



**WAGNER DE OLIVEIRA**

**SIMULAÇÃO PARA A AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO SISTEMA DE  
PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 500 KV**

**CAMPINAS**

**2012**





**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

**WAGNER DE OLIVEIRA**

**SIMULAÇÃO PARA A AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO SISTEMA DE  
PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 500 KV**

**Orientador: Prof. Dr. Fujio Sato**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO  
DEFENDIDA PELO ALUNO WAGNER DE OLIVEIRA  
E ORIENTADO PELO PROF. DR. FUJIO SATO

Assinatura do Orientador

---

**CAMPINAS**

**2012**

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

OL4s	<p>Oliveira, Wagner de</p> <p>Simulação para a avaliação do desempenho do sistema de proteção de distância de uma linha de transmissão de 500 kV / Wagner de Oliveira. -- Campinas, SP: [s.n.], 2012.</p> <p>Orientador: Fujio Sato.</p> <p>Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.</p> <p>1. Curtos-circuitos. 2. Relés de proteção. 3. Linhas de telecomunicações. 4. Ensaio. 5. Simulação. I. Sato, Fujio, 1944-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.</p>
------	---

Título em Inglês: Simulation for performance evaluation system of distance protection of a transmission line 500 kV

Palavras-chave em Inglês: Shorts-circuits, Relay protection, Telecommunication lines, Test, Simulation

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Fujio Sato, Giovanni Manassero, Walmir de Freitas Filho

Data da defesa: 29-10-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO  
Comissão de Pós-Graduação**

---

**COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO**

**Candidato:** Wagner de Oliveira

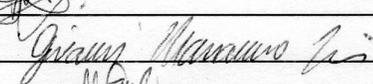
**Data da Defesa:** 29 de outubro de 2012

**Título da Tese:** "Simulação para a Avaliação do Desempenho do Sistema de Proteção de Distância de uma Linha de Transmissão de 500 kV"

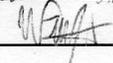
Prof. Dr. Fujio Sato (Presidente):



Prof. Dr. Giovanni Manassero Junior:



Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho:





## **DEDICATÓRIA**

A minha querida esposa Romilda, companheira de todos os momentos e pela participação de mais uma conquista na realização de mais um sonho, aos meus pais, Espedito e Lusía, minha avó Maria Rosalina e meu tio Pedro, que sempre estiveram e sempre estarão ao meu lado durante mais esta batalha e por me ensinar a valorizar cada dia da minha vida.



## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador, Prof. Dr. Fujio Sato, pela participação ativa, paciência e inestimável orientação,

ao colega Prof. Msc. Stig Lindrston da ABB Power Automation AB de Vastêros, Suécia, pela grande e valiosa ajuda e esclarecimentos durante as simulações no RTDS,

ao colega Eng. Don Menzies da ABB Power System AB de Ludvika, Suécia, pela ajuda, amizade e crédito durante as simulações no RTDS e testes de Sistema com HVDC,

ao Prof. Dr. Clever S. Pereira Filho da UFMG pela ajuda, amizade e crédito,

ao Departamento de Sistemas de Energia Elétrica DSEE da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação FEEC

e a todos que contribuíram, direta ou indiretamente, para a realização deste trabalho,

os meus sinceros agradecimentos.



“A coisa mais bela que o homem pode experimentar é o mistério. É essa emoção fundamental que está na raiz de toda ciência e toda arte”.

**Albert Einstein**



## RESUMO

Neste trabalho, intitulado “Simulação para a Avaliação do Desempenho do Sistema de Proteção de Distância de uma Linha de Transmissão de 500 kV”, são descritos os princípios básicos das proteções dos sistemas de potência, a evolução dos equipamentos e dos procedimentos de ensaios, simulações em tempo real, análise de desempenho de um sistema de proteção de linha de transmissão e simulações no modelo computacional.

Nos Capítulos 1 e 2 são destacados alguns aspectos importantes do sistema de potência, seguido de noções de proteção de linhas de transmissão, realçando os relés de distância e o esquema de teleproteção.

No Capítulo 3 são descritos a evolução dos equipamentos e procedimentos para os ensaios, concomitante aos avanços tecnológicos dos relés de proteção, desde os relés eletromecânicos até os relés numéricos.

No Capítulo 4 são descrito as simulações em tempo real e as análises dos resultados. Estas simulações foram executadas na LT 500 kV Tucuruí-Vila do Conde que integra o Sistema Norte-Nordeste da ELETRONORTE e EATE, utilizando o RTDS. As saídas em forma de sinais analógicos (tensões e correntes) e digitais (eventos) possibilitaram as análises de desempenhos dos relés, do sistema de teleproteção e disjuntores.

E no Capítulo 5 temos a parte final da dissertação, demonstrando o desenvolvimento de um modelo computacional para simular as trajetórias das impedâncias de faltas de forma a confrontá-las com as características quadrilaterais de impedância do relé de distância REL 531 no plano R-X utilizado durante a simulação no RTDS, o que permitiu a análise dos ajustes das zonas de proteção.

**Palavra Chave:** Curto-circuito, Relé de distância, Teleproteção, Ensaio, Simulação



## ABSTRACT

This work, entitled "Simulation for Performance Evaluation System of Distance Protection of a Transmission Line 500 kV," describes the basic principles of protection of power systems, the evolution of equipment's and testing procedures, real-time simulations performance analysis of a system of protection of transmission line and the computer model simulations.

In Chapter 1 and 2 are highlights some important aspects of the power system, followed by notions of protection of transmission lines, enhancing distance relays and pilot relaying scheme.

