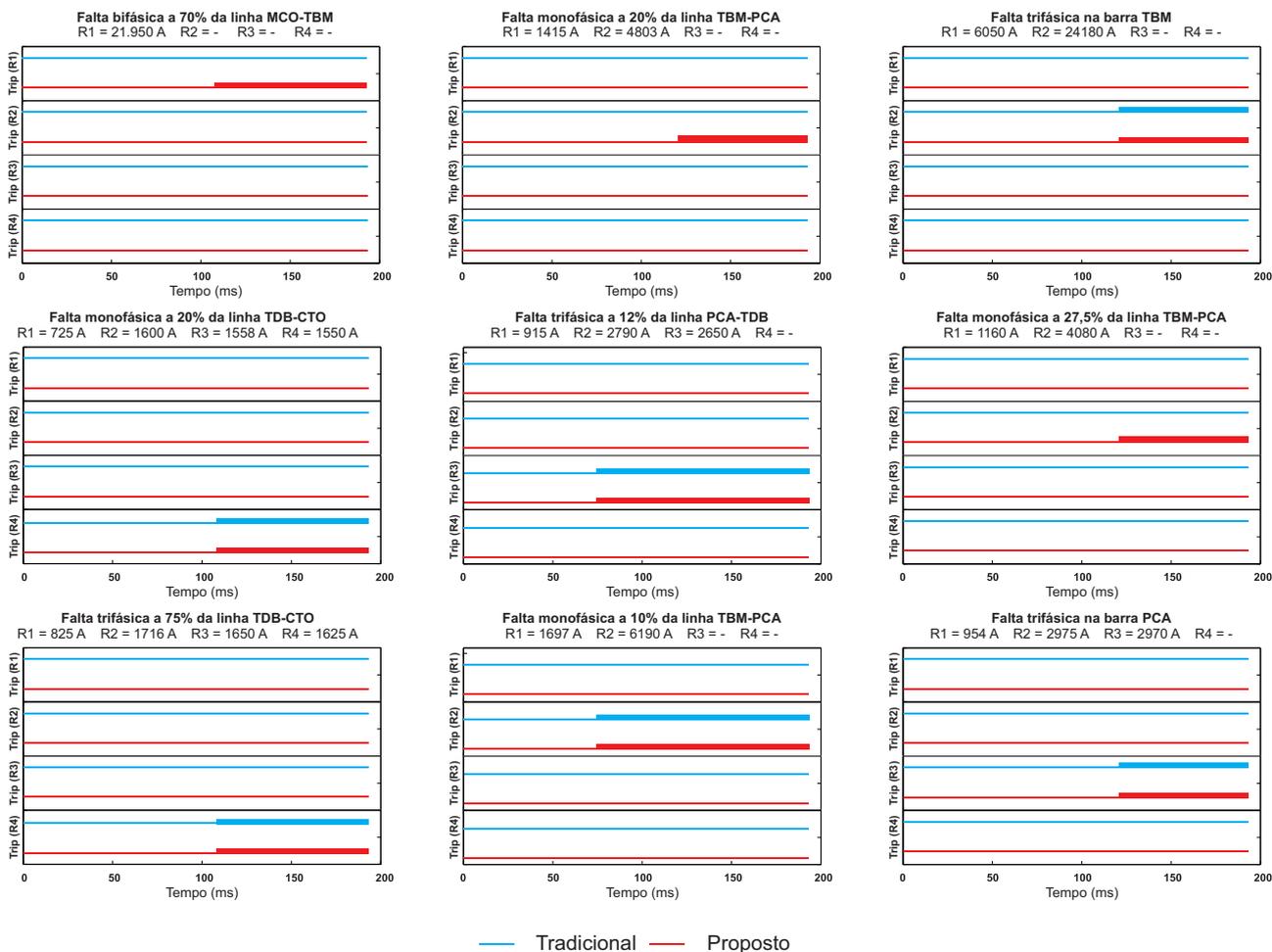


Figura 7.23: Atuação dos relés ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa proposta para o sistema mostrado na Figura 7.14 após o circuito duplo que interliga as barras *CPA* e *CPD*.

### 7.2.2.3 Acréscimo da Potência de Carga Instalada

Modificações no perfil de carga do sistema são fenômenos comuns, principalmente nos sistemas de distribuição. Nesses casos, variações na corrente de carga do sistema são verificadas e, em alguns casos, também modificações nos equivalentes de rede.

A identificação das mudanças operacionais na rede elétrica é feita através do bloco analógico do CCS, conforme visto na seção 6.3.

Para analisar o comportamento do sistema proposto frente a esta modificação, alterações na potência da carga instalada na barra *CTO* do sistema mostrado da Figura 7.14 foram realizadas. Na Figura 7.24 são apresentadas as amplitudes dos fasores de corrente vistos por cada um dos quatro relés que protegem a rede.

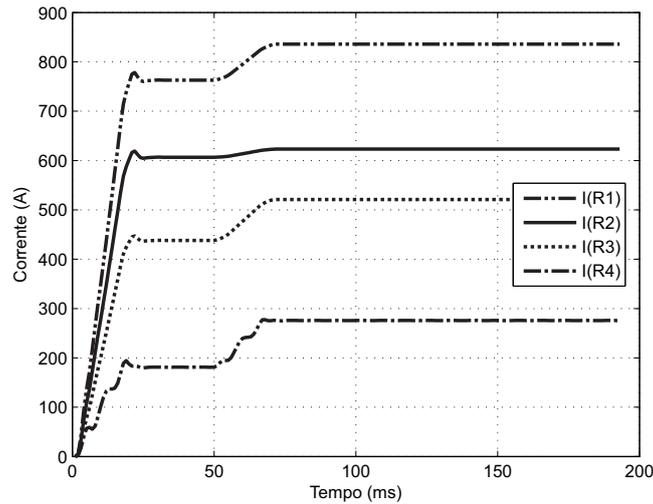


Figura 7.24: Corrente vista pelos relés que protege o sistema mostrado na Figura 7.14 após modificações na potência da carga instalada na barra *CTO*.

A mudança na potência da carga instalada na barra *CTO* pode provocar modificações nos ajustes dos dispositivos de proteção da rede. Entretanto, a mudança referida acarreta também mudanças nos equivalentes de rede no ponto de instalação dos relés. A Figura 7.25 apresenta as modificações na impedância de rede para os quatro dispositivos de proteção.

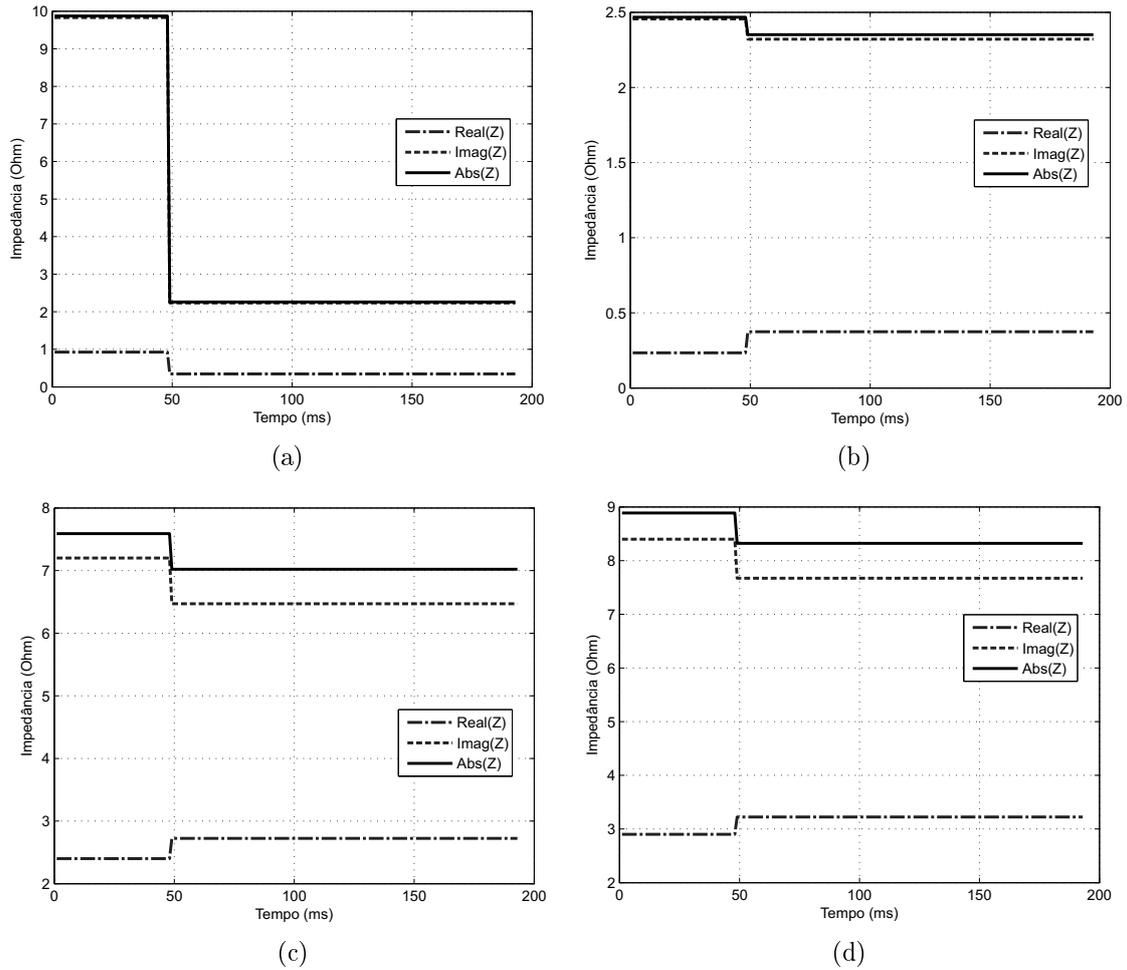


Figura 7.25: Impedâncias vistas pelos relés com as modificações na potência da carga instalada na barra *CTO* para o sistema da Figura 7.14 sem nenhuma modificação na rede: (7.25(a)) Relé 1, (7.25(b)) Relé 2, (7.25(c)) Relé 3, (7.25(d)) Relé 4.

Considerando a diminuição verificada na impedância equivalente vista pelos dispositivos de proteção, o método proposto obteve as correntes de *pick-up* mostradas na Figura 7.26.

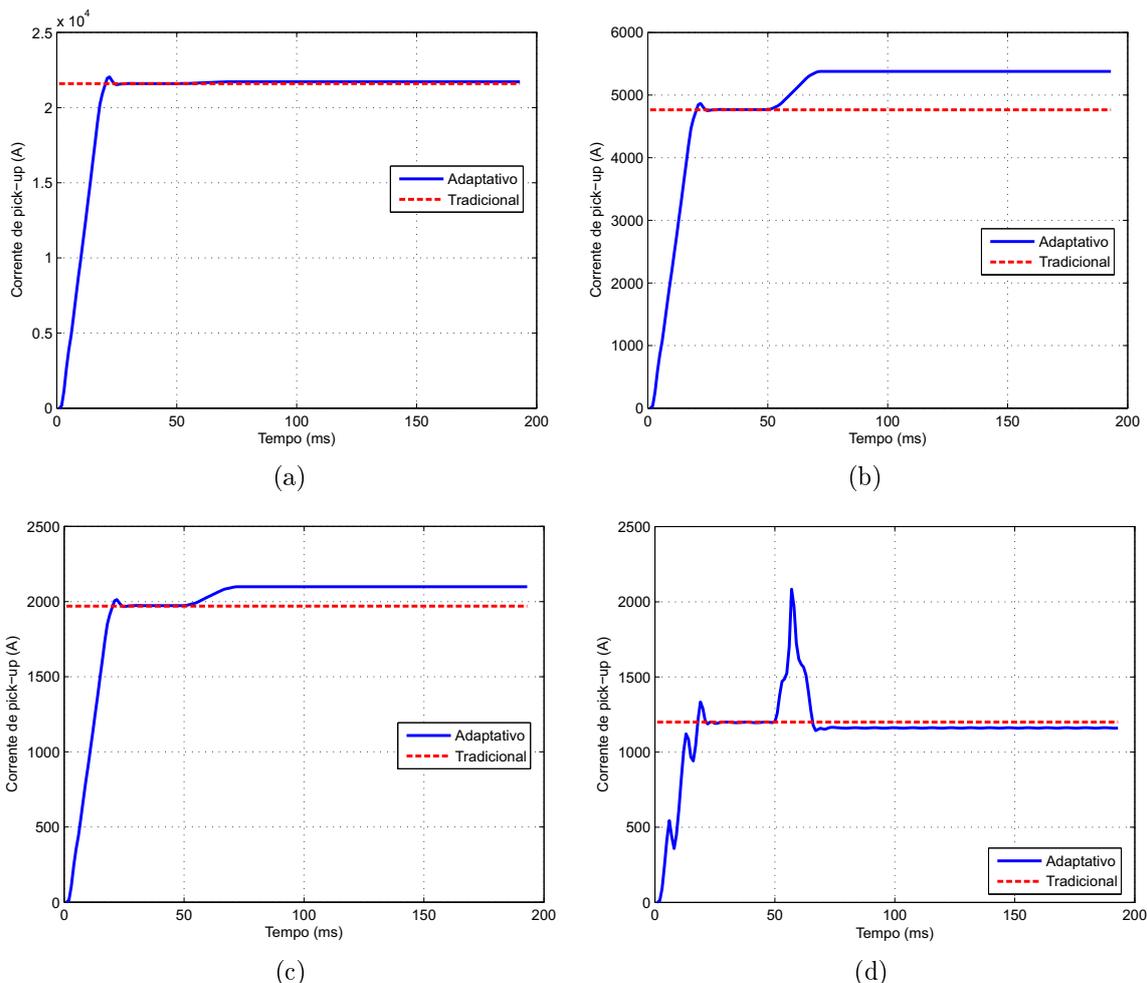


Figura 7.26: Corrente de *pick-up* das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 para modificações na potência da carga instalada na barra *CTO*: (7.26(a)) Relé 1, (7.26(b)) Relé 2, (7.26(c)) Relé 3, (7.26(d)) Relé 4.

O desempenho do sistema de proteção frente algumas situações de falta é mostrado na Figura 7.27 e na Tabela 7.13. Como pode-se observar, para os relés *R2* e *R3* ocorre uma leve elevação no valor da corrente de *pick-up* o que torna a zona de proteção da unidade instantânea de sobrecorrente menor. Entretanto, em todos os casos simulados o sistema de proteção adaptativa permite eliminar todas as faltas que ocorrem dentro das zonas de atuação de cada relé.

Tabela 7.13: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.14 após modificação na potência da carga instalada na barra *CTO*.

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	100%	100%	100%	100%
Bifásicas	100%	100%	100%	100%
Trifásicas	100%	100%	100%	100%

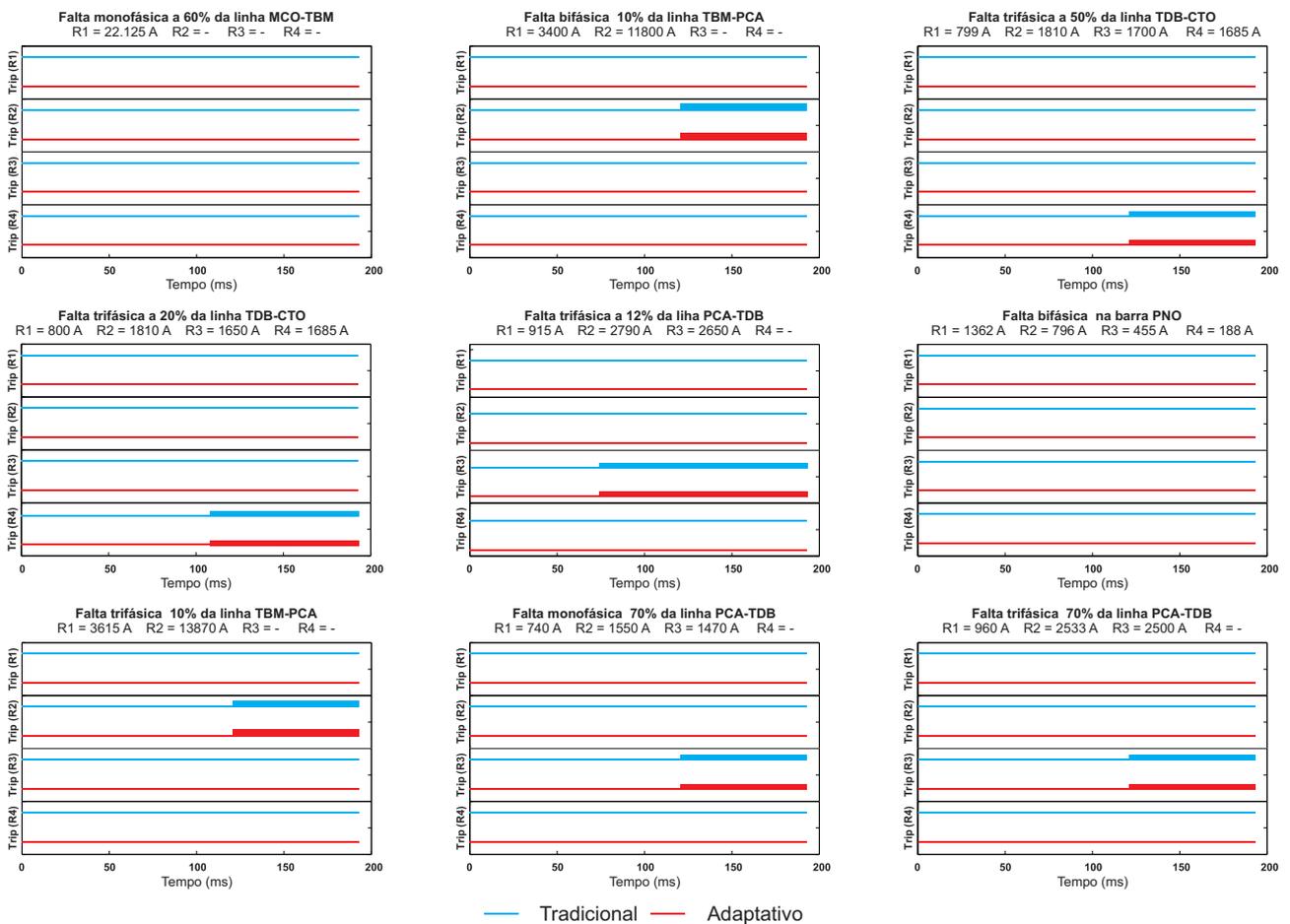


Figura 7.27: Atuação dos relés ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa proposta para o sistema mostrado na Figura 7.14 após modificação na potência da carga instalada na barra *CTO*.

#### 7.2.2.4 Diminuição da Potência de Carga

Para analisar o desempenho do sistema de proteção adaptativa proposto, uma diminuição de 50% na potência das cargas instaladas nas barras *TBM* e *PJA* do sistema mostrado na Figura 7.14 foi realizada.

A Figura 7.28 apresenta a amplitude dos fasores de corrente vistas pelos quatro dispositivos de proteção conectado à rede.