In Chapter 3 describes the evolution of equipment and procedures for testing, concomitant technological advances of protective relays from electromechanical relays by numerical relays

Described in Chapter 4 are the real-time simulations and analyzes of the results. These simulations were performed at 500 kV Tucuruí-Vila do Conde system which integrates the North and Northeast ELETRONORTE and EATE using the RTDS. The outputs in the form of analog signals (voltages and currents) and digital signals (events) enabled the analysis of performances of relays, pilot relaying scheme (teleprotection system) and circuit breakers.

In the Chapter 5, we have the final part of the dissertation, demonstrating the development of a computational model to simulate the trajectories of impedances faults in order to compare them with the quadrilateral characteristics parameters of the distance protection zones REL 531 line protection plane used during R-X RTDS simulation, which allowed the analysis of the protection zone adjustments.

**Keywords:** Short-circuit, Distance relay, Pilot relaying, Test, Simulation



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Estados de operação .....	6
Figura 1.2 – Obsolescência tecnológica do modelo de relés de proteção .....	9
Figura 1.3 – Evolução dos modelos relés .....	9
Figura 1.4 – Condição normal.                      Figura 1.5 – Curto-circuito trifásico.....	11
Figura 1.6 – Curto-circuito bifásico.      Figura 1.7 – Curto-circuito monofásico.....	11
Figura 1.8 – Circuito RL com excitação senoidal .....	13
Figura 1.9 – Corrente de curto-circuito assimétrica ( $\phi=0^\circ$ ) .....	14
Figura 1.10 – Corrente de curto-circuito simétrica ( $\phi=90^\circ$ ).....	14
Figura 1.11 – Sistema de proteção .....	15
Figura 1.12 – Diagrama unifilar simplificado de um sistema de proteção .....	16
Figura 1.13 – Diagrama trifilar de um sistema de proteção .....	17
Figura 1.14 – Confiabilidade do sistema de proteção .....	19
Figura 1.15 – Zona de proteção.....	20
Figura 1.16 – Tempos de operação de um sistema de proteção .....	22
Figura 2.1 – Sistema equivalente e comprimento da linha de transmissão.....	26
Figura 2.2 – Impedância vista por um relé de distância .....	27
Figura 2.3 – Diagrama de bloco.....	29
Figura 2.4 – Conexões do relé de distância de fase.....	31
Figura 2.5 – Conexões do relé de distância de terra .....	32
Figura 2.6 – Sistema simplificado .....	32

Figura 2.7 – Curto-circuito trifásico (A-B-C) .....	33
Figura 2.8 – Curto-circuito bifásico (B-C) .....	33
Figura 2.9 – Curto-circuito monofásico (A-terra) .....	34
Figura 2.10.a–Unidade de reatância    Figura 2.10.b–Unidade de admitância ou mho..	40
Figura 2.10.c – Unidade de impedância    Figura 2.10.d – Unidade quadrilateral .....	40
Figuras 2.11 – Características de operação de relés de distância .....	41
Figura 2.12 – Características de operação de relés de distância .....	42
Figura 2.13 – Características de operação do relé de distância .....	42
Figura 2.14 - Estrutura de um relé de distância eletromecânico .....	43
Figura 2.15 – Característica da unidade ohm.....	45
Figura 2.16 - Característica da unidade de reatância .....	46
Figura 2.17 – Característica da unidade mho.....	48
Figura 2.18 - Característica da unidade de impedância.....	49
Figura 2.19 – Esquema de ligações da unidade de admitância.....	51
Figura 2.20 – Simbologia das funções lógicas E e OU.....	52
Figura 2.21 – Temporizador de pick-up de 4ms e reset-delay de 9ms.....	53
Figura 2.22 - Transactor .....	54
Figura 2.23 - Tensões de alimentação dos relés de distância estáticos .....	55
Figura 2.24 – Diagramas fasoriais das tensões no plano cartesiano .....	55
Figura 2.25 – Característica mho do plano cartesiano .....	56
Figura 2.26 – Circuito simplificado da unidade mho .....	56
Figura 2.27 – Característica mho para curto interno ( $\beta < 90^\circ$ ).....	58
Figura 2.28 – Característica mho para curto no limiar ( $\beta = 90^\circ$ ).....	58
Figura 2.29 – Característica mho para curto externo ( $\beta > 90^\circ$ ) .....	59

Figura 2.30 - $\beta > 90^\circ$ - Condição de curto-circuito externo.....	60
Figura 2.31 - $\beta = 90^\circ$ - Condição limiar.....	61
Figura 2.32 - $\beta < 90^\circ$ - Condição de curto-circuito interno .....	61
Figura 2.33 - $\beta > 90^\circ$ - Condição de curto-circuito externo.....	62
Figura 2.34 - $\beta = 90^\circ$ - Condição limiar.....	62
Figura 2.35 - $\beta < 90^\circ$ - Condição de curto-circuito interno .....	63
Figura 2.37 – Característica lente no plano cartesiano .....	65
Figura 2.38 – Característica tomate no plano cartesiano .....	65
Figura 2.39 – Diagrama de bloco do relé estático com unidade quadrilateral.....	66
Figura 2.40 – Característica quadrilateral .....	68
Figura 2.41 – Processo de Conversão analógico-digital [28] .....	73
Figura 2.42 – Componentes básicos de um relé digital.....	75
Figura 2.43 – Filtro passivo Butterworth de primeira ordem .....	77
Figura 2.44 – Filtro ativo de Butterworth de segunda ordem .....	77
Figura 2.45 – Filtro ativo de Butterworth de terceira ordem .....	77
Figura 2.46 – Característica do filtro passa-baixa Butterworth de ordem n .....	78
Figura 2.47 – Multiplexador analógico .....	79
Figura 2.48 – Sample-Hold de ordem zero conectado em loop.....	79
Figura 2.49 – Modelo monofásico de linha de transmissão curta .....	81
Figura 2.50 – Característica de uma zona de medição de impedância no plano R - X...	90
Figura 2.51 – Loops de medição de faltas.....	91
Figura 2.52 – Processamento das medições dos loops de faltas e direcionalidade .....	92
Figura 2.53 – Loop para falta monofásica e medição da impedância aparente .....	93
Figura 2.54 – Medição da impedância aparente e loop para falta entre fases .....	95

Figura 2.55 – Alcance das zonas .....	98
Figura 2.56 - Alcance das zonas de relé com característica quadrilateral no diagrama R-X .....	99
Figura 2.57 – Diagrama esquemático de corrente contínua.....	100
Figura 2.58 – Trechos não protegidos pelas 1ª zonas .....	102
Figura 2.59 – OPLAT (carrier).....	103
Figura 2.60 – Esquema de transferência de disparo permissivo por sobrealcance .....	104
Figura 2.61 – Diagrama lógico do esquema do sistema de proteção.....	105
Figura 3.1.a - Defasador .....	Figura 3.1.b - Medidor de ângulo ..... 111
.....	
Figura 3.1.c - Variac .....	Figura 3.1.d - Reostato ..... 111
.....	
Figura 3.1 – Defasador, medidor de ângulo, variac e reostato.....	111
Figura. 3.2. – Conexão de dispositivos e instrumentos .....	112
Figura 3.3 – Característica mho no plano R-X .....	113
Figura 3.4 – Caixa de testes para relés eletromecânicos e estáticos .....	114
Figura 3.5 – Equipamentos de ensaios digitais .....	115
Figura 3.6 – Integração de IEDs com caixa de testes e SCADA.....	118
Figura 3.7 – Esquema do FAT .....	119
Figura 3.7.1 – Esquema do Ensaio do End-to-End.....	120
Figura 4.1 – Simulador de Sistemas Elétricos (SSE) .....	124
Figura 4.2 – Esquema funcional simplificado do simulador.....	125
Figura 4.3 - Simulador analógico de tempo real (RTAS) .....	126
Figura 4.4 – Simulador digital em tempo real (RTDS).....	128

Figura 4.5 – Amplificadores de corrente e de tensão.....	129
Figura 4.6 - Configuração completa do sistema .....	131
Figura 4.7 – Configuração reduzida do sistema .....	132
Figura 4.7.1- Silhueta da estrutura de aço da torre autoportante convencional C#1 .	133
Figura 4.7.2 - Silhueta da estrutura de aço da torre estaiada cross rope C#2.....	134
Figura 4.8 - Configuração da posição de faltas na simulação .....	138
Figura 4.9 – Diagrama lógico do esquema do sistema de proteção .....	141
Figura 4.10 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 1 .....	142
Figura 4.11 – Eventos da falta monofásica na posição 1 .....	143
Figura 4.12 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 1 .....	144
Figura 4.13 – Eventos da falta bifásica na posição 1 .....	145
Figura 4.14 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 1.....	146
Figura 4.15 – Eventos da falta trifásica na posição 1.....	147
Figura 4.16 – Sinais analógicos da falta interna monofásica na posição 2 .....	148
Figura 4.17 – Eventos da falta monofásica na posição 2 .....	149
Figura 4.18 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 2 .....	150
Figura 4.19 – Eventos da falta bifásica na posição 2 .....	151
Figura 4.20 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 2.....	152
Figura 4.21 – Eventos da falta trifásica na posição 2.....	153
Figura 4.22 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 4 .....	154
Figura 4.23 – Eventos da falta monofásica na posição 4 .....	155
Figura 4.24 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 4 .....	156
Figura 4.25 – Eventos da falta bifásica na posição 4 .....	157
Figura 4.26 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 4.....	158

Figura 4.27 – Eventos da falta trifásica na posição 4.....	159
Figura 4.28 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 6 .....	160
Figura 4.29 – Eventos da falta monofásica na posição 6 .....	161
Figura 4.30 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 6 .....	162
Figura 4.31 – Eventos da falta bifásica na posição 6 .....	163
Figura 4.32 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 6.....	164
Figura 4.33 – Eventos da falta trifásica na posição 6.....	165
Figura 4.34 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 7 .....	166
Figura 4.35 – Eventos da falta monofásica na posição 7 .....	167
Figura 4.36 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 7 .....	168
Figura 4.37 – Eventos da falta bifásica na posição 7 .....	169
Figura 4.38 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 7 .....	170
Figura 4.39 – Eventos da falta trifásica na posição 7.....	171
Figura 4.40 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 8 .....	172
Figura 4.41 – Eventos da falta monofásica na posição 8 .....	173
Figura 4.42 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 8 .....	174
Figura 4.43 – Eventos da falta bifásica na posição 8 .....	175
Figura 4.44 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 8.....	176
Figura 4.45 – Eventos da falta trifásica na posição 8.....	177
Figura 5.2 - Tensões no terminal Tucuruí.....	181
Figura 5.3 - Tensões no terminal Vila do Conde.....	181
Figura 5.4 - Correntes no terminal Tucuruí .....	182
Figura 5.5 - Correntes no terminal Vila do Conde .....	182