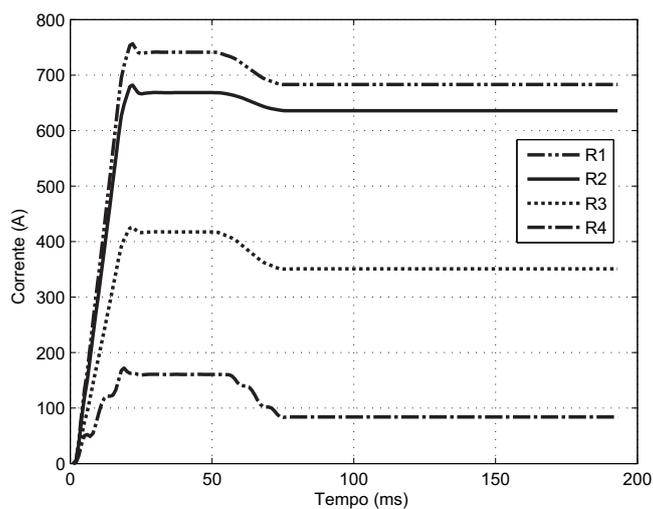


Figura 7.28: Corrente vista pelos relés que protege o sistema mostrado na Figura 7.14 após diminuição na potência das cargas instaladas nas barras *TBM* e *PJA*.

Uma comparação entre os resultados obtidos pela técnica proposta e pela técnica tradicional é mostrada na Figura 7.29. A análise de figura permite observar que a coordenação entre os dispositivos de proteção é alcançada para os quatro dispositivos de proteção que compõem a rede. Na Figura 7.29 é mostrado um resumo de operação dos dispositivos de proteção ajustados com a técnica tradicional e com a técnica proposta para algumas condições de falta simuladas no sistema.

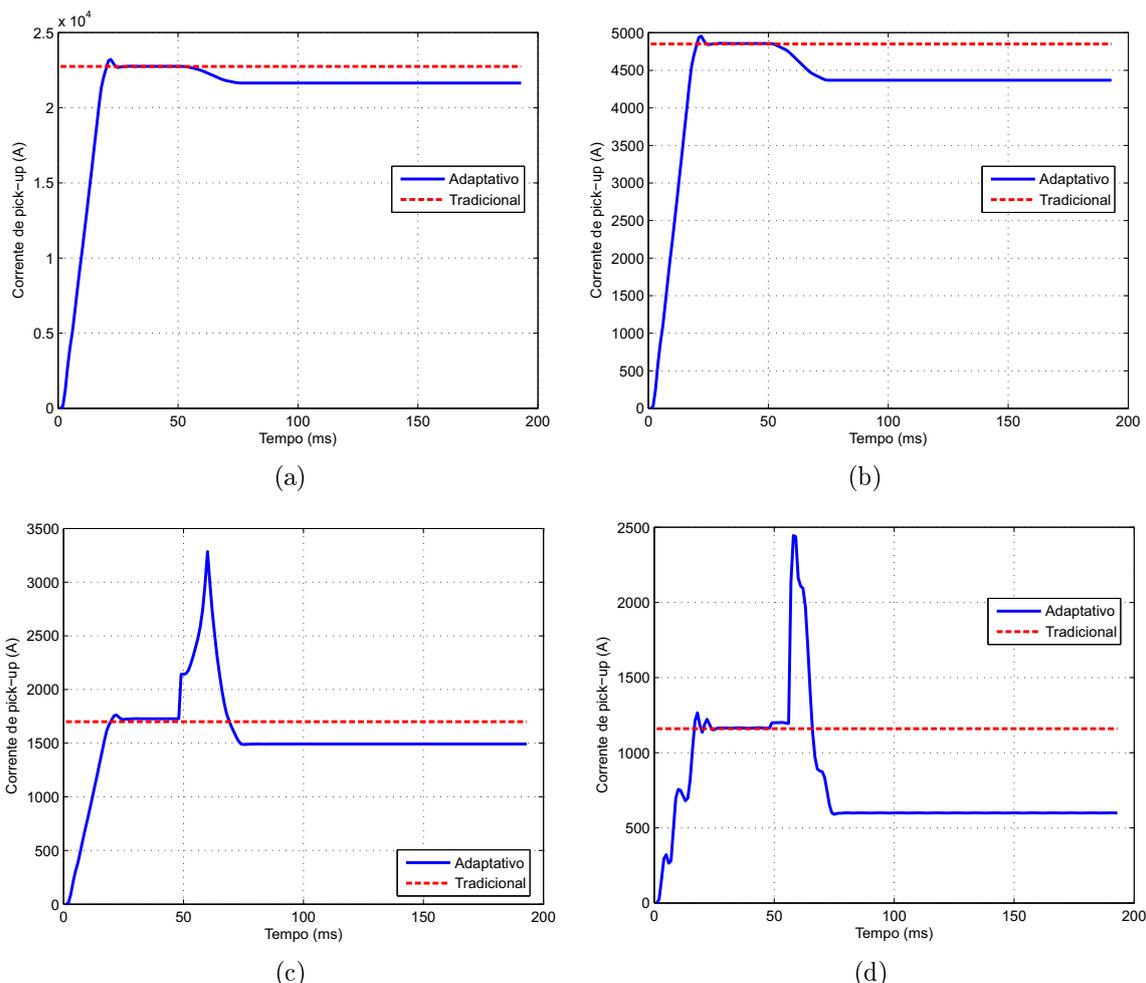


Figura 7.29: Corrente de *pick-up* das unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.14 após a diminuição na potência da carga instalada nas barras *TBM* e *PJA*: (7.29(a)) Relé 1, (7.29(b)) Relé 2, (7.29(c)) Relé 3, (7.29(d)) Relé 4.

Assim como no caso do aumento da potência de carga instalada no sistema, não foram verificadas grandes variações no comportamento do sistema de proteção no caso da diminuição na potência mostrada. Mesmo havendo uma redução de 50% na potência da carga instalada em duas das maiores barras do sistema, o sistema formado pelos dispositivos ajustados de acordo com as técnicas adaptativas é capaz de manter a coordenação entre os quatro dispositivos do sistema conforme verificado na Figura 7.30 e na Tabela 7.14.

No caso apresentado da diminuição da carga instalada no sistema, verifica-se que a unidades instantânea de sobrecorrente apresenta um sobre-alcance que acarretou a não atuação do dispositivo operando de acordo com as técnicas tradicionais para uma falta monofásica a 80% da linha que interliga as barras *TDB* e *CTO*.

Tabela 7.14: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.14 após diminuição na potência das cargas instaladas nas barras *TBM* e *PJA*.

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	100%	100%	100%	100%
Bifásicas	100%	100%	100%	100%
Trifásicas	100%	100%	100%	100%

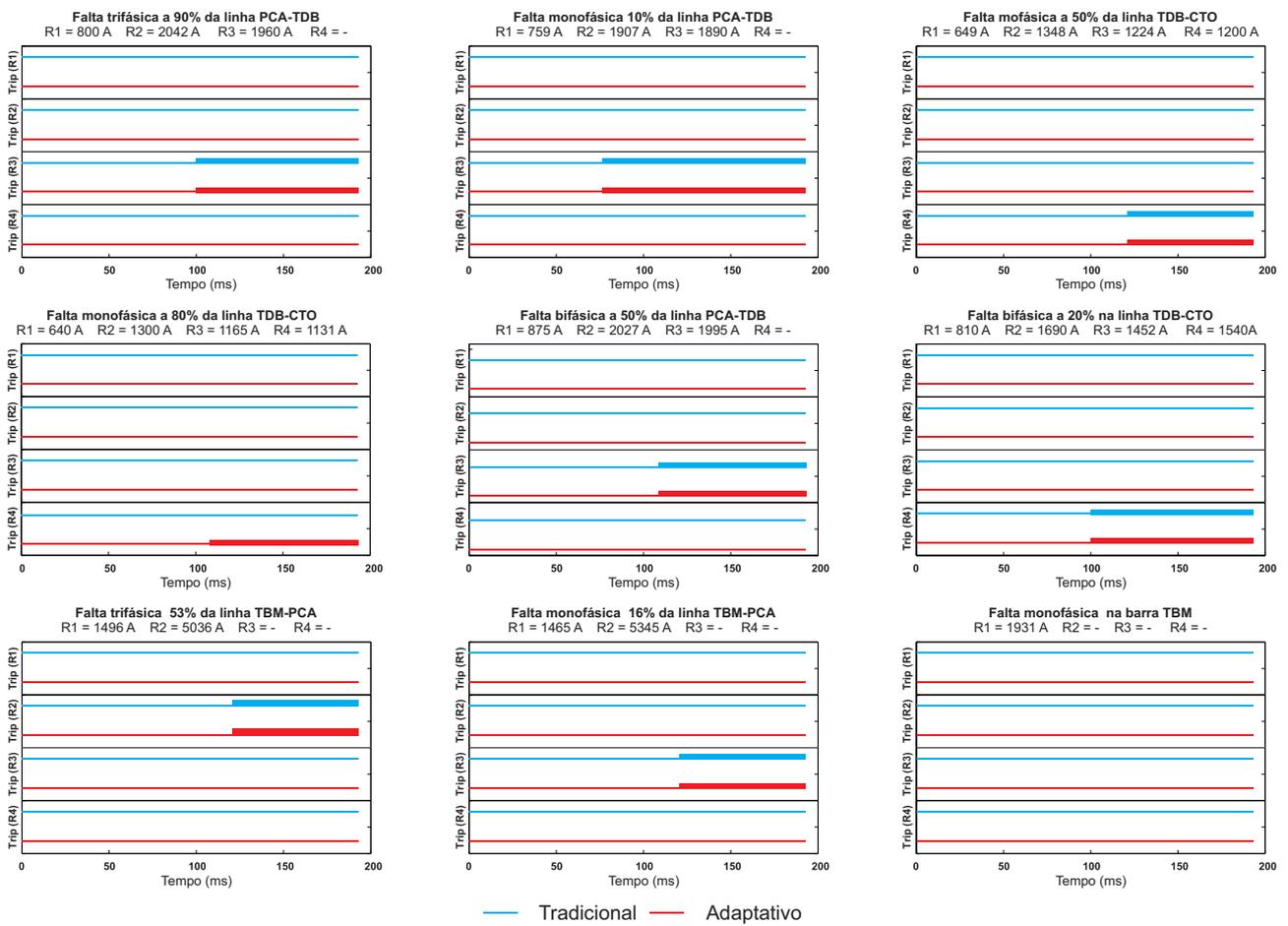


Figura 7.30: Atuação dos relés ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa proposta para o sistema mostrado na Figura 7.14 após diminuição na potência das cargas instaladas nas barras *TBM* e *PJA*.

### 7.3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A análise do sistema de proteção adaptativa proposto para sistemas de distribuição com a presença da geração distribuída foi realizada também utilizando um sistema baseado no Regional Maceió operado pela EDAL. O sistema mostrado na Figura 7.31.

O sistema proposto é formado por 11 barras, 21 linhas e potência instalada de 265 *MVA*. Duas unidades de geração distribuída conectam-se ao sistema através das barras *CPC* e *CZA* e são capazes de suprir em torno de 40% da carga total do mesmo.

A proteção da rede é realizada por meio de seis dispositivos direcionais de sobrecorrente instantânea conforme ilustrado na Figura 7.31.

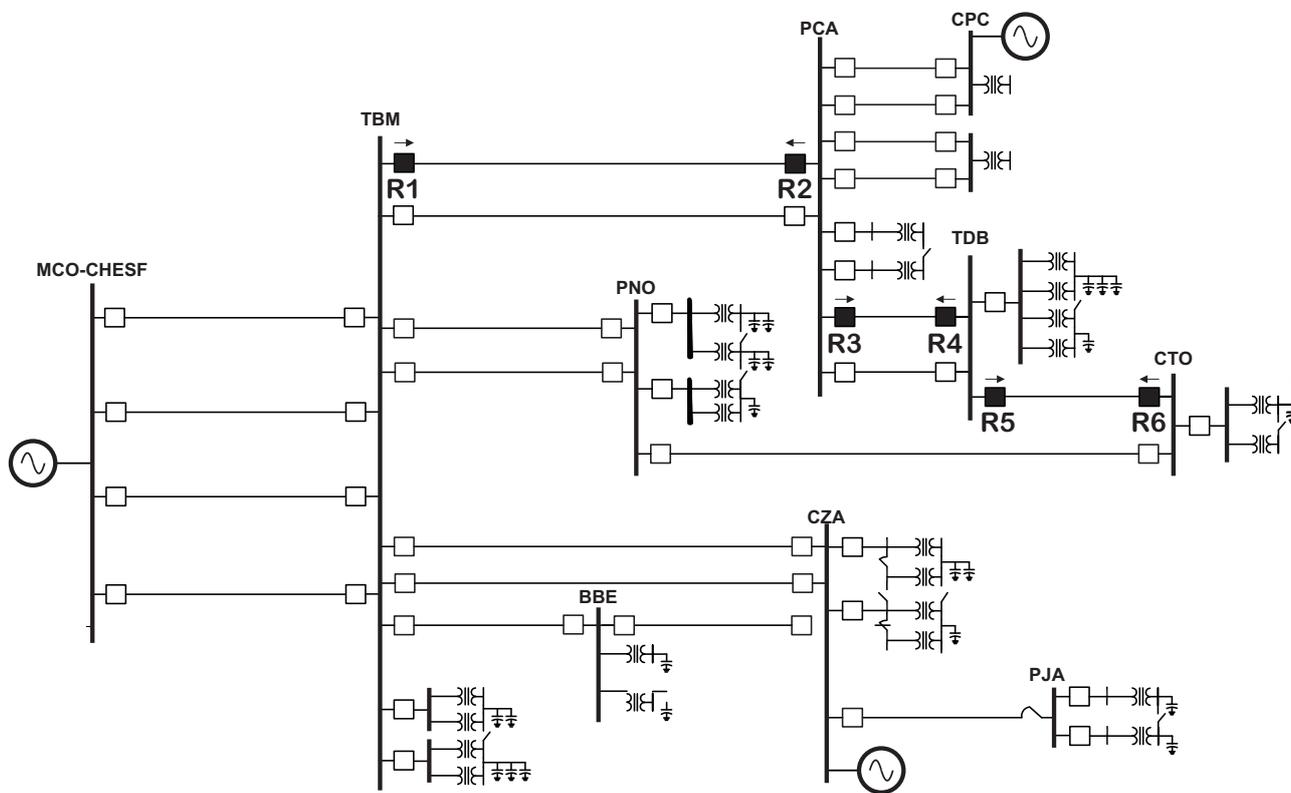


Figura 7.31: Sistema de distribuição com geração distribuída utilizado para testes.

#### 7.3.1 Análise em Regime Permanente (Sem Modificações no Sistema)

A análise do sistema proposto de proteção adaptativa para sistemas com geração distribuída iniciou-se com uma análise na qual não ocorre nenhuma modificação na rede, estando esta operando conforme mostrado na Figura 7.31.

A avaliação do cálculo *online* dos equivalentes de rede vistos por cada relé foi realizado utilizando como parâmetro os dados obtidos utilizando o *software* CAPE. Conforme verificado na Tabela 7.15 os resultados obtidos pela técnica adaptativa não apresentam grandes discrepâncias com relação aos resultados do CAPE.

Tabela 7.15: Comparação da determinação online dos equivalentes entre a técnica online utilizada e os resultados disponibilizados pelo CAPE.

Relé	CAPE (pu)				Proposto (pu)			
	Tensão		Impedância		Tensão		Impedância	
	Local	Remoto	Local	Remoto	Local	Remoto	Local	Remoto
<i>R1</i>	1,02 + <i>j</i> 0,056	0,998 + <i>j</i> 0,157	0,0022 + <i>j</i> 0,0195	0,0086 + <i>j</i> 0,0422	1,024 + <i>j</i> 0,057	0,999 + <i>j</i> 0,158	0,0022 + <i>j</i> 0,0196	0,0085 + <i>j</i> 0,0424
<i>R2</i>	0,998 + <i>j</i> 0,157	0,984 + <i>j</i> 0,256	0,0086 + <i>j</i> 0,0422	0,0167 + <i>j</i> 0,0625	0,997 + <i>j</i> 0,158	0,987 + <i>j</i> 0,255	0,0086 + <i>j</i> 0,0422	0,0167 + <i>j</i> 0,0625
<i>R3</i>	0,984 + <i>j</i> 0,256	0,967 + <i>j</i> 0,287	0,0167 + <i>j</i> 0,0625	0,0124 + <i>j</i> 0,0584	0,984 + <i>j</i> 0,256	0,967 + <i>j</i> 0,287	0,0166 + <i>j</i> 0,0624	0,0125 + <i>j</i> 0,0585

Aplicando as técnicas tradicionais de coordenação da proteção, os resultados obtidos para os relés que compõem o sistema são mostrados na Tabela 7.16. Através da técnica adaptativa proposta os resultados para o alcance são mostrados na Figura 7.32.

Tabela 7.16: Resultados obtidos pela técnica tradicional de coordenação da proteção.

Relé	$h$ (%)	$I_{pick-up}(A)$
<i>R1</i>	Local	86
	Remoto	36
<i>R2</i>	Local	42
	Remoto	38
<i>R3</i>	Local	25
	Remoto	40

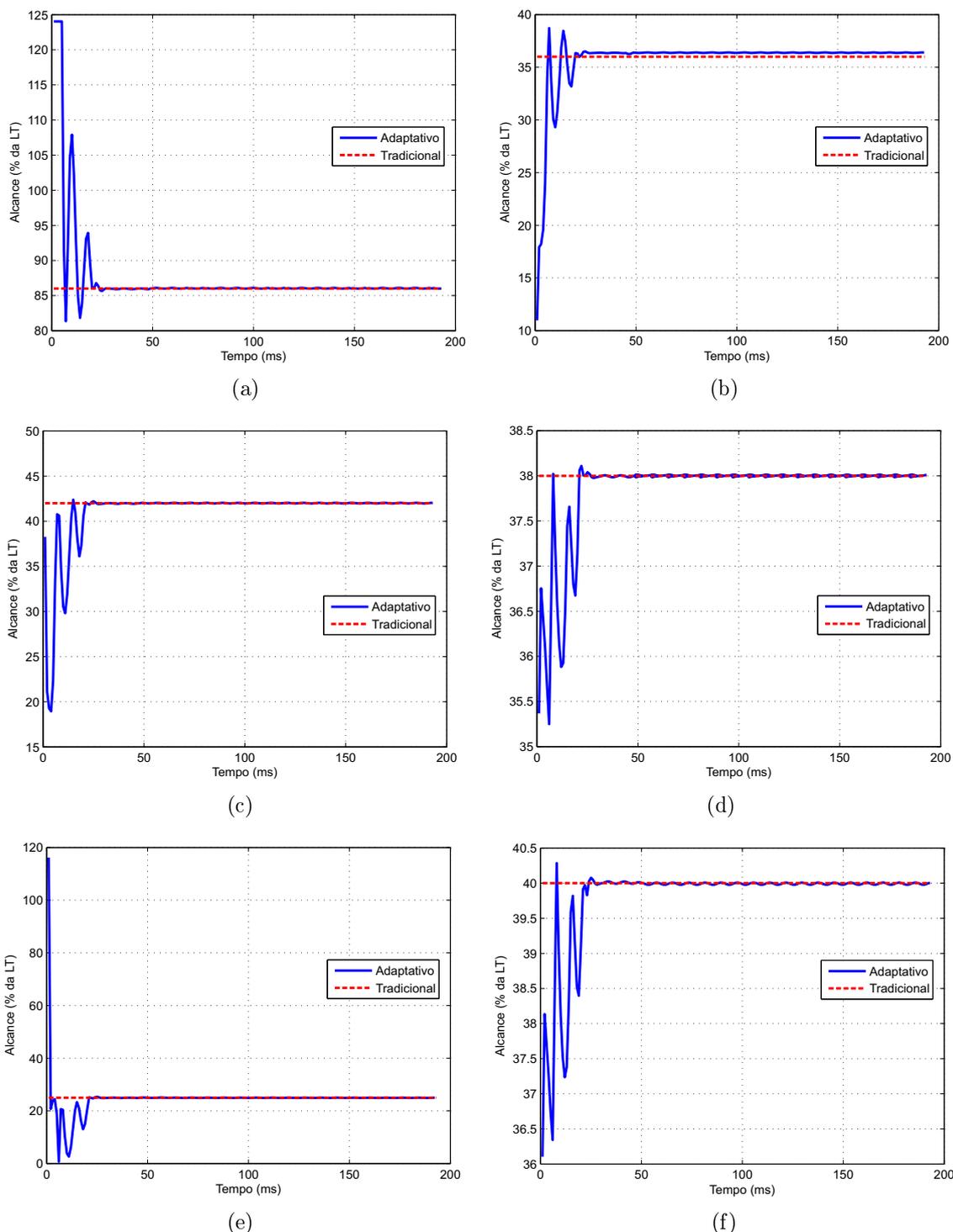


Figura 7.32: Alcance da unidade de sobrecorrente instantânea obtidas por meio da técnica tradicional e da técnica proposta para o sistema da Figura 7.31 quando nenhuma modificação ocorre na rede: (7.32(a)) Relé 1, (7.32(b)) Relé 2, (7.32(c)) Relé 3, (7.32(d)) Relé 4, (7.32(e)) Relé 5, (7.32(f)) Relé 6.

Conforme observa-se na Figura 7.32 não são verificadas modificações importantes entre os resultados obtidos pela técnica tradicional e a técnica proposta. Faltas foram aplicadas no sistema da Figura 7.31 afim de verificar a análise de coordenação e seletividade dos ajustes

obtidos. O resultado da atuação dos dispositivos de proteção é mostrado na Figura 7.33 e um comparativo estatístico é apresentado na Tabela 7.17.

Tabela 7.17: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.31 operando sem nenhuma modificação na rede.

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	100%	100%	100%	100%
Bifásicas	100%	100%	100%	100%
Trifásicas	100%	100%	100%	100%

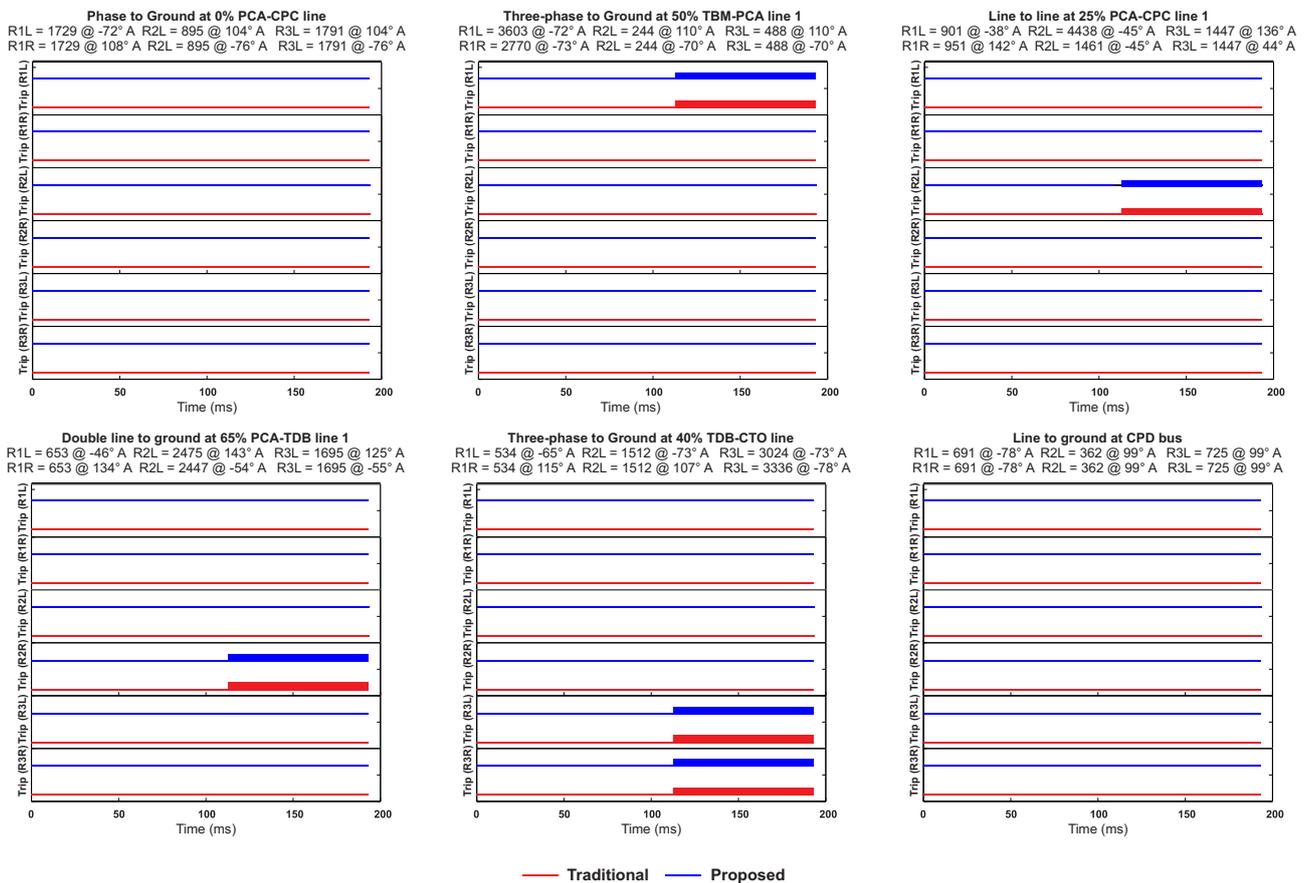


Figura 7.33: Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.31 operando sem nenhuma modificação na rede.

### 7.3.2 Saída de Linha do Sistema

A avaliação do sistema de proteção adaptativa frente a modificações na topologia da rede foi analisada através da simulação da saída de uma das linhas que interligam as barras *TBM* e *PCA*. Através das linhas entre *TBM* e *PCA* duas importantes barras de carga são conectadas ao sistema, as barras *CPC* e *CPD*. Ainda nas proximidades da linha retirada, há a conexão da geração distribuída instalada na barra *CPC*. A saída da linha acarreta um aumento considerável na corrente que flui pelos seis relés que protegem a rede, conforme visto na Figura 7.34.

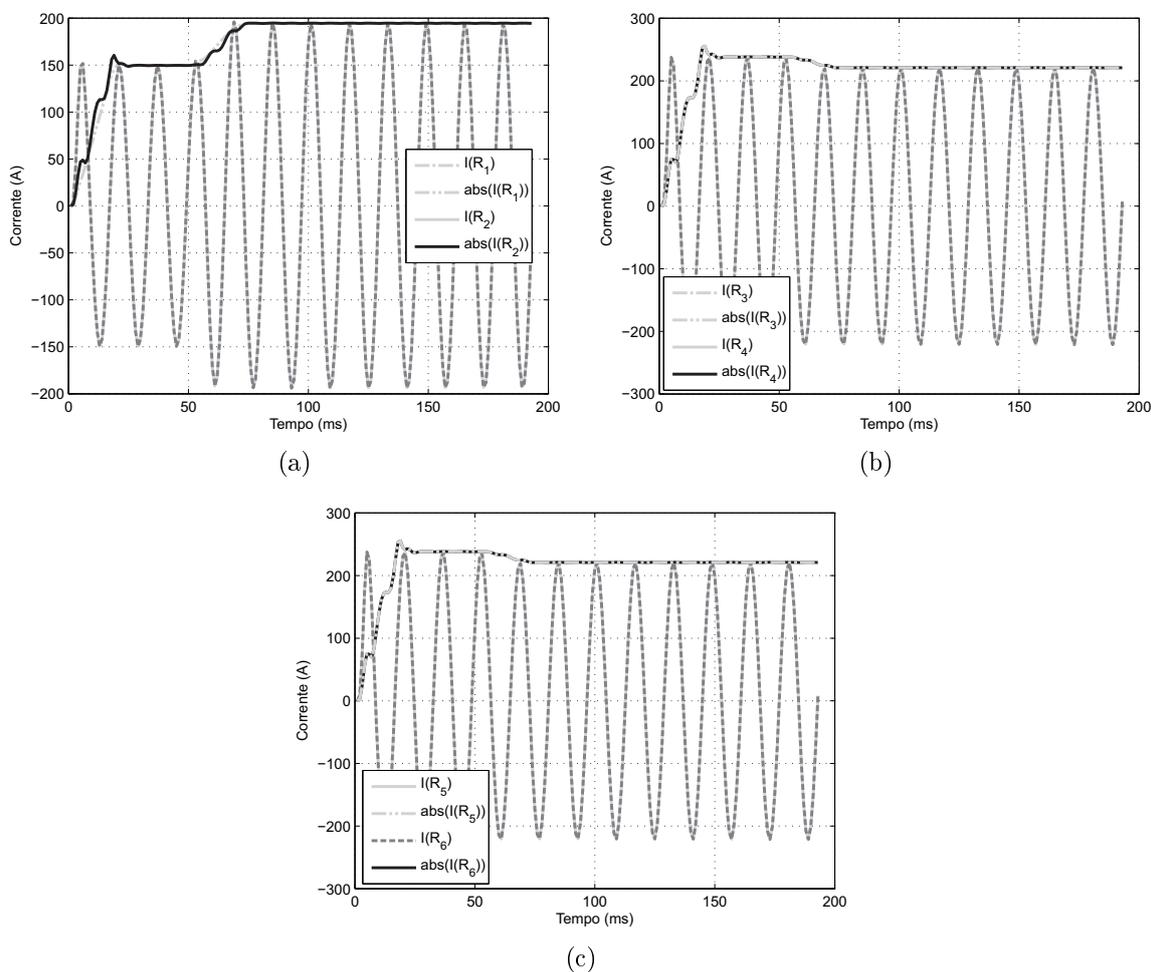


Figura 7.34: Corrente vista pelos relés do sistema da Figura 7.31 com a saída de uma das linhas que interligam as barras *TBM* e *PCA*: (7.34(a)) Relé 1 e 2, (7.34(b)) Relé 3 e 4, (7.34(c)) Relé 5 e 6.

Apesar de não haver modificações consideráveis na corrente vista pelo relé *R1*, a impedância do sistema apresenta modificações relevantes fato que faz com que o alcance das unidades instantâneas de sobrecorrente assumam os valores mostrados na Tabela 7.18.

Tabela 7.18: Resultados obtidos pela técnica adaptativa para quando da saída de uma das linhas que interligam as barras *TBM* e *PCA*.

	Relé	$h$ (%)	$I_{pick-up}(A)$
<i>R1</i>	Local	64	2579
	Remoto	36	2790
<i>R2</i>	Local	45	3120
	Remoto	43	2300
<i>R3</i>	Local	33	2641
	Remoto	40	3447

Na Figura 7.35 é apresentado a evolução das correntes de *pick-up* das unidades instantâneas de sobrecorrente dos dispositivos que protegem a rede mostrada na Figura 7.31.

Comparando-se os resultados apresentado nas Tabelas 7.16 e 7.18 observa-se que consideráveis modificações ocorrem nos alcances das unidades instantâneas de sobrecorrente dos relés *R1*, *R4* e *R5*. Com isso, o desempenho do sistema de proteção deve apresentar relevantes modificações quando comparadas as atuações dos dispositivos ajustados de acordo com as técnicas tradicionais e com a técnica adaptativa. Essa comparação é apresentada na Figura 7.36.

Uma das modificações verificada diz respeito ao alcance da unidade de sobrecorrente instantânea do relé *R1*. Para o sistema que opera de acordo com as técnicas tradicionais de coordenação, a corrente de *pick-up* do dispositivo corresponde à um alcance de cerca de 91% da linha *TBM – PCA*. Conforme verificado na Figura 7.36 o dispositivo que opera coordenado utilizando as técnicas tradicionais atua para uma falta bifásica na linha protegida. As técnicas tradicionais de proteção ainda fazem com que o relé *R1* atue para uma falta trifásica na barra *CPD*, provocando assim, a perda da seletividade do sistema de proteção. Para os casos destacados, o dispositivo que opera de acordo com a técnica adaptativa proposta não atuou, mantendo a coordenação e a seletividade na rede.

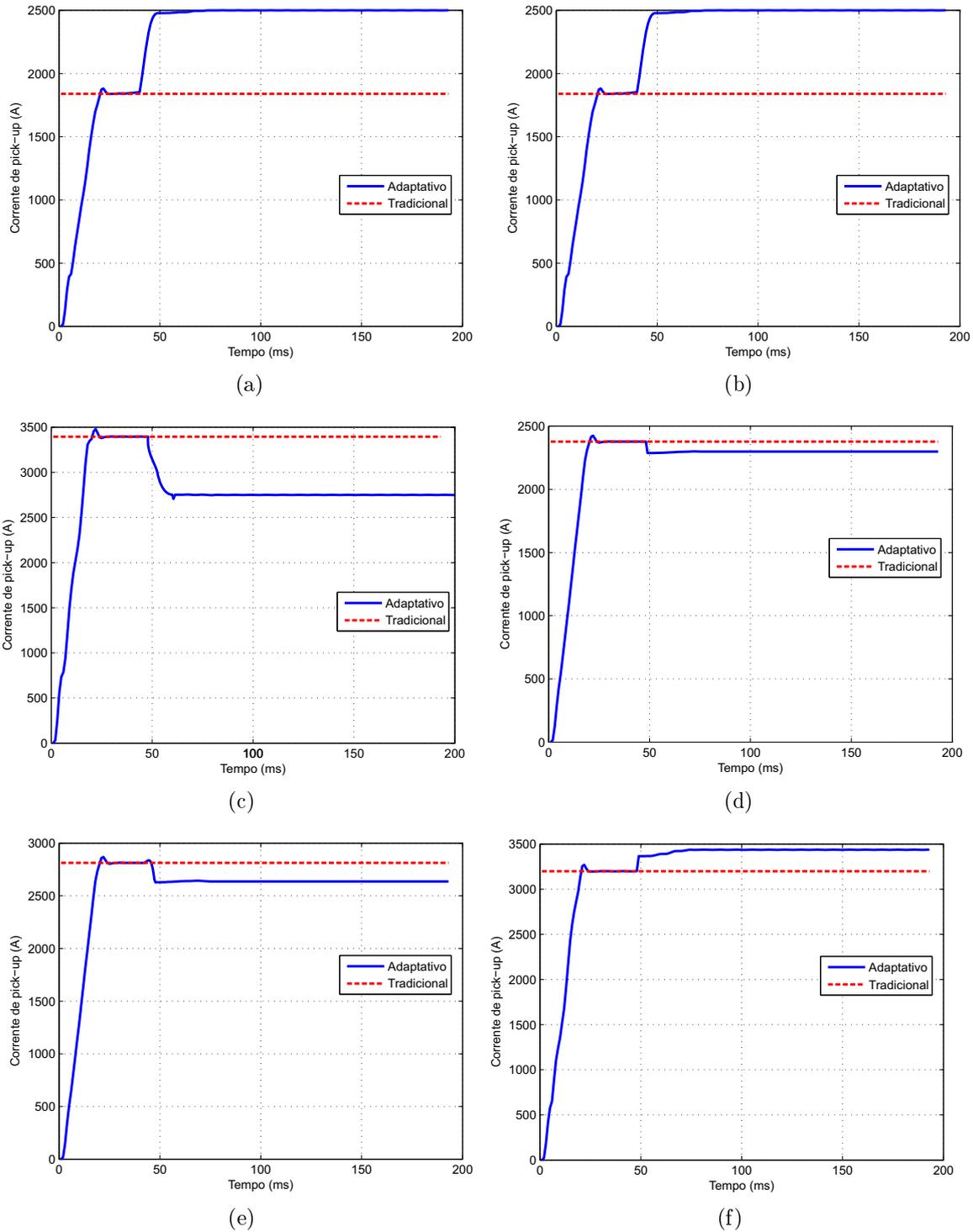


Figura 7.35: Evolução da corrente de *pick-up* dos relés do sistema da Figura 7.31 quando da saída de uma das linhas que interligam as barras *TBM* e *PCA*: (7.35(a)) Relé 1, (7.35(b)) Relé 2, (7.35(c)) Relé 3, (7.35(d)) Relé 4, (7.35(e)) Relé 5, (7.35(f)) Relé 6.

Um pequeno aumento no alcance da zona de proteção dos dispositivos *R3* e *R4* foram verificados quando a técnica adaptativa proposta é utilizada. Para uma falta bifásica para o terra a 40% da linha protegida, verifica-se que o dispositivo local (*R3*) que opera de acordo com as técnicas tradicionais não elimina a condição de falha, enquanto que o dispositivo que atua

ajustado através da técnica adaptativa proposta consegue eliminar o defeito.

Uma última modificação é verificada no alcance do dispositivo  $R5$  que passa de 25% para 33%. As simulações mostraram que uma falta bifásica sem conexão com o terra a 25% da linha protegida deixa de ser eliminada pelo dispositivo de proteção que atua conforme as técnicas tradicionais de coordenação, enquanto que o dispositivo que opera de acordo com a técnica proposta apresenta atuação normal.

Tabela 7.19: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.31 quando da saída de uma das linhas que interligam as barras  $TBM$  e  $PCA$ .

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	100%	100%	100%	100%
Bifásicas	95,6%	96,8%	100%	100%
Trifásicas	92,5%	90,8%	100%	100%

### 7.3.3 Perda de Um dos Geradores da Geração Distribuída

Assim como a entrada de uma planta de geração distribuída, a saída da mesma é evento comum no sistemas elétricos de potência. Por ser uma fonte também para curto-circuitos na rede, a perda de uma unidade de geração distribuída pode acarretar problemas no desempenho do sistema de proteção. Para analisar o comportamento desse fenômeno quando a técnica adaptativa proposta é utilizada o gerador conectado a barra  $CZA$  foi retirado da rede e o comportamento do sistema de proteção baseado nas técnicas tradicionais de proteção e na técnica adaptativa foram avaliados.