Figura 5.6 – Corrente da fase a para falta trifásica na posição 2 em Vila do Conde antes e após a filtragem anti-aliasing .....	184
Figura 5.7 – Corrente da fase c de falta trifásica na posição 2 em Vila do Conde antes e após a filtragem anti-aliasing .....	184
Figura 5.8 – Tensão da fase b para falta trifásica na posição 2 em Vila do Conde antes e após a filtragem anti-aliasing .....	185
Figura 5.9 – Sinal amostrado .....	185
Figura 5.10 – Corrente de falta monofásica na posição 4 no terminal Tucuruí antes e após a remoção da componente contínua .....	187
Figura 5.11 – Corrente de falta monofásica na posição 7 no terminal Tucuruí antes e após a remoção da componente contínua .....	187
Figura 5.12 – Corrente de falta monofásica na posição 4 após o filtro de Fourier de um ciclo.....	188
Figura 5.13 – Falta monofásica na posição 1 do terminal Tucuruí.....	189
Figura 5.14 – Falta bifásica na posição 1 do terminal Tucuruí .....	190
Figura 5.15 – Falta trifásica na posição 1 do terminal Tucuruí .....	191
Figura 5.16 – Falta monofásica na posição 2 do terminal Tucuruí.....	192
Figura 5.17 – Falta bifásica na posição 2 do terminal Tucuruí .....	193
Figura 5.18 – Falta trifásica na posição 2 do terminal Tucuruí .....	194
Figura 5.19 – Falta monofásica na posição 4 do terminal Tucuruí.....	195
Figura 5.20 – Falta bifásica na posição 4 do terminal Tucuruí .....	196
Figura 5.21 – Falta trifásica na posição 4 do terminal Tucuruí .....	197
Figura 5.22 – Falta monofásica na posição 6 do terminal Tucuruí.....	198
Figura 5.23 – Falta bifásica na posição 6 do terminal Tucuruí .....	199
Figura 5.24 – Falta trifásica na posição 6 do terminal Tucuruí .....	200

Figura 5.25 – Falta monofásica na posição 7 do terminal Tucuruí.....	201
Figura 5.26 – Falta bifásica na posição 7 do terminal Tucuruí.....	202
Figura 5.27 – Falta trifásica na posição 7 do terminal Tucuruí.....	203
Figura 5.28 – Falta monofásica na posição 8 do terminal Tucuruí.....	204
Figura 5.29 – Falta bifásica na posição 8 do terminal Tucuruí.....	205
Figura 5.30 – Falta trifásica na posição 8 do terminal Tucuruí.....	206

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Estratégias de expansão e operação de um sistema elétrico .....	7
Tabela 1.2 – Desligamentos forçados de equipamentos de alta tensão .....	8
Tabela 2.1 – Tensões e correntes de alimentação dos relés de distância de fase .....	30
Tabela 2.2 – Tensões e correntes de alimentação dos relés de distância de terra .....	30
Tabela 2.3 – Impedâncias vistas durante curto-circuito trifásico (A-B-C) .....	35
Tabela 2.4 – Impedâncias vistas durante curto-circuito bifásico (B-C) .....	35
Tabela 2.5 – Impedâncias vistas durante curto-circuito monofásico (A-terra) dentro da característica de falta fase-fase .....	36
Tabela 2.6 – Impedância vistas pelo relé de distância terra durante curto-circuito monofásico (A-terra) .....	36
Tabela 2.7 – Impedâncias aparentes secundárias “vistas” pelo relé de distância para faltas monofásicas .....	95
Tabela 2.8 – Impedâncias aparentes secundárias “vistas” pelo relé de distância para faltas fase-fase .....	96
Tabela 2.9 – Comportamento da teleproteção para curto-circuito interno e externo	107
Tabela 4.1 – Parâmetros das linhas de transmissão .....	135
Tabela 4.1.1 – Características elétricas das LT 500kV Tucuruí - Vila do Conde .....	136
Tabela 4.2 – TPC em Tucuruí e Vila do Conde .....	137
Tabela 4.3 - TC do lado de Tucuruí .....	137
Tabela 4.4 - TC do lado de Vila do Conde .....	137
Tabela 4.5 – Posição, local, percentual das faltas .....	139

Tabela 4.6 – Tipos de falta e as fases envolvidas .....	139
Tabela 4.7 – Faseamento por cores .....	139
Tabela 4.8 – Tabela para interpretação dos eventos.....	140
Tabela 4.9 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	143
Tabela 4.10 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	143
Tabela 4.11 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	145
Tabela 4.12 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	145
Tabela 4.13 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	147
Tabela 4.14 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	147
Tabela 4.15 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	149
Tabela 4.16 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	149
Tabela 4.17 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	151
Tabela 4.18 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	151
Tabela 4.19 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	153
Tabela 4.20 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	153
Tabela 4.21 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	155
Tabela 4.22 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	155
Tabela 4.23 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	157
Tabela 4.24 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	157
Tabela 4.25 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	159
Tabela 4.26 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	159
Tabela 4.27 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	161
Tabela 4.28 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	161
Tabela 4.29 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	163

Tabela 4.30 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	163
Tabela 4.31 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	165
Tabela 4.32 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	165
Tabela 4.33 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	167
Tabela 4.34 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	167
Tabela 4.35 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	169
Tabela 4.36 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	169
Tabela 4.37 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	171
Tabela 4.38 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	171
Tabela 4.39 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	173
Tabela 4.40 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	173
Tabela 4.41 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	175
Tabela 4.42 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	175
Tabela 4.43 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí.....	177
Tabela 4.44 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde.....	177



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABB	- Asea Brown Boveri
A/D	- Analógico / Digital
AT	- Alta Tensão
ATP	- Alternative Transients Program
BT	- Baixa Tensão
CA	- Corrente Alternada
CC	- Corrente Contínua
CPU	- Central Processing Unit
COMTRADE	- Common Format for Transient Data Exchange
DEEO	- Divisão de Estudos da Operação
EAT	- Extra Alta Tensão
EATE	- Empresa Amazonense de Transmissão de Energia
EMTP	- Electromagnetic Transient Program
EPRI	- Electric Power Research Institute
ELETRONORTE	- Centrais Elétricas do Norte do Brasil Ltda
FIR	- Filtro de Resposta ao Impulso Finito
FURNAS	- Centrais Elétricas S/A
GOOSE	- Generic Object Oriented Substation
GPS	- Global Position System
GUI	- Graphical User Interface