Com a saída do gerador da rede, a corrente vista por cada dispositivo de proteção é mostrado na Figura 7.37.

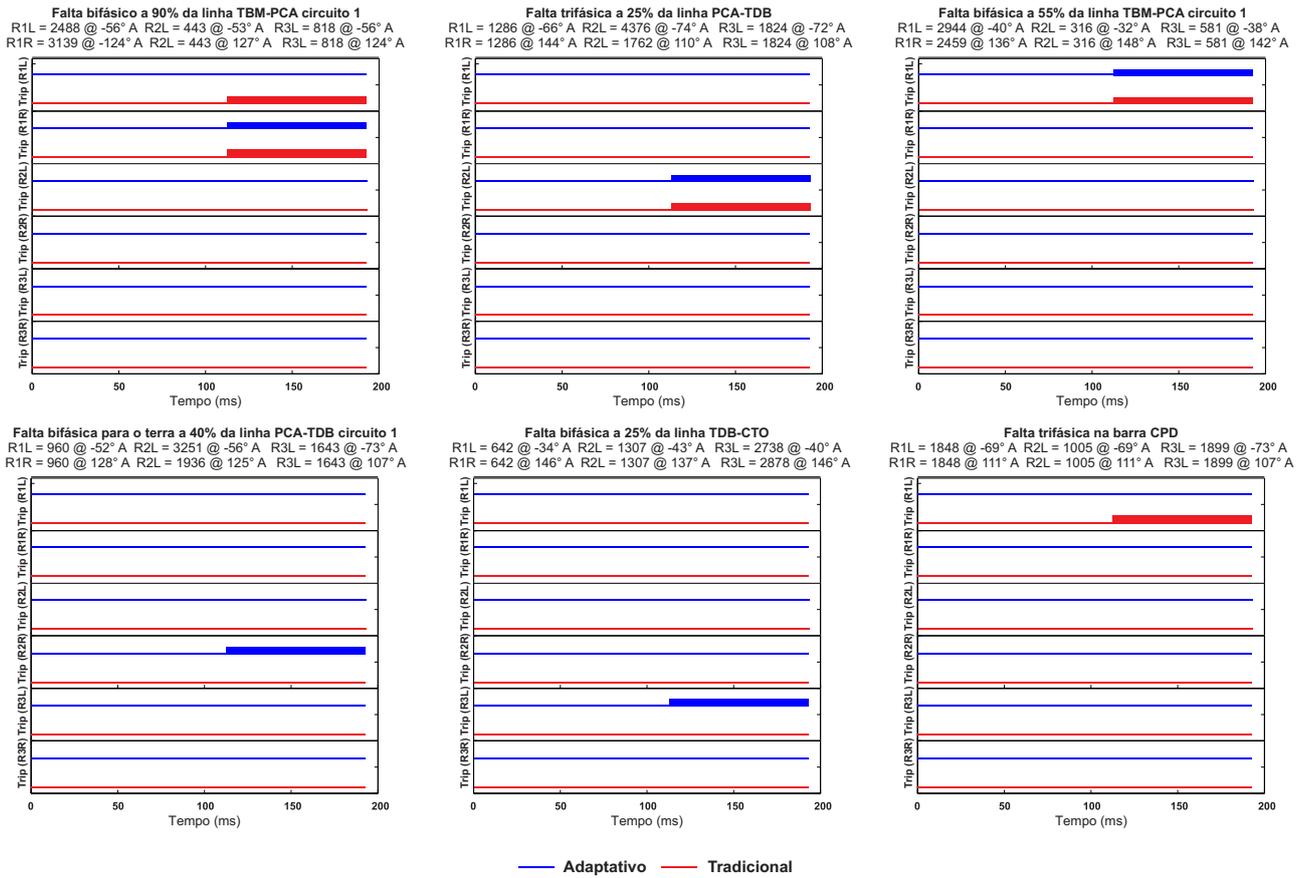


Figura 7.36: Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.31 quando da saída de uma das linhas que interligam as barras *TBM* e *PCA*.

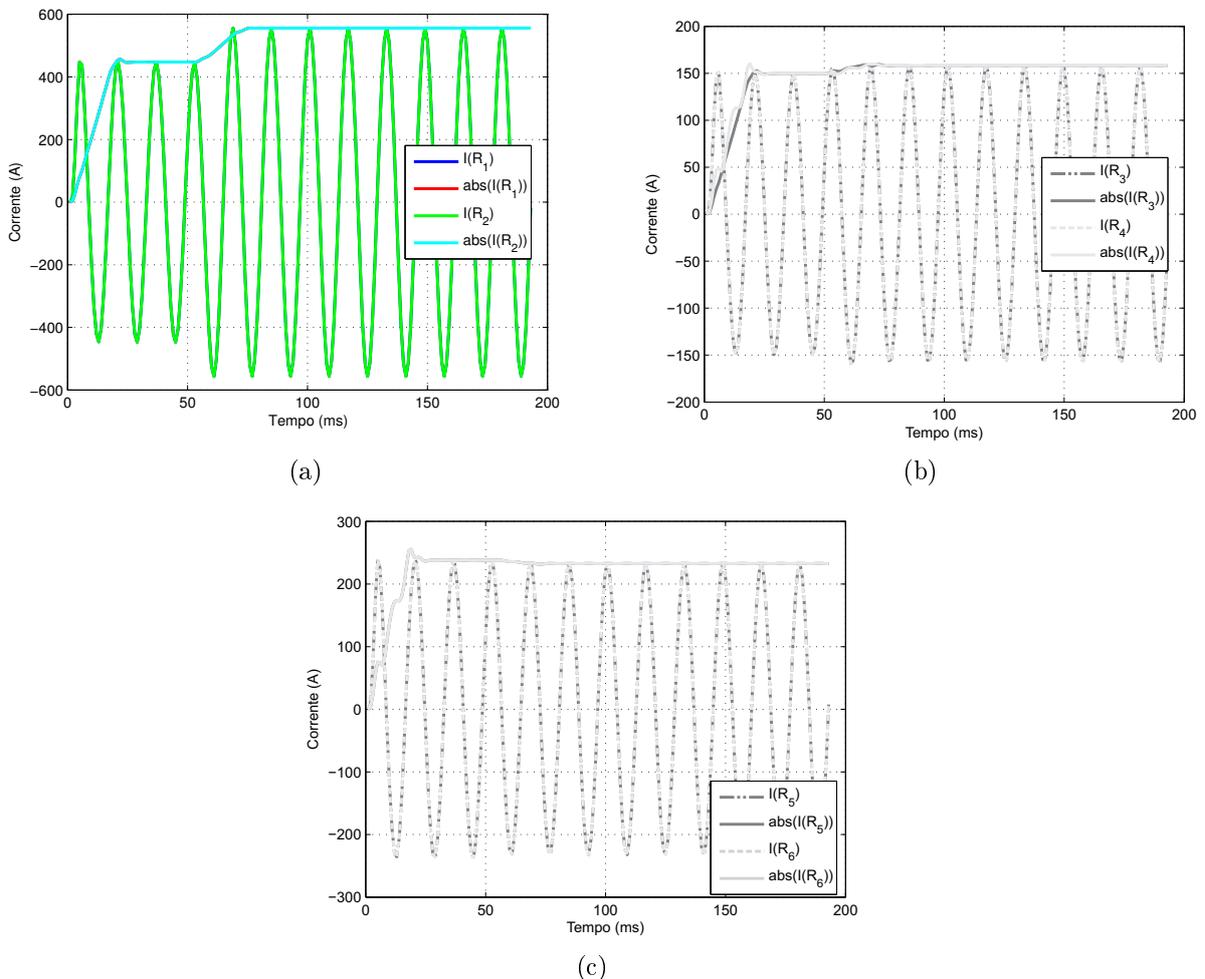


Figura 7.37: Corrente vista pelos relés do sistema da Figura 7.31 quando da ocorrência de uma das saídas de uma das linhas que interligam as barras *TBM* e *PCA*.

Os ajustes obtidos através da técnica adaptativa proposta são mostrado na Tabela 7.20. Conforme pode-se observar, um aumento no alcance da unidade instantânea de sobrecorrente é verificado praticamente todos os relés da rede. Entretanto, a corrente de *pick-up* não sofre modificações tão relevantes quanto o alcance da unidade. Para essa situação, o desempenho do sistema de proteção foi analisado para algumas faltas e os resultados são apresentados na Tabela 7.21 e um resumo dos mesmos na Figura 7.38.

Tabela 7.20: Alcance e correntes de *pick-up* das unidades de sobrecorrente instantâneas dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.31 obtidos pela técnica adaptativa proposta quando da perda do gerador conectado na barra *CZA*.

	Relé	$h$ (%)	$I_{pick-up}$ (A)
<i>R1</i>	Local	78	2000
	Remoto	39	2820
<i>R2</i>	Local	45	3250
	Remoto	42	2285
<i>R3</i>	Local	29	2850
	Remoto	42	3100

Tabela 7.21: Comparação de desempenho de acerto no envio do *trip* entre o método proposto e o método tradicional de coordenação da proteção para o sistema da Figura 7.31 quando da perda do gerador conectado na barra *CZA*.

Falta	Tradicional		Proposto	
	Interna	Externa	Interna	Externa
Monofásicas	100%	100%	100%	100%
Bifásicas	95,6%	96,8%	100%	100%
Trifásicas	99,5%	100%	100%	100%

Conforme observa-se na Figura 7.38 o sistema de proteção tradicional não atua para uma falta trifásica a 90% do circuito 1 entre as barras *TBM* e *PCA*, enquanto que os dispositivos que operam de acordo com a técnica adaptativa proposta esta condição de falta é eliminada. Fato semelhante ocorre para uma falta bifásica a 55% da mesma linha.

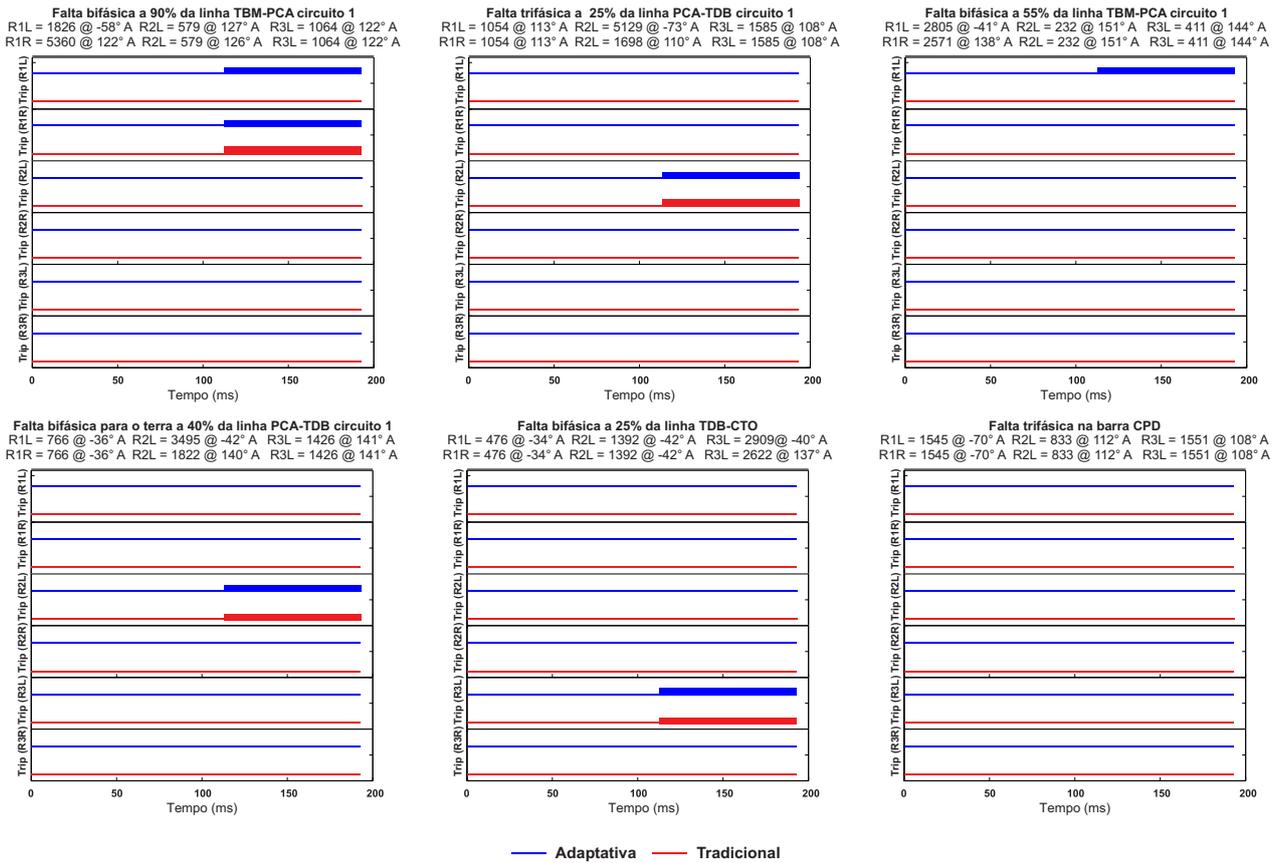


Figura 7.38: Resumo da performance de operação dos dispositivos de proteção do sistema da Figura 7.31 quando da perda do gerador conectado na barra *CZA*.

## 7.4 RESUMO

Neste capítulo foram analisadas os desempenhos dos sistemas de proteção baseados na técnica tradicional e na técnica adaptativa proposta para determinação da corrente de *pick-up* da unidade instantânea de sobrecorrente de sistemas de distribuição com e sem a presença da geração distribuída. Para tanto foram realizadas simulações de faltas em um sistema fictício e um real operado pela EDAL.

A partir da análise dos resultados obtidos, verifica-se que em todos os casos analisados o sistema proposto garantiu a coordenação e a seletividade entre os dispositivos de proteção que compõem a rede. Para o sistema baseado nas técnicas tradicionais de proteção em alguns casos verificou-se a perda da seletividade do sistema.

Além de garantir coordenação e seletividade destaca-se ainda que o sistema de proteção adaptativa proposto permite a obtenção dos ajustes das unidades de sobrecorrente de forma automática em um processo mais simples e rápido que o utilizado pela técnica tradicional.

# CONCLUSÕES

Esta tese apresentou um método auto-adaptativo para determinação dos ajustes das unidades instantâneas dos relés de sobrecorrente. A técnica proposta diferencia-se das técnicas listadas na literatura em três pontos principais:

- Uso de valores de tensão e corrente vistos pelo próprio relé para determinar os equivalentes de rede no local onde está instalado;
- Apresenta uma arquitetura distribuída na qual as tomadas de decisão são feitas com base em três agentes fisicamente distintos;
- Adota a corrente de carga como indicador da topologia da rede, ao invés do uso de correntes de curto-circuito, como é feito na maioria dos trabalhos analisados.

O primeiro ponto no qual destaca-se diferença neste trabalho, permite que o sistema de proteção torne-se na prática independente de informações que tradicionalmente são tidas como dados de entradas para os relés convencionais. Com a determinação baseada em procedimentos estatísticos dos equivalentes redes, os engenheiros de proteção passam a precisar listar informações apenas relativas aos dados da linha e a constante de seletividade que o relé deve assumir.

A segunda diferença vem de encontro a um paradigma de todo sistema automático. Sabe-se que quanto mais espaços são os agentes, isto é, quanto maior for o grau de independência entre eles, melhor será o desempenho em termos de segurança do sistema como um todo. Ao concentrar as análises a respeito do CCO em um único equipamento dedicado a este fim torna-se possível, além do já mencionado, concebê-lo com a tecnologia de processamento digital de sinais disponível atualmente. Logo, os agentes que compõem a arquitetura do sistema de proteção adaptativa proposto não foram idealizados com base em valores não realizáveis na prática de, por exemplo, taxa de amostragem, armazenamento de memória, entre outros.

Tradicionalmente os estudos de coordenação da proteção são realizados em função de valores de correntes de curto-circuito obtidos em pontos determinados do sistema elétrico. Observou-se, sobretudo, que o uso da corrente de curto-circuito não reflete todas as modificações topológicas que a rede possa sofrer, uma vez que são baseadas em equivalentes de Thévenin e estes, por sua vez, concentram-se na parte à montante do ponto de interesse. Já a corrente de carga é um parâmetro que reflete o sistema elétrico tanto à montante quanto à jusante do ponto de instalação do relé tornando-se assim um parâmetro que atende as necessidades do problema de determinação automática dos ajustes dos relés de sobrecorrente.

O trabalho concentrou-se no desenvolvimento matemático de equações que tornassem possível o uso da técnica em sistema de distribuição sem e com a presença de geração distribuída ao longo da rede. Como já abordado, no primeiro caso, sistemas sem a presença de geração distribuída, não há a necessidade de projeto de relés do tipo direcional, uma vez que o fluxo de corrente é conhecido previamente. Já no segundo caso, como não há o conhecimento prévio do sentido da corrente, há a necessidade do uso conjunto com a função de sobrecorrente instantânea da função direcional.

Os resultados obtidos para o sistema de distribuição sem geração distribuída estão em perfeito acordo com os resultados esperados. Não foram verificadas discrepâncias entre os valores obtidos para a corrente de *pick-up* e para o alcance máximo da unidade instantânea quando comparados os resultados com as das técnicas tradicionais quando comparados os circuitos em seu regime permanente, isto é, considerando a topologia final da rede como entrada para o método de coordenação tradicional.

Quanto aos sistemas de distribuição com a presença da geração distribuída, verificou-se que o sistema de proteção adaptativa proposto apresentou desempenho melhor que o sistema baseado nas técnicas tradicionais não atuou para faltas dentro da sua zona de proteção e chegou a apresentar perda de seletividade para alguns casos simulados.

Vislumbra-se que com o amadurecimento da técnica desenvolvida a realização de estudos de coordenação possa tornar-se uma atividade bem mais simples do que a forma como é feita atualmente. Os resultados obtidos comprovam que a técnica é factível tanto em termos de segurança, quer seja com relação a coordenação e seletividade dos relés, ou contra panes nos equipamentos que fazem parte da arquitetura de proteção adaptativa proposta.