IEEE	- Institute of Electrical and Electronic Engineers
IIR	- Filtro de Resposta ao Impulso Infinito
IED	- Intelligent Electronic Device
IEC	- International Electrotechnical Commission
IEC 61850	- Communication Network AND System in Substation
MATLAB	- Matrix Laboratory
MATCAD	- Computer Software Primarily
MPS	- Model Power System
MMS	- Manufacturing Message Specification
MT	- Media Tensão
PSCAD/EMTDC	- Powerful Electromagnetic Time Domain Transient Simulator
RTDS	- Real Time Digital System
RTAS	- Real Time Analog System
RTC	- Relação de Transformação de Corrente
RTP	- Relação de Transformação de Potencial
RDP	- Registrador Digital de Perturbações
SCADA	- Supervisory Control and Data Acquisition
SSE	- Simulação de Sistemas Elétricos
STP	- Sistema de Testes da Proteção
S/H	- Sample & Hold
TC	- Transformador de Corrente
TP	- Transformador de Potencial
TPI	- Transformador de Potencial Indutivo
TPC	- Transformador de Potencial Capacitivo

TNA - Transient Network Analyer  
TRANSACTOR - Transformador-reator de corrente  
UAT - Ultra Alta Tensão  
UCA - Utility Communications Architeture



## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO 1 .....	5
1 PRINCÍPIOS BÁSICOS DAS PROTEÇÕES DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA .....	5
1.1. Introdução.....	5
1.2. Curtos-circuitos .....	10
1.2.1. Tipo de curtos-circuitos .....	11
1.2.2. Corrente assimétrica de curto-circuito.....	12
1.3. Ideia básica de um sistema de proteção .....	14
1.4. Características funcionais dos relés de proteção.....	18
1.4.1. Confiabilidade, fidelidade e segurança. ....	18
1.4.2. Seletividade dos relés e zonas de proteção.....	19
1.4.3. Velocidade.....	21
1.5. Sistema de proteção redundante e de retaguarda .....	22
CAPÍTULO 2 .....	25
2 PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	25
2.1. Introdução.....	25
2.2. Relé de distância .....	27
2.2.1. Princípios de operação do relé de distância [2].....	27
2.2.2. Impedância vista pelos relés de distância sob condições de curtos-circuitos .....	30
2.2.3. Característica de operação dos relés de distância .....	39

2.2.4.	Relés de distância eletromecânicos [2] .....	43
2.2.4.1.	Características de operação das unidades .....	43
2.2.4.2.	Alcances das unidades do relé de distância .....	50
2.2.5.	Relé de distância estático [8] .....	51
2.2.5.1.	Princípio de operação da característica mho .....	53
2.2.5.2.	Princípio de operação da característica quadrilateral .....	66
·	Unidade de partida.....	67
·	Unidade de medição.....	67
2.2.6.	Relé de distância digital .....	68
2.2.6.1.	Digitalização de sinais analógicos.....	73
2.2.6.2.	Componente de um relé digital .....	74
·	Subsistema de condicionamento de sinais:.....	76
·	Subsistema de conversão .....	79
·	Subsistema de processamento digital do relé.....	80
·	Algoritmos de relés digitais para a proteção de linhas .....	80
2.2.6.3.	Característica quadrilateral do relé de distância digital.....	89
·	Loops de falta .....	91
·	Medição da impedância aparente para faltas monofásicas.....	93
·	Medição da impedância aparente para faltas entre fases .....	95
2.3.	Proteção de linhas de transmissão com canal piloto .....	97
2.3.1.	Gráfico representativo dos alcances das zonas do relé de distância.....	97
2.3.2.	Relé de distância com canal piloto.....	101
CAPÍTULO 3	.....	109
3	ENSAIOS DE RELÉS DE PROTEÇÃO.....	109

3.1.	Introdução.....	109
3.2.	Ensaio de desempenho de relés.....	109
3.3.	Equipamentos de ensaios.....	110
3.3.1.	Norma de Comunicação IEC 61850.....	116
3.3.2.	FAT – Teste de Aceitação em Fábrica.....	118
3.3.3.	Ensaio end-to-end.....	120
3.3.4.	Simulação em tempo real.....	121
CAPÍTULO 4 .....		123
4	SIMULAÇÕES EM TEMPO REAL.....	123
4.1.	Introdução.....	123
4.2.	Características técnicas do simulador.....	124
4.2.1.	Sistema gerenciador de dados (TRAS-V).....	125
4.2.2.	Simulador Analógico em Tempo Real (RTAS™).....	125
4.2.3.	Simulador Digital em Tempo Real (RTDS™).....	126
4.2.4.	Sistema de Teste da Proteção (STP).....	128
4.3.	Características técnicas do sistema simulado.....	130
4.3.1.	Dados das linhas e torres de transmissão simulada.....	133
4.4.	Simulação das faltas no RTDS e análise de desempenho do sistema de proteção.....	138
CAPÍTULO 5 .....		179
5	SIMULAÇÕES NO MODELO COMPUTACIONAL.....	179
5.1.	Introdução.....	179
5.2.	Diagrama de blocos do modelo computacional.....	179
5.2.1.	Sinais analógicos de entrada (bloco 1).....	180

5.2.2.	Filtro analógico anti-aliasing (bloco 2) .....	183
5.2.3.	Conversão dos sinais A/D (bloco 3).....	185
5.2.4.	Filtro digital da componente contínua da corrente assimétrica de curto-circuito (bloco 4).....	186
5.2.5.	Algoritmo de Fourier (Bloco 5).....	188
5.2.6.	Características do relé e trajetórias das impedâncias de faltas (Bloco 6)	188
CONCLUSÃO .....		207
REFERÊNCIAS .....		209
BIBLIOGRAFIA .....		219
APÊNDICE .....		227
1	Trabalhos publicados.....	227
2	Lista de trabalhos correlatos publicados.....	245

## INTRODUÇÃO

Para o consumidor em geral, o sistema de potência parece comportar-se sempre em estado normal, fornecendo a energia elétrica na tensão e na frequência correta e na quantidade exata para as suas necessidades. Para almejar este comportamento é preciso que o sistema de potência seja planejado, construído e operado, obedecendo a critérios técnicos rígidos e investimentos compatíveis. É claro que o sistema de potência, por abranger uma vasta área, está sujeito a constantes perturbações causadas por fenômenos naturais, condições ambientais adversas, falhas de equipamentos ou por ações humanas inapropriadas. É raro, porém estas perturbações quando graves podem vir a causar um colapso no sistema elétrico, comumente conhecido como blecaute. Para minimizar a área de abrangência de um blecaute e agilizar o restabelecimento da energia elétrica, a operação do sistema de potência é provida de procedimentos operativos preestabelecidos e automatismos adequados. Um dos dispositivos automáticos é o relé de proteção. O relé junto com outros equipamentos, convenientemente interligados, formam o que denominamos de sistema de proteção.

As linhas de transmissão por serem componentes que formam elos entre pontos longínquos de um sistema de potência, passando muitas vezes por regiões inóspitas, são as mais propensas a sofrerem perturbações. Esta assertiva é corroborada na prática por um levantamento estatístico do sistema interligado brasileiro no período de uma década que mostra que de todos os equipamentos de alta tensão, os desligamentos forçados de linhas de transmissão atingiram um índice de 67,6% [1]. Este tipo de dado explica de certa forma a importância dada ao sistema de proteção de linhas de transmissão, um fato nítido quando se defronta com quantidades de artigos científicos publicados em revistas especializadas, frutos de pesquisas, bem superiores aos de proteções de outros componentes.

O sistema de proteção de linhas de transmissão, na maioria dos casos, é uma conjunção de relés de distância com canal piloto, comumente denominado de esquema de teleproteção.

Nesta dissertação, intitulada “Simulações para a Avaliação do Desempenho do Sistema de Proteção de Distância de uma Linha de Transmissão de 500 kV” é mostrado que, com o crescimento natural do sistema interligado, seguiu-se a evolução dos relés de proteção, desde os relés eletromecânicos até os relés numéricos, concomitante aos avanços tecnológicos dos equipamentos e procedimentos de ensaios e de simulações.

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

No Capítulo 1 são apresentados os princípios básicos do sistema de proteção abordando alguns aspectos importantes do sistema de potência, tais como: curtos-circuitos, ideia básica do sistema de proteção, características funcionais de relés de proteção e redundância do sistema de proteção.

A proteção de linhas de transmissão é discutida no Capítulo 2, onde é dada ênfase ao relé de distância e são abordados os princípios e as características de operação, noções de funcionamento de relés eletromecânicos, estáticos e digitais e da proteção de linhas com canal piloto.

O Capítulo 3 aborda os ensaios de relés de proteção, onde são apresentados os tipos de equipamentos de ensaios de relés, desde eletromecânicos até digitais, a norma de comunicação IEC 61850, teste de aceitação em fábrica FAT e o ensaio end-to-end e simulações em tempo real.

No Capítulo 4 são apresentadas as características técnicas do simulador e do sistema elétrico simulado e os resultados das simulações das faltas na LT 500 kV Tucuruí - Vila do Conde executadas no RTDS e as análises de desempenho do sistema de proteção (atuações do relé de distância REL 531, do esquema de teleproteção POTT e dos disjuntores).

Simulações no modelo computacional são apresentadas no Capítulo 5, tendo como objetivo analisar as trajetórias das impedâncias de faltas e confrontá-las com as características do relé de distância REL 531 no plano R-X.



# **CAPÍTULO 1**

## **1 PRINCÍPIOS BÁSICOS DAS PROTEÇÕES DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA**

### **1.1. Introdução**

O sistema de potência deve ser projetado e operado para entregar a energia elétrica obedecendo dois requisitos básicos: a qualidade e a economia, que apesar de serem relativamente antagônicas são possíveis de conciliá-las, utilizando conhecimentos técnicos e bom senso. A garantia de fornecimento de energia elétrica pode ser aumentada melhorando o projeto, provendo uma margem de capacidade de reserva e planejando circuitos alternativos para o suprimento. A subdivisão do sistema em zonas, cada uma controlada por um conjunto de equipamentos de chaveamento em associação com sistema de proteção e configurações de barramentos que permitam alternativas de manobras, proporcionam flexibilidade operativa e garantem a minimização das interrupções e tempo de restabelecimento. Um sistema de potência requer grandes investimentos de longa maturação e a sua operação e manutenção requerem um custo elevado. Para maximizar o retorno destes gastos é necessário operá-lo dentro dos limites máximos admissíveis.

Uma das ocorrências com maior impacto no fornecimento da energia elétrica é o curto-circuito ou a falta nos componentes do sistema, que impõe mudanças bruscas e violentas na operação normal. O fluxo de uma elevada potência com uma liberação considerável de uma quantidade de energia pode provocar danos de grande monta nas instalações elétricas, particularmente nos enrolamentos dos geradores e transformadores.

O risco da ocorrência de uma falta considerando-se um componente isolado é muito pequeno, entretanto, globalmente pode ser bastante elevado, aumentando também a repercussão numa área considerável do sistema,

podendo causar o que comumente é conhecido como blecaute. A figura 1.1 mostra o que se denomina estados de operação. Um sistema elétrico de potência opera no seu estado normal-seguro. Algumas contingências simples podem levá-lo a operar numa região insegura, entretanto controles preventivos adequados trazem novamente à região segura com certa tranquilidade.