Diante do exposto, visando consolidar o método proposto, propõe-se como continuação do estudo proposto nesta tese a realização das seguintes etapas:

- Utilizar o sistema de proteção adaptativa para desenvolver um sistema automático de determinação de outras funções de proteção como: sobrecorrente temporizada, distância e diferencial;
- Avaliar a influência das componentes harmônicas da determinação dos equivalentes de rede do sistema;
- Avaliar a influência da saturação dos transdutores da rede no desempenho do sistema proposto;
- Implementar o método proposto em um simulador digital em tempo real de sistemas elétricos de potência;
- Implementar o sistema de comunicação entre as camadas dos dispositivos que formam o sistema de proteção adaptativa utilizando protocolos da área, tais como o IEC-61850;
- Avaliar o desempenho do método com dados reais provenientes de RDP ou de relés;
- Desenvolver dispositivos baseados em microprocessadores que desempenhem as funções de cada componente do sistema de proteção adaptativa proposto.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABDELAZIZ, A. Y.; TALLAT, H. E. A.; NOSSEIR, A. I.; HAJJAR, A. A. An adaptive protection scheme for optimal coordination of overcurrent relays. *Electric Power System Research*, v. 61, p. 1–9, Maio 2001.
- ABYANEH, H.; KAMANGAR, S.; RAZAVI, F.; CHABANLOO, R. A new genetic algorithm method for optimal coordination of overcurrent relays in a mixed protection scheme with distance relays. *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*, p. 1–5, Setembro 2008.
- ALMEIDA, M. A. D. Apostila de proteção de sistemas elétricos. In: \_\_\_\_\_. [S.l.]: UFRN, 2000. cap. Aplicações de relés de sobrecorrente na proteção de alimentadores.
- ALSTON. *Network Protection and Automation*. [S.l.]: ALSTOM T&D Energy Automation & Information, 2002.
- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway, NJ - USA: IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.
- ANEEL. *Módulo 3 (PRODIST), Acesso ao Sistema de Distribuição*. Brasil, 2008.
- APOSTOLOV, A.; THOLOMIER, D. Impact of iec 61850 on power system protection. In: *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1053–1058.
- ARAMIZU, J.; VIEIRA, J. Analysis of pv generation impacts on voltage imbalance and on voltage regulation in distribution networks. In: *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5. ISSN 1944-9925.
- ARAÚJO PEREIRA, F.; GUERRA, F. da C. F.; COSTA, E. Guedes da; SOUZA, B. Alencar de. A method for correcting distorted current waveforms at air-gapped current transformers. *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, v. 12, n. 4, p. 596–601, June 2014. ISSN 1548-0992.
- ASSOCIATION, T. E. T. *Power System Protection*. First indian reprint. New Delhi, India: Shankar's Book Agency PVT. Ltd., 2010.
- BAHADORNEJAD, M.; LEDWICH, G. System thevenin impedance estimation using signal processing on load bus data. In: *Advances in Power System Control, Operation and Management, 2003. ASDCOM 2003. Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 497)*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 1, p. 274–279.
- BARAN, M.; EL-MARKABI, I. Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators. In: *Conference xxxx*. [S.l.: s.n.], 2005.

- BARKER, P.; MELLO, R. de. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. In: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 3, p. 1645–1656 vol. 3.
- BENMOUYAL, G. Removal of dc-offset in current waveforms using digital mimic filtering. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 2, p. 621–630, Abril 1995.
- BITTENCOURT, A. A.; CARVALHO, M. R. D.; ROLIM, J. Adaptive strategies in power systems protection using artificial intelligence techniques. In: *Intelligent System Applications to Power Systems, 2009. ISAP '09. 15th International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6.
- BLACKBURN, J. L. *Protective Relaying*. [S.l.]: Marcel Dekker Inc., 1987.
- CHATTOPADHYAY, B.; SACHDEV, M.; SIDHU, T. Adaptive relaying for protecting a distribution system—a feasibility study. In: *WESCANEX '91 'IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications Systems in a Rural Environment'*. [S.l.: s.n.], 1991. p. 20–25.
- CHEN, J.-H.; CHEN, S.-H.; YANG, Y.-M. Study on adaptive protection relay system based on multi-agent. In: *Machine Learning and Cybernetics, 2005. Proceedings of 2005 International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2005. v. 1, p. 114–118.
- CHEUNG, H.; HAMLIN, A.; WANG, L.; YANG, C.; CHEUNG, R. Dsp-based adaptive protection for feeders with distributed generations. In: *Power Engineering, 2007 Large Engineering Systems Conference on*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 49–53.
- CHEUNG, H.; HAMLIN, A.; WANG, L.; ALLEN, G.; YANG, C.; CHEUNG, R. Network-integrated adaptive protection for feeders with distributed generations. In: *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–8. ISSN 1932-5517.
- CHRISTIE, R. *IEEE 30 Bus Test Case*. [S.l.], 1993.
- CHÁVEZ, A. A.; GUARDADO, J. L.; SEVASTIÁN, D.; MELGOZA, E. Distance protection coordination using search methods. *IEEE Latin America Transactions*, v. 6, n. 1, p. 51–58, Março 2008.
- CIGRE WORKING GROUP 02.33. *Guidelines for representation of network elements when calculating transients*. Paris, 1988.
- CONTI, S.; RAITI, S.; TINA, G.; VAGLIASINDI, U. Study of the impact of pv generation on voltage profile in lv distribution networks. In: *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto*. [S.l.: s.n.], 2001. v. 4, p. 6 pp. vol.4–.
- COURY, D.; THORP, J.; HOPKINSON, K.; BIRMAN, K. Agent technology applied to adaptive relay setting for multi-terminal lines. In: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 1196–1201 vol. 2.
- COURY, D. V.; DELBEM, A. C. B.; CARVALHO, J. R. de; OLESKOVICZ, M.; SIMOES, E. V.; BARBOSA, D.; SILVA, T. V. da. Frequency estimation using a genetic algorithm with regularization implemented in fpgas. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 3, p. 1353–1361, Set 2012. ISSN 1949-3053.

- COURY, D. V.; DELBEM, A. C. B.; OLESKOVICZ, M.; SIMÕES, E. V.; BARBOSA, D.; CARVALHO, J. R. de. Fpga design of a new frequency relay based on evolutionary algorithms. In: *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5.
- COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; DELBEM, A. C. B.; SIMOES, E. V.; SILVA, T. V.; CARVALHO, J. R. de; BARBOSA, D. Frequency relaying based on genetic algorithm using fpgas. In: *Intelligent System Applications to Power Systems, 2009. ISAP '09. 15th International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–7.
- COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; DELBEM, A. C. B.; SIMOES, E. V.; SILVA, T. V.; CARVALHO, J. R. de; BARBOSA, D. A genetic based algorithm for frequency relaying using fpgas. In: *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–8. ISSN 1932-5517.
- DEWADASA, M.; GHOSH, A.; LEDWICH, G. Protection of distributed generation connected networks with coordination of overcurrent relays. In: *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 924–929. ISSN 1553-572X.
- DOMMEL, H. W. *Electromagnetic Transients Program Reference Manual: EMTP Theory Book*. Portland, BPA: [s.n.], 1996.
- DUGAN, R.; MCDERMOTT, T. Operating conflicts for distributed generation on distribution systems. In: *Rural Electric Power Conference, 2001*. [S.l.: s.n.], 2001. p. A3/1–A3/6.
- DUGAN, R.; MCDERMOTT, T. Distributed generation. *Industry Applications Magazine, IEEE*, v. 8, n. 2, p. 19–25, Mar 2002. ISSN 1077-2618.
- EDMUNDS, H. A system of electrical distribution. *Telegraph-Engineers and Electricians, Journal of the Society of*, v. 17, n. 75, p. 688–703, 1888.
- EL-KHATTAM, W.; SIDHU, T. Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination: a case study. *Renewable Power Generation, IET*, v. 3, n. 4, p. 415–425, December 2009. ISSN 1752-1416.
- FERNANDES JR., D. *Modelo de Transformadores de Potencial Capacitivos para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), 2004.
- FRANKLIN, S.; GRAESSER, A. Is it an agent, or just a program?: A taxonomy for autonomous agents. In: *Proceedings of the Workshop on Intelligent Agents III, Agent Theories, Architectures, and Languages*. London, UK, UK: Springer-Verlag, 1997. (ECAI '96), p. 21–35. ISBN 3-540-62507-0.
- GEIDL, M. *Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art*. Julho 2005.
- GILCREST, G. B.; ROCKEFELLER, G. D.; UDREN, E. High-speed distance relaying using a digital computer i - system description. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-91, n. 3, p. 1235–1243, May 1972. ISSN 0018-9510.

- GIRGIS, A.; BRAHMA, S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. In: *Power Engineering, 2001. LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference on*. [S.l.: s.n.], 2001. p. 115–119.
- GLOVER J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. *Power System Analysis and Design*. 4th. ed. [S.l.]: CL - Engineering, 2009.
- GUERRA, F.; MOTA, W. Current transformer model. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 22, n. 1, p. 187–194, Jan 2007. ISSN 0885-8977.
- GUO, Y.; KEZUNOVIC, M.; CHEN, D. Simplified algorithms for removal of the effect of exponentially decaying dc-offset on the fourier algorithm. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 3, p. 711–717, July 2003. ISSN 0885-8977.
- HALABI, N. E.; GARCÍA-GRACIA, M.; BORROY, J.; VILLA, J. Current phase comparison pilot scheme for distributed generation networks protection. *Applied Energy*, v. 88, n. 12, p. 4563 – 4569, 2011. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261911003540>>.
- HANSELMAN, D.; LITTLEFIELD, B. *Matlab 6 – Complete Course*. [S.l.: s.n.], 2003.
- HAYKIN, S. S. *Neural Network, Principles and Practices*. [S.l.: s.n.], 1999.
- HERMAN, L.; BLAZIC, B.; PAPIC, I. Voltage profile support in lv distribution networks with distributed generation. In: *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5.
- HOLLAND, J. H. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. [S.l.]: University of Michigan Press, 1975.
- HOR, C. L.; CROSSLEY, P. A.; SHAFIU, A. Relay models for protection studies. In: *IEEE Bologna Power Tech Conference*. [S.l.: s.n.], 2003.
- HUSSAIN, B.; SHARKH, S.; HUSSAIN, S.; ABUSARA, M. An adaptive relaying scheme for fuse saving in distribution networks with distributed generation. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 28, n. 2, p. 669–677, April 2013. ISSN 0885-8977.
- IEC. Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent. *IEC Publication*, 1989.
- IEEE. IEEE standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays. *IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE*, 1996.
- IEEE. Ieee standard for broadband over power line networks: Medium access control and physical layer specifications. *IEEE Std 1901-2010*, p. 1 –1586, 30 2010.
- IEEE-PSRC; COMMITTEE, P. S. R. Distribution line protection practices industry survey analysis. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-102, n. 10, p. 3279–3287, 1983. ISSN 0018-9510.
- IEEE, PSRC, P. S. R. C. *EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing*. [S.l.], 2004.

- INC., R. T. *Real Time Digital Simulator Tutorial Manual: RSCAD Version*. Winnipeg, Manitoba, Canada,, 2008.
- JAVADIAN, S. A. M.; HAGHIFAM, M.-R.; BARAZANDEH, P. An adaptive over-current protection scheme for mv distribution networks including dg. In: *Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 2520–2525.
- JENKINS, N. *Embedded generation*. [S.l.]: IEE, 2000.
- JOHNS, A. T.; SALMAN, S. K. *Digital Protection For Power Systems*. United Kingdom: Herts, 1995. (IEE Power Series 15).
- KERSTING, W. Radial distribution test feeders. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 6, n. 3, p. 975–985, Aug 1991. ISSN 0885-8950.
- KEZUNOVIC, M.; CHEN, Q. A novel approach for interactive protection system simulation. In: *Transmission and Distribution Conference, 1996. Proceedings., 1996 IEEE*. [S.l.: s.n.], 1996. p. 458–464.
- KHAPARDE, S.; WARKE, N.; AGARWAL, S. H. Adaptive relaying using artificial neural network. In: *Neural Networks to Power Systems, 1993. ANNPS '93., Proceedings of the Second International Forum on Applications of*. [S.l.: s.n.], 1993. p. 447–452.
- LARSON, R. R.; FLECHSIG, A.; SCHWEITZER E.O., I. The design and test of a digital relay for transformer protection. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-98, n. 3, p. 795–804, 1979.
- LI, Y.; FAN, D.; TENG, Q.; DONG, X.; YAO, X. Adaptive protection of short circuits in transmission lines. In: *Control and Decision Conference, 2009. CCDC '09. Chinese*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1788–1792.
- LI, Z.; TONG, W.; LI, F.; FENG, S. Study on adaptive protection system of power supply and distribution line. In: *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–6.
- LIM, S.-I.; CHOI, M.-S.; LEE, S.-J. Adaptive protection setting and coordination for power distribution systems. In: *Power Systems Conference, 2006. MEPCON 2006. Eleventh International Middle East*. [S.l.: s.n.], 2006. v. 1, p. 129–134.
- LOPES, J. P. Integration of dispersed generation on distribution networks-impact studies. In: *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 323–328 vol.1.
- MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. A hybrid islanding detection technique using average rate of voltage change and real power shift. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 24, n. 2, p. 764–771, April 2009. ISSN 0885-8977.
- MAHAT P.; CHEN, Z. B.-J. B.; BAK, C. L. A simple adaptive over-current protection of distribution systems with distributed generation. *Smart Grid, IEEE PES Transactions on*, 2006.
- MASON, C. R. The art and science of protective relaying. In: \_\_\_\_\_. 1st. ed. [S.l.]: Wiley, 1956.

- MASOUM, A.; MOSES, P.; MASOUM, M.; ABU-SIADA, A. Impact of rooftop pv generation on distribution transformer and voltage profile of residential and commercial networks. In: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7.
- MCLAREN, P.; MUSTAPHI, K.; BENMOUYAL, G.; CHANO, S.; GIRGIS, A.; HENRILE, C.; KEZUNOVIC, M.; KOJOVIC, L.; MARTTILA, R.; MEISINGER, M.; MICHEL, G.; SACHDEV, M.; SKENZIC, V.; SIDHU, T.; TZIOUVARAS, D. Software models for relays. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 16, n. 2, p. 238–245, 2001. ISSN 0885-8977.
- MINGYU, Y.; ZHU, Y. An investigation into the use of agent technology for adaptive protection system. In: *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 1, p. 272–275 Vol.1. ISSN 0537-9989.
- OJAGHI, M.; SUDI, Z.; FAIZ, J. Implementation of full adaptive technique to optimal coordination of overcurrent relays. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 28, n. 1, p. 235–244, Jan 2013. ISSN 0885-8977.
- OLIVEIRA, N. L. S.; Souza Jr., F. C.; SOUZA, B. A. Automatização da coordenação da proteção de sobrecorrente em sistemas elétricos de distribuição utilizando algoritmos genéticos. *IEEE/PES TeD 2010 - Latin America*, Novembro 2010.
- ONS. *Submódulo 2.6, Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações*. Brasil, 2009.
- OPPENHEIM, A. V.; WILLISKY, A. S. *Signals and Systems*. 2nd. ed. [S.l.]: Pearson Education Limited, 2002.
- PAN, Y.; REN, W.; RAY, S.; WALLING, R.; REICHARD, M. Impact of inverter interfaced distributed generation on overcurrent protection in distribution systems. In: *Power Engineering and Automation Conference (PEAM), 2011 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2011. v. 2, p. 371–376.
- PEREZ, S. G. A. *Modeling relays for power system protection studies*. Tese (Doutorado) — University of Saskatchewan - Canadá, 2006.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. Computer relaying for power systems. In: \_\_\_\_\_. New York, USA: IEEE, 1990.
- RIBEIRO, J. A. J. *Comunicações Ópticas*. [S.l.]: Editora Érica, 2003.
- SACHDEV, M.; BARIBEAU, M. A new algorithm for digital impedance relays. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-98, n. 6, p. 2232 –2240, Novembro 1979.
- SAHA M. M.; IZYKOWSKY, J.; ROSOLWSKY, E. *Fault Location on Power Networks*. [S.l.]: Ed. Springer, 2010.
- SANCA, H.; Souza Jr, F.; COSTA, F.; SOUZA, B. Comparison frequency estimation methods on adaptive protection architecture applied on systems with distributed generation. In: *13th IET International Conference on Development in Power System Protection*. [S.l.: s.n.], 2016.

- SCHWEITZER, E. I.; ALIAGA, A. Digital programmable time-parameter relay offers versatility and accuracy. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-99, n. 1, p. 152–157, 1980.
- SCHWEITZER, I. E.; HOU, D. Filtering for protective relays. In: *WESCANEX 93. 'Communications, Computers and Power in the Modern Environment.'* Conference Proceedings., IEEE. [S.l.: s.n.], 1993. p. 15–23.
- SCHWEITZER III, E. O.; ZOCHOLL, S. E. The universal overcurrent relay. *IEEE Industry Applications Magazine*, 1996.
- SEDRA, A. S. Microeletrônica. In: \_\_\_\_\_. Brasil: Prentice Hall, 2010.
- SEL SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, I. *SEL-411L Protection and Automation System, Protection Manual*. [S.l.], 2014.
- SIDHU, T.; GHOTRA, D.; SACHDEV, M. An adaptive distance relay and its performance comparison with a fixed data window distance relay. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 17, n. 3, p. 691 – 697, Julho 2002.
- SIDHU, T.; HFUDA, M.; SACHDEV, M. Generating relay models for protection studies. *Computer Applications in Power, IEEE*, v. 11, n. 4, p. 33–38, 1998. ISSN 0895-0156.
- SIDHU, T.; ZHANG, X.; ALBASRI, F.; SACHDEV, M. Discrete-fourier-transform-based technique for removal of decaying dc offset from phasor estimates. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 150, n. 6, p. 745 – 752, nov. 2003. ISSN 1350-2360.
- SILVA, C. A. *Correção da Tensão Secundária de Transformadores de Potencial Capacitivos em Tempo Real*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), Março 2010.
- SILVA, K. M. *Estimação de fasores baseada na transformada wavelet para uso na proteção de distância de linhas de transmissão*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), 2009.
- SILVA, K. M. In: *Um Algoritmo De Filtragem Adaptativa Da Componente DC de Decaimento Exponencial Para a Estimação de Fasores Em Relés Digitais*. [S.l.: s.n.], 2010.
- SINCLAIR, A.; FINNEY, D.; MARTIN, D.; SHARMA, P. Distance protection in distribution systems: How it assists with integrating distributed resources. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 50, n. 3, p. 2186–2196, May 2014. ISSN 0093-9994.
- SOARES, A.; VIEIRA, J. C. M. Case study: Adaptive overcurrent protection scheme applied to an industrial plant with cogeneration units. In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T&D. IEEE/PES*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–5.
- SOUZA JR, F.; SANCA, H.; COSTA, F.; SOUZA, B. Adaptive instantaneous overcurrent: a case studied in a real brazilian system. In: *International Conference on Power Systems Transients, 2015. IPST*. [S.l.: s.n.], 2015.
- SOUZA JR, F.; SANCA, H.; COSTA, F.; SOUZA, B. Adaptive instantaneous overcurrent powered by frequency estimation: a case study using a real brazilian system. In: *International Conference on Power Systems Transients, 2015. IPST*. [S.l.: s.n.], 2016.