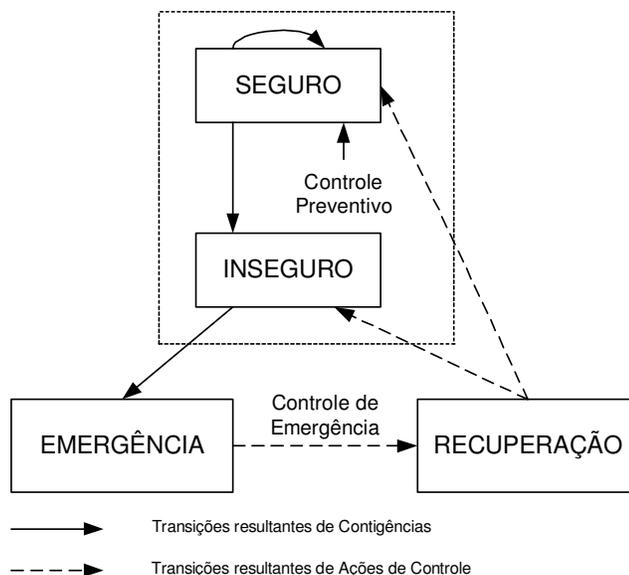


Figura 1.1 – Estados de operação

São relativamente raras as ocorrências que levam o sistema ao estado de emergência, geralmente causadas por contingências múltiplas graves e neste estado o sistema sofre um colapso que pode afetar uma grande parte do sistema interligado, necessitando de controles de emergência e de recuperação pelas ações integradas dos centros de controle das empresas afetadas, para recompor o sistema.

O gerenciamento de um sistema de potência cobre eventos com intervalos de tempo extremamente diversificados, desde vários anos para planejamentos até micro-segundos para os transitórios ultra-rápidos. Os eventos mais rápidos são monitorados e controlados localmente (por exemplo,

relés de proteção) enquanto que a dinâmica mais lenta dos sistemas (regime quase-estacionário) é controlada de forma centralizada (por exemplo, centros de controle). As estratégias de expansão e operação de um sistema elétrico são organizadas hierarquicamente, conforme a ilustração na tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Estratégias de expansão e operação de um sistema elétrico

<b>Definição</b>	<b>Período</b>
<b>Planejamentos de recursos e equipamentos</b>	
Planejamento da Geração	20 anos
Planejamento da Transmissão e Distribuição	5 a 15 anos
<b>Planejamentos de operação</b>	
Programação da Geração e Manutenção	2 a 5 anos
<b>Operação em tempo real</b>	
Planejamento da Geração	8 horas a 1 semana
Despacho	Continuamente
Proteção Automática	fração de segundos

As linhas de transmissão são os componentes que mais sofrem desligamentos forçados [1] e [2], conforme a tabela 1.2. Logicamente isto é de se esperar, pois elas percorrem vastas regiões e estão sujeitas a todos os tipos de perturbações naturais, ambientais e operacionais. Assim sendo, estes componentes necessitam ser protegidos por um sistema de relés de proteção eficientes e de atuação ultra rápida, os denominados relés de distância. Os relés de proteção foram os primeiros automatismos utilizados em sistemas elétricos de potência

Tabela 1.2 – Desligamentos forçados de equipamentos de alta tensão

<b>Equipamentos</b>	<b>Percentual (%)</b>
Linhas de Transmissão	67,6
Grupos Geradores	10,5
Banco de Capacitores	9,4
Transformadores de Potência	7,7
Compensadores Síncronos	1,8
Barramentos	1,4
Reatores	1,0
Compensadores Estáticos	0,6

Os primeiros relés de proteção de concepção eletrônica foram introduzidos nas indústrias elétricas [3] no final da década de 50 e o desenvolvimento desses relés utilizando componentes discretos cresceu durante a década de 60, tendo como objetivo melhorar a exatidão, a velocidade e o desempenho global. Entretanto, devido a excessiva quantidade de componentes, além da sua susceptibilidade à variação das condições ambientais, seu desempenho não era superior aos equivalentes eletromecânicos. A consolidação deste tipo de relés só veio a ocorrer na década seguinte, quando da utilização de circuitos integrados, devido a diminuição de componentes e conseqüentemente das conexões associadas.

O surgimento de componentes altamente integrados e sua utilização na construção de relés de proteção, permitiu aumentar a gama de funções, por exemplo, a inclusão da capacidade de detecção de falhas evitando a operação incorreta dos relés. O desenvolvimento de microprocessadores e memórias de alta velocidade levaram a um rápido crescimento de computadores pessoais durante a década de 80. Essas novas tecnologias foram também utilizadas para o desenvolvimento de relés de proteção, os relés digitais.

A evolução rápida dos relés eletrônicos ou estáticos resultou em duas mudanças importantes na área de proteção. A primeira, referente ao tempo

que vai da concepção à obsolescência tecnológica [3] de um relé reduziu-se drasticamente. A figura 1.2 mostra a obsolescência tecnológica em média de 30 anos para a tecnologia eletromecânica tradicional e aproximadamente 5 anos para a tecnologia digital. A segunda mudança refere-se à necessidade de software para sistemas de proteção digital.

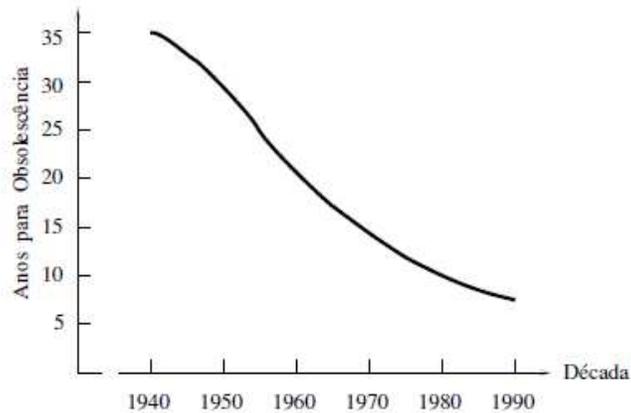


Figura 1.2 – Obsolescência tecnológica do modelo de relés de proteção

A figura 1.3 mostra a comparação dos relés de proteção no que concerne às tecnologias.