- SOUZA JR, F.; SANCA, H.; COSTA, F.; SOUZA, B. Proteção adaptativa de sobrecorrente em sistemas de distribuição baseado em algoritmos genéticos. In: *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016. SBSE*. [S.l.: s.n.], 2016.
- SOUZA JR, F.; SOUZA, B. Adaptive overcurrent adjustment settings: A case study using rtds?? In: *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5.
- SOUZA JR, F. C. *Algoritmo genético multiobjetivo para coordenação ótima da proteção de sistemas mistos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, 2011.
- SOUZA JR, F. C.; SOUZA, B. A. Influência do alcance da primeira zona dos relés de distância na velocidade do sistema de proteção. In: *Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE)*. [S.l.: s.n.], 2011.
- SOUZA JR, F. C.; SOUZA, B. A. Esquema de proteção adaptativa aplicada a proteção instantânea de sobrecorrente. In: *Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 4522–4528.
- SOUZA JR, F. C.; SOUZA, B. A. An overcurrent relay model to adaptive protection applications. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2016.
- THEDE, L. *Practical Analog and Digital Filter Design*. [S.l.]: Artech House, Inc., 2004.
- THORP, J. S. Feasibility of adaptive protection and control. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 3, p. 975–983, Julho 1993. ISSN 0885-8977.
- TRAN-QUOC, T.; ANDRIEU, C.; HADJSAID, N. Technical impacts of small distributed generation units on lv networks. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 4, p. 2464 Vol. 4.
- TSAI, S.-J.; WONG, K.-H. On-line estimation of thevenin equivalent with varying system states. In: *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–7. ISSN 1932-5517.
- URDANETA, A.; PEREZ, L.; RESTREPO, H. Optimal coordination of directional overcurrent relays considering dynamic changes in the network topology. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 12, n. 4, p. 1458–1464, Oct 1997. ISSN 0885-8977.
- YANPING, L.; YANGBING, O.; DECHANG, L.; LU, P.; LIN, Z. Research on principle of network-based adaptive current protection in distribution network. In: *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 2388–2391.
- YI, H.; XUEHAO, H.; DONGXIA, Z. A new adaptive current protection scheme of distribution networks with distributed generation. In: *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5.
- YUAN, D.; ZHANG, N.; DONG, X.; BO, Z.; KLIMEK, A. An adaptive noncommunication protection for distribution systems. In: *Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 257–261.

---

ZHU, Y.; SONG, S.; WANG, D. Multiagents-based wide area protection with best-effort adaptive strategy. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 31, n. 2?3, p. 94 – 99, 2009. ISSN 0142-0615.

## APÊNDICE A

# PUBLICAÇÕES ASSOCIADOS AO PROJETO DE DOUTORADO

### A.1 TRABALHOS PUBLICADOS EM PERIÓDICOS INTERNACIONAIS

SOUZA Jr., F. C.; SOUZA, B. A. *An overcurrent relay model to adaptive protection applications*. *Przeglad Elektrotechniczny*, v. 1, p. 173-176, Abril, 2016, DOI: 10.15199/48.2016.04.37.

### A.2 TRABALHOS PUBLICADOS EM ANAIS DE EVENTOS NACIONAIS E INTERNACIONAIS

SOUZA JR., F. C.; SOUZA, B. A. *Esquema de proteção adaptativa aplicada a proteção instantânea de sobrecorrente*. In: *Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 4522-4528.

SOUZA JR., F.; SOUZA, B. *Adaptive overcurrent adjustment settings: A case study using RTDS* In: *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1-5.

SOUZA Jr, F.; SANCA, H.; COSTA, F.; SOUZA, B. *Adaptive instantaneous overcurrent powered by frequency estimation: a case study using a real brazilian system*. In: *International Conference on Power Systems Transients, 2015. IPST*. [S.l.: s.n.], 2016.

SANCA, H.; SOUZA Jr, F.; COSTA, F.; SOUZA, B. *Comparison frequency estimation methods on adaptive protection architecture applied on systems with distributed generation*. In: *13th IET International Conference on Development in Power System Protection*. [S.l.: s.n.], 2016.

SOUZA Jr, F.; SANCA, H.; COSTA, F.; SOUZA, B. *Adaptive Instantaneous Overcurrent Powered by Frequency Estimation: a Case Study Using a Real Brazilian System*. In: *IEEE PES*

Transmission and Distribution Conference and Exposition (TeD), 2016.

SOUZA Jr, F.; SANCA, H.; COSTA, F.; SOUZA, B. *Proteção Adaptativa de Sobrecorrente em Sistemas de Distribuição Baseado em Algoritmos Genéticos*. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2016.

## EQUIVALENTES DE REDE

### B.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Seja um sistema de distribuição simples, representado conforme a Figura B.1. Aplicando a lei de Kirchoff das malhas para o sistema tem-se:

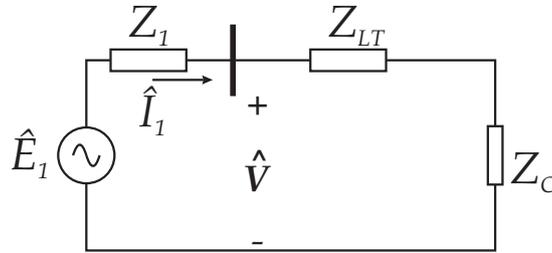


Figura B.1: Sistema de distribuição simplificado.

$$\hat{E}_1 - Z_1 \hat{I}_1 = \hat{V}, \quad (\text{B.1})$$

Acrescentando uma variação às grandezas fasoriais de (B.1) tem-se:

$$\Delta \hat{E}_1 + \hat{E}_1 - Z_1 (\Delta \hat{I}_1 + \hat{I}_1) = \Delta \hat{V} + \hat{V}, \quad (\text{B.2})$$

Subtraindo (B.2) por (B.1) tem-se:

$$\Delta \hat{E}_1 - Z_1 \times \Delta \hat{I}_1 = \Delta \hat{V}, \quad (\text{B.3})$$

Pode-se multiplicar (B.3) pela variação da impedância da carga  $Z_C$ . Realizando esse procedimento pode-se destacar:

$$\Delta Z_C \times \Delta \hat{E}_1 - Z_1 \times \Delta \hat{I}_1 \Delta Z_C = \Delta \hat{V} \Delta Z_C, \quad (\text{B.4})$$

Aplicando a função da covariância a todos os termos de (B.4) observa-se que como não há correlação entre a impedância da carga e fonte equivalente do sistema, a correlação entre esses dois termos será zero. Logo, Pode-se escrever:

$$-Z_1 \times COV(\Delta\hat{I}_1\Delta Z_C) = COV(\Delta\hat{V}\Delta Z_C), \quad (\text{B.5})$$

Isolando  $Z_1$  em (B.5), tem-se:

$$Z_1 = -\frac{COV(\Delta\hat{V}\Delta Z_C)}{COV(\Delta\hat{I}_1\Delta Z_C)}, \quad (\text{B.6})$$

Substituindo  $Z_1$  em (B.1), pode-se obter a expressão para determinação da fonte equivalente do sistema:

$$\hat{E}_1 = \frac{V \times COV(\Delta\hat{I}_1\Delta Z_C) - COV(\Delta\hat{V}\Delta Z_C) \times \hat{I}_1}{COV(\Delta\hat{I}_1\Delta Z_C)}, \quad (\text{B.7})$$

## B.2 BARRAS DE CARGA

Considere um sistema genérico qualquer. Para determinação dos parâmetros dos dispositivos de proteção é interessante que este seja simplificado e representado na forma mostrada na Figura B.2.

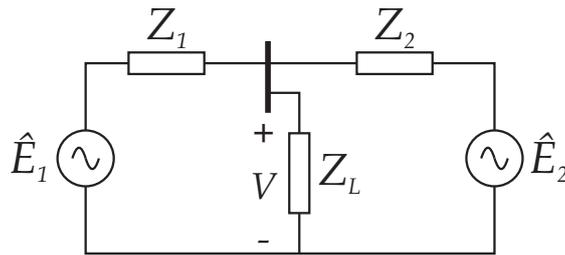


Figura B.2: Equivalente por fase de uma linha de transmissão do sistema.

Aplicando a Lei de Kirchhoff das tensões às duas malhas da Figura B.2 tem-se o seguinte:

$$\hat{E}_1 - Z_1(\hat{I}_2 + \hat{I}_L) = \hat{V} \quad (\text{B.8})$$

$$\hat{V} = Z_2\hat{I}_2 - \hat{E}_2 \quad (\text{B.9})$$

Onde:

$\widehat{I}_2$  - corrente que circula pelo equivalente 2

$\widehat{I}_L$  - corrente que circula pela carga

Resolvendo (B.9) para  $\widehat{I}_L$  e substituindo em (B.8) tem-se:

$$\widehat{E}_1 = Z_1 \widehat{I}_L + \widehat{V} \left( \frac{Z_1 + Z_2}{Z_2} \right) - \left( \frac{Z_1}{Z_2} \right) \widehat{E}_2 \quad (\text{B.10})$$

Considerando que as fontes equivalentes apresentam uma variação incremental em sua amplitude, todas as correntes da rede também seriam incrementadas por um valor incremental. Assim, considerando esse valor incremental (B.10) pode ser reescrita por:

$$\widehat{E}_1 + \Delta \widehat{E}_1 = Z_1 (\widehat{I}_L + \Delta \widehat{I}_L) + (\widehat{V} + \Delta \widehat{V}) \left( \frac{Z_1 + Z_2}{Z_2} \right) - \left( \frac{Z_1}{Z_2} \right) (\widehat{E}_2 + \Delta \widehat{E}_2) \quad (\text{B.11})$$

Fazendo a subtração de (B.11) por (B.10), tem-se:

$$\Delta \widehat{E}_1 = Z_1 \Delta \widehat{I}_L + \Delta \widehat{V} \left( \frac{Z_1 + Z_2}{Z_2} \right) - \left( \frac{Z_1}{Z_2} \right) \Delta \widehat{E}_2 \quad (\text{B.12})$$

Sendo  $\Delta Z_L$  uma variação incremental da impedância da carga, multiplicando todos os termos de (B.12) tem-se:

$$\Delta Z_L \Delta \widehat{E}_1 = Z_1 \Delta \widehat{I}_L \Delta Z_L + \Delta \widehat{V} \Delta Z_L \left( \frac{Z_1 + Z_2}{Z_2} \right) - \left( \frac{Z_1}{Z_2} \right) \Delta \widehat{E}_2 \Delta Z_L \quad (\text{B.13})$$

Observa-se em (B.13) que há alguns termos em que as variações de uma variável não tem relação com a outra, ou seja, são variáveis independentes. Assim, aplicando o princípio da covariância à (B.13) os termos onde há a multiplicação entre variáveis independentes, a covariância será nula. Logo, pode-se reescrever (B.13) da seguinte forma:

$$0 = Z_1 \times COV(\Delta \widehat{I}_L, \Delta Z_L) + \left( \frac{Z_1 + Z_2}{Z_2} \right) \times COV(\Delta \widehat{V}, \Delta Z_L) \quad (\text{B.14})$$

Reescrevendo (B.14) chega-se a seguinte relação entre as impedâncias dos equivalentes da rede.

$$\frac{Z_1 + Z_2}{Z_2 Z_1} = -\frac{COV(\Delta\hat{I}_L, \Delta Z_L)}{COV(\Delta\hat{V}, \Delta Z_L)} \quad (\text{B.15})$$

De maneira análogo para a supermalha da Figura B.2 chega-se a seguinte relação:

$$Z_1 \times \{COV(\Delta\hat{I}_L, \Delta Z_L) + COV(\Delta\hat{I}_2, \Delta Z_L)\} = -Z_2 \times COV(\Delta\hat{I}_2, \Delta Z_L) \quad (\text{B.16})$$

De posse de (B.15) e (B.16), é possível chegar as seguintes relações para as impedâncias dos equivalentes.

$$Z_2 = \frac{COV(\Delta\hat{V}, \Delta Z_L)}{COV(\Delta\hat{I}_2, \Delta Z_L)} \quad (\text{B.17})$$

$$Z_1 = \frac{COV(\Delta\hat{V}, \Delta Z_L)}{COV(\Delta\hat{I}_2, \Delta Z_L) + COV(\Delta\hat{I}_L, \Delta Z_L)} \quad (\text{B.18})$$

Agora que as impedâncias equivalentes são conhecidas as fontes equivalentes podem ser obtidas por meio de (B.8) e (B.9).

### B.3 LINHAS DE TRANSMISSÃO

Considere que no sistema mostrado na Figura B.3 a diferença de tensão entre as barras 1 e 2 dada pela variável  $V$ . A análise da malha resulta na seguinte equação:

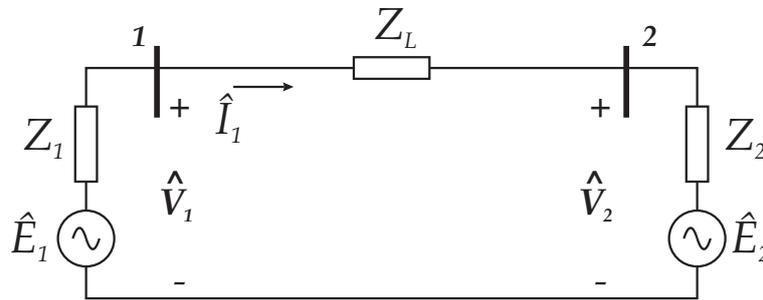


Figura B.3: Sistema de transmissão simplificado.

$$\hat{E}_1 - Z_1 \hat{I}_1 - \hat{V} - Z_2 \hat{I}_2 - \hat{E}_2 = 0 \quad (\text{B.19})$$

Repetindo a mesma consideração de que as por meio de uma variação incremental das fontes equivalentes a corrente do sistema também sofrerá uma variação, e multiplicando todos os termos por uma variação da impedância da linha, pode-se reescrever (B.19) como:

$$\widehat{E}_1 + \Delta\widehat{E}_1 - (\widehat{I}_1 + \Delta\widehat{I}_1) \times (Z_1 + Z_2) - (\widehat{V} + \Delta\widehat{V}) - (\widehat{E}_2 + \Delta\widehat{E}_2) = 0 \quad (\text{B.20})$$

Subtraindo (B.20) de (B.19) tem-se:

$$\Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{E}_1 - \Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{E}_2 - \Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{I}_1 \times (Z_1 + Z_2) - \Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{V} = 0 \quad (\text{B.21})$$

Utilizando o operador da covariância observa-se mais uma vez a não correlação entre a variação da impedância com as fontes equivalentes. Logo, cada um desses termos será nula e a (B.21) pode ser reescrita por:

$$Z_1 + Z_2 = -\frac{COV(\Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{V})}{COV(\Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{I}_1)} \quad (\text{B.22})$$

Para solucionar o problema de (B.22) pode-se fazer a análise da malha só até a barra 1. Realizando o mesmo procedimento feito para (B.19) obtém-se:

$$Z_1 = -\frac{COV(\Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{V}_1)}{COV(\Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{I}_1)} \quad (\text{B.23})$$

Substituindo (B.24) em (B.22) pode-se obter a impedância do equivalente 2.

$$Z_2 = \frac{COV(\Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{V}_1) - COV(\Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{V})}{COV(\Delta Z_{LT} \times \Delta\widehat{I}_1)} \quad (\text{B.24})$$

## RELÉS DIRECIONAIS

Os relés direcionais operam “enxergando” a corrente de curto-circuito em apenas um sentido. Esses dispositivos possuem duas entradas: a grandeza de operação e a de polarização. Na prática, os relés direcionais podem ser de dois tipos: corrente-corrente e tensão-corrente. Os primeiros possuem sinais de corrente tanto como grandeza de operação, quanto de polarização. Já os segundos, mais comuns na prática, possuem um sinal de corrente como grandeza de operação e um sinal de tensão como grandeza de polarização. Esse dispositivo é geralmente utilizado em conjunto com outros relés de proteção, como o de sobrecorrente ou o de distância que irão realmente classificar a condição de falta enquanto a unidade direcional identifica o sentido da corrente ou da potência, conforme o tipo de relé.

Matematicamente, a sensibilidade do dispositivo de proteção é dada por (C.1).

$$H = E_1 \times E_2 \cos(\theta - \tau) \quad (\text{C.1})$$

onde:

$E_1$  e  $E_2$  são as grandezas de polarização e de operação, respectivamente;

$\theta$  é a diferença entre os ângulos das grandezas de polarização e de operação;

$\tau$  é o ângulo de máxima sensibilidade do relé.

Para um relé tensão-corrente, isto é:

$$E_1 = \text{Tensão de polarização} = V_{POL}$$

$$E_2 = \text{Corrente de operação} = I_{OP}$$

O diagrama fasorial de atuação do relé é mostrado na Figura C.1.

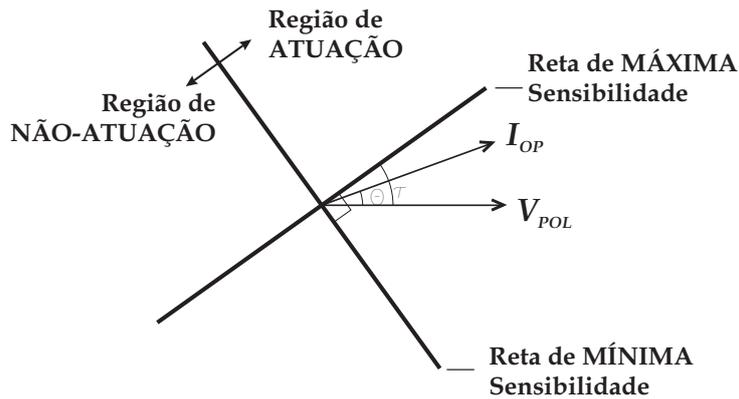


Figura C.1: Diagrama fasorial de um relé direcional tipo tensão-corrente.

A operação dos dispositivos diferenciais se dá de acordo com o tipo de conexão dos transformadores de tensão e de corrente. As conexões mais comuns desse tipo de dispositivo são:  $90^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $30^\circ$  e  $0^\circ$ . Essa diferença é obtida considerando um sistema com fator de potência unitário e sequência positiva. A conexão de  $0^\circ$  é utilizada em sistemas que possuam transformadores de potencial monofásicos, por isso não será abordado nesta tese.

De acordo com a conexão das grandezas de operação e de polarização e com a escolha do ângulo de máxima sensibilidade do relé, o dispositivo torna-se mais ou menos sensível, conforme pode-se observar na Figura C.1 dependendo da direção da corrente de falta. Essa conexão é realizada combinando sinais de tensão e de corrente conforme apresentado a seguir.

Na prática, os ângulos de sensibilidade dos relés direcionais variam na faixa de  $20^\circ$  a  $80^\circ$ , enquanto que a faixa de atuação na prática varia entre  $-120^\circ$  e  $120^\circ$  em relação à reta de máxima sensibilidade (ALMEIDA, 2000). Assim, a região de atuação prática de um dispositivo direcional é mostrado na Figura C.2.

## CONEXÃO $90^\circ$

Nessa conexão, a corrente de operação deve estar  $90^\circ$  adiantada em relação a tensão de polarização. Um exemplo de conexão desse tipo de ligação é o mostrado na Figura C.3. A depender do ângulo de torque máximo, dispositivos ajustados com essa conexão são comumente utilizados para configurar atuações do relé direcional quando correntes de curto-circuito no sentido anti-horário proveem das condições de falta.

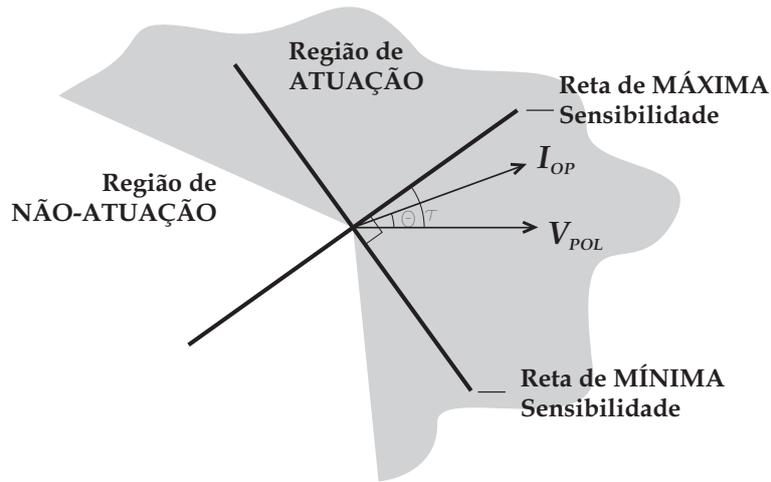


Figura C.2: Diagrama fasorial prático de um relé direcional tipo tensão-corrente com região de atuação entre  $-120^\circ$  e  $120^\circ$ .

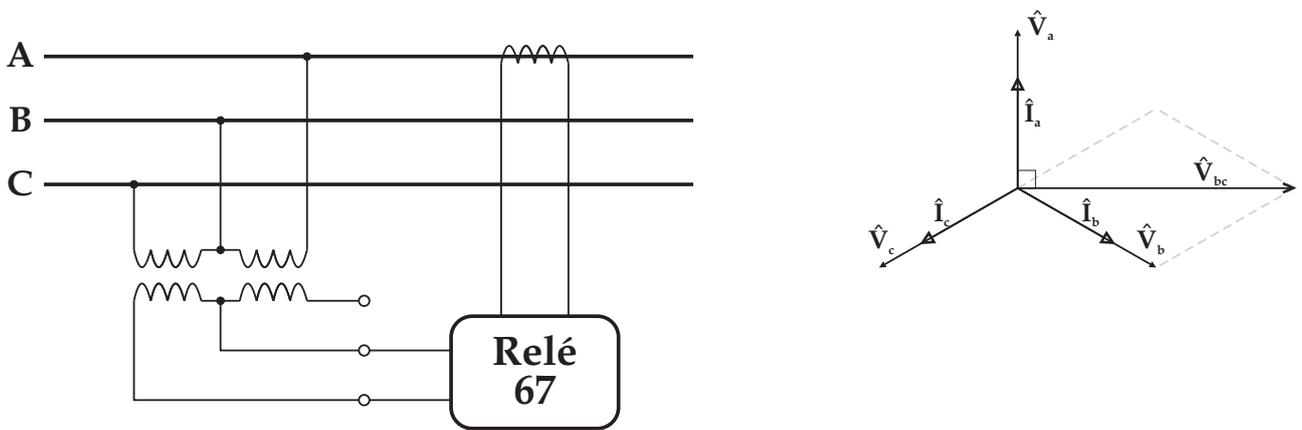


Figura C.3: Esquema de ligação de relé direcional a  $90^\circ$ .

### CONEXÃO $60^\circ$

Nessa conexão, a corrente de operação deve está  $60^\circ$  adiantada em relação a tensão de polarização. Um exemplo de conexão desse tipo de ligação é o mostrado na Figura C.4.

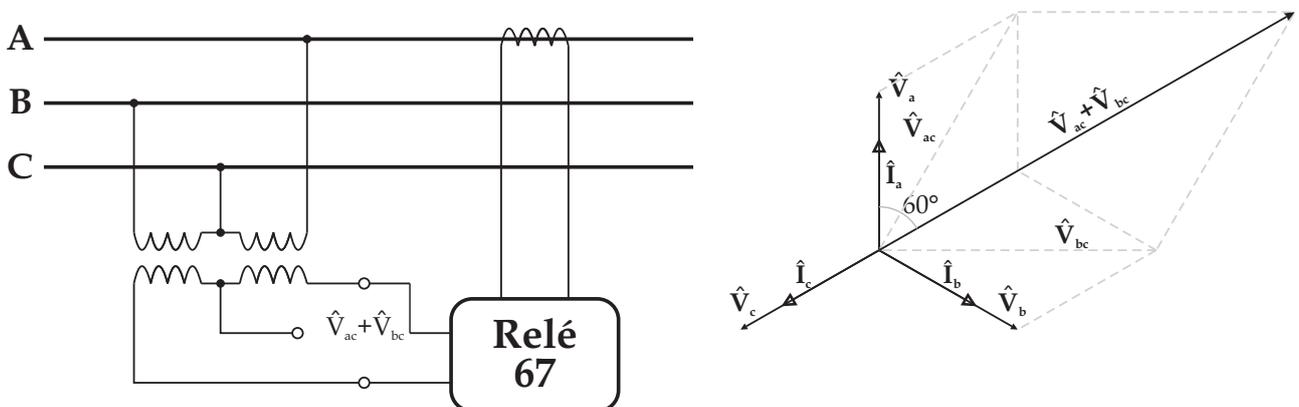


Figura C.4: Esquema de ligação de relé direcional a  $60^\circ$ .

## CONEXÃO 30°

Nessa conexão, a corrente de operação deve está 30° adiantada em relação a tensão de polarização. Um exemplo de conexão desse tipo de ligação é o mostrado na Figura C.5. Esse tipo de ligação é mais adequado para configuração do relé direcional para correntes de falta no sentido horário.

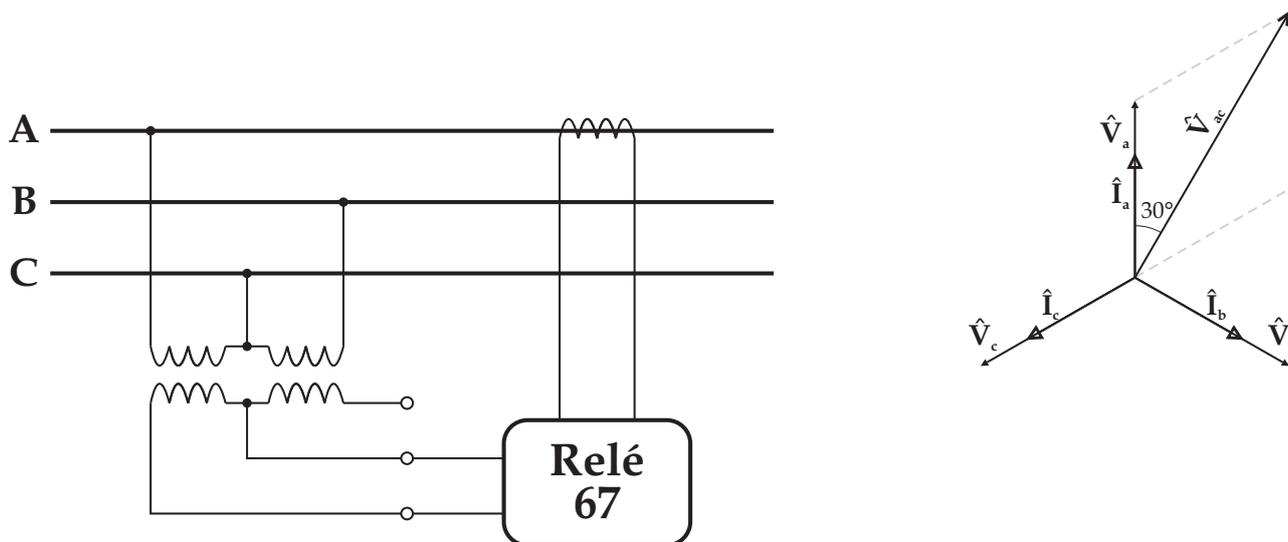


Figura C.5: Esquema de ligação de relé direcional a 30°.

Os exemplos de conexão apresentados acima consideram apenas uma fase do sistema de potência. Para o caso em que a rede pode ser considerada balanceada essas configurações se adequam a todos os tipos de falta. Esse é o caso da maioria dos sistemas de transmissão. Entretanto, para a maioria dos sistemas de distribuição, o balanceamento das cargas nem sempre é suficiente para que possa-se fazer a mesma consideração que a feita para os sistemas de transmissão.

A Tabela C.1 apresenta o resumo das grandezas de operação e polarização para todas as fases e as três conexões apresentadas acima.

O ajuste da unidades de neutro dos dispositivos de direcionais de sobrecorrente apresentam algumas diferenças em relação aos ajustes das unidades de fase. Este fato se dá, entre outras razões, pela existência de componentes de sequência zero durante a ocorrência de de faltas, enquanto que durante a operação normal do sistema essa componente assume valores muito baixos. Desse modo, o ajuste da unidade de neutro dos dispositivos de sobrecorrente direcionais devem ser bem mais seletivos que os dispositivos de fase.

Tabela C.1: Polarização dos relés .

Conexão	Operação	Polarização
30°	$\hat{I}_A$	$\hat{V}_{AC}$
	$\hat{I}_B$	$\hat{V}_{BA}$
	$\hat{I}_C$	$\hat{V}_{CB}$
60°	$\hat{I}_A$	$\hat{V}_{AC} + \hat{V}_{BC}$
	$\hat{I}_B$	$\hat{V}_{AB} + \hat{V}_{BC}$
	$\hat{I}_C$	$\hat{V}_{AC} + \hat{V}_{CB}$
90°	$\hat{I}_A$	$\hat{V}_{BC}$
	$\hat{I}_B$	$\hat{V}_{CA}$
	$\hat{I}_C$	$\hat{V}_{AB}$

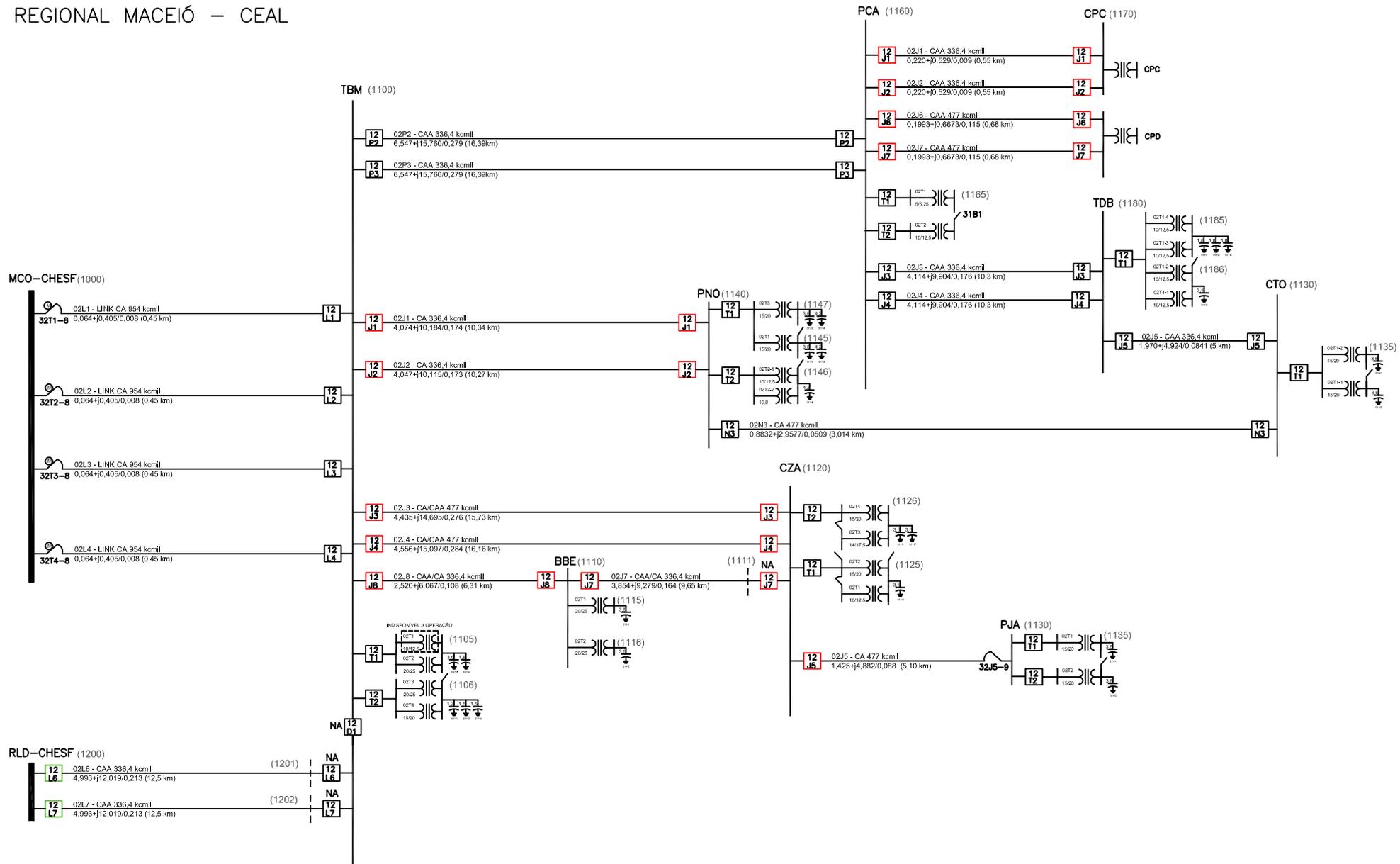
A proteção de sobrecorrente de fase em conjunto com a função direcional pode ser obtida através da conexão com a tensão de neutro  $\hat{V}_n$  como grandeza de polarização e a corrente de neutro  $\hat{I}_n$  como grandeza de operação (PHADKE; THORP, 1990). A proteção direcional de sobrecorrente pode ser obtida de maneira adequada utilizando-se dois relés de fase e um relé de neutro, isto é, tanto faltas entre fases quanto faltas que envolvam o neutro serão identificadas e eliminadas.

## APÊNDICE D

# DETALHES DO REGIONAL MACEIÓ

### D.1 DIAGRAMA UNIFILAR

# REGIONAL MACEIÓ – CEAL



- LEGENDA**
- 12 J1 DISJUNTOR COM RELIGAMENTO AUTOMÁTICO
  - 12 J1 DISJUNTOR COM BLOQUEIO (LT EM ÁREA DE RISCO)

LEVANTAMENTO	J.C.ROCHA	 DEPARTAMENTO DE OPERAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO					
PROJETO							
DESENHO CAD	Francisco Paulo	UNIFILAR 69 KV - REGIONAL MACEIÓ					
CONFERENCIA	J.C.ROCHA						
VISTO							
APROVAÇÃO							
ESCALA	S/ESCALA	DATA	07/JAN/2013	NP	GOT-MCO-001 R00	ARQUIVO	UNIF_REG_MCO_2013

D.2 ENTRADA DE ROTINA DE FLUXO DE CARGA (ANAREDE)

TITU

REG. MACEIÓ: ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA COM PATAMAR DE CARGA MÁXIMA - JAN 2013

DOPC IMPR

(Op) E (Op) E

FLAT L QLIM L VLIM L CREM L CTAP L STEP L NEWT L RCVG L RMON L TAPD L

MFCT L

99999

DCTE

(Mn)	(Val)	(Mn)	(Val)	(Mn)	(Val)	(Mn)	(Val)	(Mn)	(Val)	(Mn)	(Val)
BASE	100.	DASE	100.	TEPA	.0001	EXST	4.	TETP	5.	TBPA	5.
TLPP	1.	TEPR	.0001	QLST	4.	TLPR	1.	TLPQ	2.	TSBZ	.01
TSBA	5.	ASTP	.05	VSTP	5.	TLVC	.005	TLTC	.01	TSFR	.1E-7
ZMAX	500.	TLPV	.5	VDVM	200.	VDVN	40.	TUDC	.001	TADC	.01
PGER	30.	TPST	2.	VFLD	70.	ZMIN	.001	HIST	470	LFIT	10
ACIT	90	LFCV	1	DCIT	10	VSIT	10	LPIT	50	LFLP	10
PDIT	1	LCRT	96	LPRT	60	CSTP	.01745	ASDC	1.		
ICIT	30	DMAX	5	FDIV	2.	ICMN	.05	VART	5.	TSTP	33
ICMV	.5	APAS	90.	CPAR	70.	VAVT	2.	VAVF	5.	VMVF	15.
VPVT	2.	VPVF	5.	VPMF	10.	VSVF	20.	VINF	1.	VSUP	1.
TLSI	0.	VPVF	5.	VPMF	10.	VSVF	20.	VINF	1.	VSUP	1.

99999

DBAR

(Num)	DET	Gb( nome )	G1( V)	( A)	( Pg)	( Qg)	( Qn)	( Qm)	(Bc )	( Pl)	( Q1)	( Sh)	Are	(Vf)	M(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1000	L2	3MCO-CHESF	31020	0.245	.555	.66	-999999999	1100							11000					
1100	L1	3SEC.TBM	31029	-.13	0.	0.	0.	0.							21000					
1101	L	3TBM FIC	31029	-.13											21000					
1105	L	1TBM 1	11014	-3.9						25.75	10.97	6.1			21000					
1106	L	1TBM 2	11014	-3.9						25.75	10.97	6.1			21000					
1110	L	3BBE 69	31016	-1.3											31000					
1115	L	1BBE 13	11011	-4.3						17.73	7.55	6.1			31000					
1120	L	3CRUZ_ALMAS69	31005	-2.2											41000					
1125	L	1CZA 1	1	997	-4.8					22.79	9.53	6.1			41000					
1126	L	1CZA 2	1	998	-5.2					19.91	7.8	5.59			41000					
1130	L	3PAJUSSARA_69	3	995	-3.										51000					
1135	L	1PJA 13	11000	-8.9						31.05	13.23	6.1			51000					
1140	L	3PNO 69	31021	-1.1											61000					
1145	L	1PNO 3	11023	-3.6						11.19	6.11	6.6			61000					
1146	L	1PNO 2	11015	-3.9						14.94	8.15	6.65			61000					
1147	L	1PNO 1	11023	-3.6						11.19	6.11	6.6			61000					
1160	L	3PCA	31009	-1.8											71000					
1165	L	1PCA	11014	-3.						5.25	2.23				71000					
1170	L	3CPC	31008	-1.8						13.24	5.64				81000					
1171	L	3CPC-F	31009	-1.8											81000					
1180	L	3TDB 69	3	996	-3.										91000					
1181	L	3CTO 69	3	995	-3.2										91000					
1182	L	1CTO 13	11007	-5.1						17.	7.24	6.1			91000					
1185	L	1TDB 1	11000	-5.9						13.4	5.71	3.05			91000					
1186	L	1TDB 2	11007	-5.5						13.4	5.71	4.56			91000					

99999

DLIN

(De)	d	0	d(Pa)	Nc	EP	( R% )	( X% )	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc )	(Cn)	(Ce)	Ns	(Cq)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1000			1100	1		.0639	.40498	.008						129	129	129							
1000			1100	2		.0639	.40498	.008						129	129	129							
1000			1100	3		.0639	.40498	.008						129	129	129							
1000			1100	4		.0639	.40498	.008						129	129	129							
1100			1101	1		.001	.001	.1E-4						100	100	100							
1100			1110	1		2.52046	.0673	.1075						46	46	46							
1100			1120	1		4.435214	.695	.2763						80	80	80							
1100			1120	2		4.556515	.097	.2838						80	80	80							
1100			1140	1		4.074310	.184	.1738						46	46	46							
1100			1140	2		4.046710	.115	.1727						46	46	46							
1100			1160	1		6.5467	15.76	.2793						46	46	46							
1100			1160	2		6.5467	15.76	.2793						46	46	46							
1100			1160	3		4.581	15.7	.284						80	80	80							
1101			1105	1			40.		1.					20	20	20							
1101			1105	2			82.4		1.					12	12	12							
1101			1106	1			81.8		1.					12	12	12							
1101			1106	2			40.1		1.					20	20	20							
1110			1115	1			61.33		1.					20	20	20							
1110			1115	2			61.33		1.					20	20	20							
1110			1120	1		3.854	9.279	.164						46	46	46							

1120	1125 1	40.	1.						20	20	20
1120	1125 2	40.	1.						20	20	20
1120	1126 3	40.	1.						20	20	20
1120	1126 4	78.3	1.						12	12	12
1120	1130 1	1.425	4.882	.088					80	80	80
1130	1135 1	68.6	.9656	.9	1.			-1135	20	2033	20
1130	1135 2	67.87	.9656	.9	1.			-1135	20	2033	20
1140	1145 1	40.35	1.						20	20	20
1140	1146 2	66.2	1.						12	12	12
1140	1146 3	66.5	1.						12	12	12
1140	1147 4	40.15	1.						20	20	20
1160	1165 1	126.	.985						5	5	5
1160	1165 2	63.89	.985						10	10	10
1160	1170 1	.21969	.52885	.0094					46	46	46
1160	1171 1	.21969	.52885	.0094					46	46	46
1160	1180 1	4.11419	.9039	.1755					46	46	46
1160	1180 2	4.11419	.9039	.1755					46	46	46
1180	1181 1	.6722	.2974	.041					80	80	80
1180	1185 1	77.4	.985						12	12	12
1180	1185 2	75.4	.985						12	12	12
1180	1186 3	67.5	.985						12	12	12
1180	1186 4	65.1	.985						12	12	12
1181	1182 1	40.	.985						20	20	20
1181	1182 2	40.	.985						20	20	20

99999

DGER

(No ) 0 (Pmn ) (Pmx ) ( Fp) (FpR) (FPn) (Fa) (Fr) (Ag) ( Xq) (Sno)

99999

DGLT

(G (Vmn) (Vmx) (Vmne (Vmxe

3 .95 1.05 .95 1.05

1 .95 1.05 .95 1.05

99999

DARE

(Ar (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)

1	0.	*	CHESF	*
2	0.	*	SUBESTAÇÃO TABULEIRO MARTINS	*
3	0.	*	SUBESTAÇÃO BENEDITO BENTES	*
4	0.	*	SUBESTAÇÃO CRUZ DAS ALMAS	*
5	0.	*	SUBESTAÇÃO PAJUÇARA	*
6	0.	*	SUBESTAÇÃO PINHEIRO	*
7	0.	*	SUBESTAÇÃO PÓLO QUÍMICO	*
8	0.	*	SUBESTAÇÃO CPC	*
9	0.	*	SUBESTAÇÃO TRÁPICHE DA BARRA	*

99999

DGBT

(G ( kV)

3 69.

1 13.8

99999

FIM

### D.3 ENTRADA DE ROTINA DE ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO (ANAFAS)

(-----Titulo do Caso-----

TITU

caso usuario de FRANCISCO

DBAR

(-----Dados de Barra-----)

(NB	CEM	BN	VPRE	ANG	VBAS	DISJUN	DDMMAAA	ADDMMAAAA	IA	SA
1100	TAB. SECC	--69			69				1	
1101	PAJUÇARA	--13			13.8				1	
1102	CENTRO	----13			13.8				1	
1105	TABULEI	.1-13			13.8				1	
1106	TABULEI	.2-13			13.8				1	
1110	BEN. BENT	--69			69				1	
1115	BEN. BEN	.1-13			13.8				1	
1116	BEN. BEN	.2-13			13.8				1	
1120	CZ. ALMAS	--69			69				1	
1125	CZ. ALMA	.1-13			13.8				1	

1126	CZ . ALMA . 2 -13	13.8	1
1130	PAJUÇARA --69	69	1
1135	PAJUÇARA --13	13.8	1
1140	PINHEIRO --69	69	1
1145	PINHEI . 3 --13	13.8	1
1146	PINHEI . 2 --13	13.8	1
1147	PINHEI . 1 --13	13.8	1
1160	PCA -----69	69	1
1165	PCA -----13	13.8	1
1170	CPC -----69	69	1
1180	TRAP . BAR --69	69	1
1185	TRAP . BA . 1 -13	13.8	1
1186	TRAP . BA . 2 -13	13.8	1
1190	CENTRO ----69	69	1
1195	CENTRO ----13	13.8	1

99999

DCIR

-----Dados de Circuitos-----																
(	BF	CE	BT	NCT	R1	X1	R0	X0	CN	S1	S0	TAP	TB	TCIA	DEFE	KM
(	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
1100	D		0	1G	.311195	.80751	.317444	.675								1
1100			0	2G		.315	.6944999999999999									1
1100		1110		1	2.606	6.366	6.75325	.056	LIN							1
1100		1120		1	4.61715	.10114	.95161	.687	LIN							1
1100		1120		2	4.74315	.51415	.35963	.373	LIN							1
1100		1140		1	42710	.43111	.06541	.057	LIN							1
1100		1140		2	4.24110	.361	109940	.779	LIN							1
1100		1160		1	6.76816	.53417	.53565	.074								1
1100		1160		2	6.76816	.53417	.53565	.074	LIN							1
1106		1105		1L	.00010	.00010	.00010	.0001								1
1110		1120		1L	3.985	9.73510	.32638	.318								0
1116		1115		1L	.00010	.00010	.00010	.0001								1
1120		1130		1	1.494	5.005	4.84620	.111	LIN							1
1126		1125		1L	.00010	.00010	.00010	.0001								1
1135		1101		1L		0.001		0.001								0
1135		1101		2L		0.001		0.001								0
1145		1146		1L	.00010	.00010	.00010	.0001								1
1146		1147		1L	.00010	.0001		0.0001								1
1160		1170		1	0.227	0.555	0.589	2.184	LIN							1
1160		1170		2	0.227	0.555	0.589	2.184	LIN							1
1160		1180		1	4.25410	.39111	.02240	.898	LIN							1
1160		1180		2	4.25410	.39111	.02240	.898	LIN							1
1180		1190		1L	.70452	.30422	.28189	.4132								1
1186		1185		1L	.00010	.00010	.00010	.0001								1
1195		1102		1L		0.001		0.001								0
1100		1105		1T		4000999999999999		4000	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		4000	TRF				1100	1		1
1100	D	1105		2T		6592999999999999		6592	TRF							1 30
		0	D	1105		T9999999999999999		6592	TRF				1100	2		1
1100		1106		1T		4000999999999999		4000	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		4000	TRF				1100	1		1
1100	D	1106		2T		4115999999999999		4115	TRF							1 30
		0	D	1106		T9999999999999999		4115	TRF				1100	2		1
1110		1115		1T		4600999999999999		4600	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		4600	TRF				1110	1		1
1110		1116		1T		6010999999999999		6010	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		6010	TRF				1110	1		1
1120		1125		1T		6320999999999999		6320	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		6320	TRF				1120	1		1
1120		1125		2T		4000999999999999		4000	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		4000	TRF				1120	2		1
1120		1126		1T		6328999999999999		6328	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		6328	TRF				1120	1		1
1120		1126		2T		6264999999999999		6264	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		6264	TRF				1120	2		1
1130		1101		2T		5780999999999999		5780	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		5780	TRF				1130	2		1
1130		1135		1T		5900999999999999		5900	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		5900	TRF				1130	1		1
1140		1145		1T		4015999999999999		4015	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		4015	TRF				1140	1		1
1140		1146		1T		6608999999999999		6608	TRF							1 30
		0				T9999999999999999		6608	TRF				1140	1		1
1140		1146		2T		6620999999999999		6620	TRF							1 30

```

0 1146 T999999999999 6620 TRF 1140 2 1
1140 1147 1T 4035999999999999 TRF 1 30
0 1147 T999999999999 4035 TRF 1140 1 1
1160 1165 1T 1260099999999999 TRF 1 30
0 1165 T999999999999 12600 TRF 1160 1 1
1160 1165 2T 6389999999999999 TRF 1 30
0 1165 T999999999999 6389 TRF 1160 2 1
1180 1185 1T 5024999999999999 TRF 1 30
0 1185 T999999999999 5024 TRF 1180 1 1
1180 1185 2T 6032999999999999 TRF 1 30
0 1185 T999999999999 6032 TRF 1180 2 1
1180 1186 1T 5400999999999999 TRF 1 30
0 1186 T999999999999 5400 TRF 1180 1 1
1180 1186 2T 5208999999999999 TRF 1 30
0 1186 T999999999999 5208 TRF 1180 2 1
1190 1102 2T 4295999999999999 1 30
0 1102 T999999999999 4295 1190 2 1
1190 1195 1T 4305999999999999 1 30
0 1195 T999999999999 4305 1190 1 1
1100 0 1H999999999999 1.317444.675 1

```

99999

DMUT

```

(----- Dados de Mutua -----)
(BF1 CE BT1 N1 BF2 BT2 N2 RM XM I1 F1 I2 F2 IA SA
(-----)

```

99999

DMOV

```

(----- Dados de Protecao MOV -----)
(BF CE BT NC VBAS Ipr Imax Emax Pmax Vpr TEMPO D
(-----)

```

99999

DSHL

```

(----- Dados de Shunt de Linha -----)
(BF E BT NCLNG Qpos L Rn Xn E Nome NunNop AAA
(=====)

```

99999

## ÍNDICE REMISSIVO

### Símbolos

#### Índice

de confiabilidade, 6

#### Ângulo

de incidência, 44

### A

#### Ajustes

ótimos, 9

ótimos, 10

adaptativos, 14

#### Alcance

unidade

instantânea, 10

#### Algoritmo

de coordenação, 27

de proteção, 65

genético, 11, 28

#### Amostragem, 39

de sinais, 65

#### ANEEL, 17

#### Anti-aliasing, 39

#### Arco

elétrico, 17

#### Arquitetura

concentrada, 7, 63

distribuída, 7, 63

relé, 38

ATP, 3, 81

#### Atuação

instantânea, 28

temporizada, 28

Automação, 64

### B

Biomassa, 24, 26

Buffer, 75

Butterworth, 71

### C

#### Camada

da subestação, 9

de equipamentos, 9

de execução, 8

de operação, 8

de organização, 8

do sistema, 9

CAPE, 4, 100

#### Característica

direcional, 17

CCO, 63, 67

- CCS, 63, 67, 75
  - Cenário
    - de operação, 14
  - Chaves
    - de religamento automático, 17
  - Chaves-fusíveis, 31
  - Chebyshev, 71
  - Circuito
    - de transfência, 30
  - Circuitos
    - duplos, 34, 36
  - Coefficiente
    - filtro de Fourier, 42
  - Coefficientes
    - de Fourier, 40
    - Filtro
      - de Fourier, 44
  - Cogeração, 14
  - Combustíveis
    - Fósseis, 24
  - Comparação
    - de amplitude, 47
    - de fase, 47
  - Componente
    - DC
      - decaimento exponencial, 43
      - fundamental, 39
  - Comunicação, 27, 64
  - Condição
    - de bloqueio, 19
  - Condições
    - de falta, 67
  - Constante
    - de seletividade, 129
    - de tempo, 45
  - Consumidores, 18
  - Contingência, 18, 29
  - Contribuições, 58
  - Conversor
    - A/D, 74
    - analógico/digital, 65
    - conversor
      - A/D, 82
  - Coordenação, 51, 120
    - da proteção, 12, 17
  - Corrente
    - carga, 29
    - constante, 43
    - curto-circuito, 8
    - de carga, 13, 52
    - de curto-circuito, 12
    - de pick-up, 19, 89
    - pick-up, 7, 8, 12, 14, 21, 23, 28, 29, 36
  - CTI, 30
  - Curto-circuito, 13, 55
    - trifásico, 24
  - Curva
    - característica, 12, 28
- D**
- Decaimento
    - exponencial, 43, 44

- Delocamento
- de potência, 14
- Derivadas
- finitas, 66
- Deteção
- de distúrbios, 66
- Diagrama
- de Bode, 73
- Digitalização, 39
- Direcional
- sobrecorrente
    - instantânea, 118
- Disjuntor, 70
- Dispositivo
- de sobrecorrente, 17
- Distância, 27
- DSP, 14
- E**
- EDAL, 82, 99, 128
- Efeito
- capacitivo, 28
- Elíptico, 71
- Eletrobrás, 82
- Elos
- fusíveis, 17, 20, 21, 23
- EMA, 8, 10
- Energia
- eólica, 26
  - solar, 24, 26
- EPA, 4
- Equivalente
- de rede, 8, 12, 33, 44
  - de Thévenin, 50, 56
- Equivalentes
- de rede, 15, 55, 80, 100, 110, 119
  - de Thévenin, 60
- Estimação
- de fasores, 39, 65
  - de frequência, 78
  - fasorial, 5, 45
- Estudo
- de coordenação, 2
- Etapa
- pré-falta, 40
- F**
- Faixa
- de corte, 70
  - de passagem, 70
- Falta
- close-in, 52
  - de alta impedância, 13
  - de alta impedância, 25
  - permanente, 20
  - trifásica, 55
- Faltas
- bifásicas, 30
  - close in, 21
  - close-in, 32
  - monofásicas, 30
  - temporárias, 18

- transitórias, 17
- Fator
  - de crescimento
    - da carga, 29
    - de sobrecorrente, 29
- Fibra
  - ótica, 10
  - ótica, 8
- fieldbus, 8
- Filosofia
  - da proteção, 1
- Filtragem, 39
- Filtro
  - analógico, 39, 70
  - anti-aliasing, 70
  - anti-alliasing, 65
  - Cosseno, 39
  - mímico, 45
- Filtros
  - ortogonais, 42
  - passa-altas, 45
  - passa-faixas, 45
- Fluxo
  - de carga, 12, 13
  - de corrente, 36
  - de potência, 25
- Fluxograma, 30
- Fontes
  - de energia, 24
- Fourier
  - de 1 ciclo, 41
  - de meio ciclo, 39, 42
  - de um ciclo, 39
  - modificado, 39
- Frequência, 26
  - de corte, 71
  - de passagem, 71
  - fundamental, 42
- Função
  - 67, 35
  - de distância, 109
  - direcional, 35
- Fusíveis, 20, 22
- G**
- Geração
  - distribuída, 5, 10, 12, 14, 19, 24, 55, 60, 81, 122, 125
  - distribuída, 17
  - máxima, 51
  - mínima, 51
- Gradiente
  - de tensão, 25
- Grandeza
  - de operação, 35
  - de polarização, 35
- Grupo
  - de ajustes, 14
- H**
- Hidroelétrica, 24
- I**
- IEC, 10

- IED, 63
- IEEE, 10
- Ilhamento, 14, 26
- Impedância, 27, 55
  - equivalente, 9
- Inteligência
  - artificial, 7
- Interface
  - comunicação, 7
- isChangeD, 77
- isFault, 78
- J**
- Janelamento, 39
- Janelas
  - curtas, 66
- L**
- LAN, 9
- Linha
  - curta, 43
  - de transmissão, 61
- Linhas
  - curtas, 28
  - de transmissão, 17
  - terminais, 20
- Localização
  - de falta, 44
  - de faltas, 13
- M**
- Mínimos
  - quadráticos, 45
- MATLAB, 81
- Mho, 17
- Modelo
  - de relé, 14, 65
  - relé, 3, 38
- MODELS, 3, 81
- Modificações
  - de carga, 110
  - topológicas, 105
- Mudanças
  - operacionais, 6
  - topológicas, 6
- Mudança
  - operacionais, 12
  - topológicas, 12
- O**
- Ordem
  - do filtro, 71
- P**
- Parâmetros
  - da linha, 44
- Passo
  - de integração, 81
- Perfil
  - de tensão, 26
- Perturbações
  - transitórias, 17
- Poluição, 24
- Processadores
  - de sinais, 38

- Processo  
    iterativo, 8
- Programação  
    linear, 11
- Proteção, 64  
    adaptativa, 1, 2, 6, 7, 12, 50, 51, 63, 79  
    de retaguarda, 15  
    de sobrecorrente, 15, 50  
    diferencial, 8  
    digital, 38  
    distância, 8  
    principal, 17  
    retaguarda, 10  
    sobrecorrente, 8
- Protocolo  
    de comunicação, 64
- R**
- Rapidez, 18
- Reconfiguração  
    da rede  
    de proteção, 9
- Rede  
    de proteção  
        adaptativa, 63
- Relé, 14, 30
- Relés, 20
- Relé, 9, 51, 60, 78  
    como comparador, 47  
    digital, 27, 34  
    eletromecânico, 27, 38  
    local, 28, 30  
    remoto, 28, 30  
    sobrecorrente, 12
- relé, 1
- Relés, 21, 22  
    digitais, 23, 80
- Religadores, 18, 23, 31  
    automáticos, 22
- Religamento  
    automático, 18
- Resistência  
    de falta, 44
- RNA, 11  
    MLP, 11  
    treinamento, 11
- RTC, 29
- RTDS, 14
- S**
- Série  
    de Fourier, 40  
    de Taylor, 45, 46
- Sample and hold, 39
- Sample/hold, 74
- Seccionadores, 31
- Segunda  
    derivada, 66
- Segurança , 18
- Seletividade, 18, 35, 51, 120, 123
- Sensibilidade, 18
- SEP, 1, 17, 63

## Sinal

periódico, 40

## Sistema

com geração

distribuída, 54

computacional, 10

de controle, 63

de distribuição, 5, 10, 12, 15, 17–19, 24,  
27

de proteção, 1, 13, 24

de subtransmissão, 14

de transmissão, 8, 10, 15

malhado, 13

não-radial, 34

proteção

adaptativa, 6

radial, 28

## Sistemas

com geração distribuída, 24

de distribuição, 50

de transmissão, 9

radiais, 22, 25, 52

## Smart

grid, 21

## Smart Grid, 1

## Smart grid, 6, 17

## Sobrecorrente, 27

direcional, 55

instantânea, 3, 14, 23, 78, 101

instantâneas, 52

temporizada, 8, 14

## Sobreposição

de espectro, 39, 70

## T

## Taxa

de amostragem, 129

## TC, 68

auxiliar, 69

## TDS, 7

## Tele-proteção, 27

## Tipo

curva, 7

## TP

auxiliar, 69

## TPC, 68

## Transformadas

Wavelets, 39

## Transitórios, 17

## Transitório, 40

## Transitórios, 14

eletromagnéticos, 81

eletomagnéticos, 3

## Trip, 28

trip, 4, 21

## U

## Unidade

direcional, 25, 58

instantânea, 30, 31

sobrecorrente, 54

temporizada, 30, 31

## Unidades

consumidoras, 54  
geradoras, 54  
unidirecionalidade, 24

**W**

WAN, 10