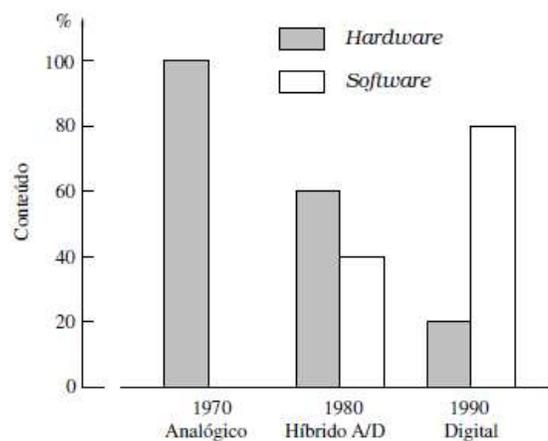


Figura 1.3 – Evolução dos modelos relés

O crescimento da utilização dos relés digitais pode ser creditado a duas razões principais:

- Atualmente o mercado oferece maiores facilidades na aquisição de relés do tipo digital, sendo que muitos fabricantes, já deixaram de produzir os relés convencionais (eletromecânicos e estáticos).
- Os relés tipo eletromecânicos e estáticos, em virtude de muitos deles já estarem no fim de suas vidas úteis, fatalmente serão substituídos pelos relés digitais (retrofit).

## **1.2. Curtos-circuitos**

Um sistema elétrico está constantemente sujeito às ocorrências que causam distúrbios no seu estado normal. Estas perturbações alteram as grandezas elétricas (corrente, tensão, potência e frequência), muitas vezes provocando violações nas restrições operativas. Nestes casos são necessárias ações preventivas e corretivas para sanar ou limitar as consequências desses distúrbios [2] e [4]. As perturbações mais comuns e também as mais severas são os curtos-circuitos, que ocorrem em decorrência da ruptura da isolação entre fases ou entre a fase e a terra.

Quando ocorre um curto-circuito, a força eletromotriz da fonte (gerador) é curto-circuitada através de uma impedância relativamente baixa (impedância do gerador, transformador e trecho da linha, por exemplo) o que provoca um elevado valor da corrente de curto-circuito. Portanto, um curto-circuito se caracteriza por uma elevação abrupta das correntes para valores extremamente elevados, acompanhada de quedas consideráveis das tensões, trazendo consequências extremamente danosas ao sistema de potência. A magnitude da corrente de curto-circuito depende de vários fatores, tais como: tipo de curto-circuito, capacidade do sistema de geração, topologia da rede elétrica, tipo de aterramento do neutro dos equipamentos, resistividade dos solos, etc.

### 1.2.1. Tipo de curtos-circuitos

Para assegurar uma proteção adequada, o comportamento das tensões e das correntes durante os curtos-circuitos deve ser claramente conhecido. Os diagramas fasoriais dos tipos de curto-circuito são mostrados nas figuras de 1.4 à 1.7.

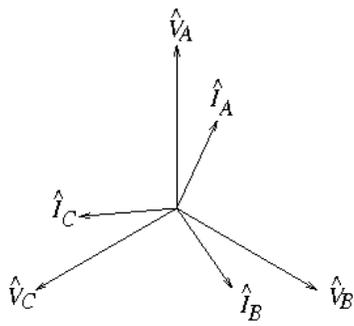


Figura 1.4 – Condição normal.

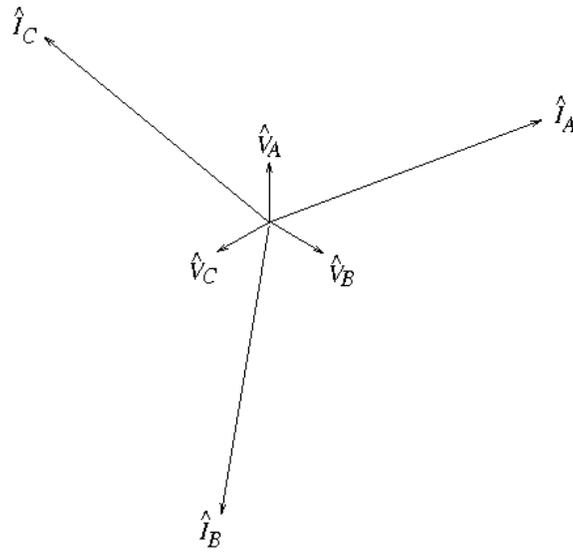


Figura 1.5 – Curto-circuito trifásico

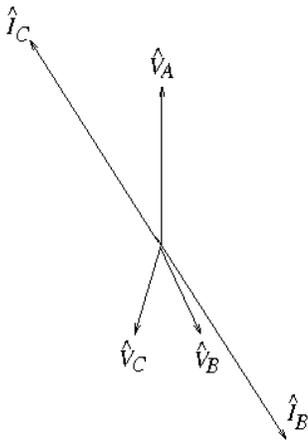


Figura 1.6 – Curto-circuito bifásico.

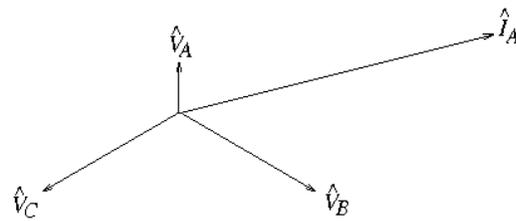


Figura 1.7 – Curto-circuito monofásico

A corrente de curto-circuito, de acordo com a lei de Joule, provoca uma dissipação de potência na parte resistiva do circuito. O aquecimento pode ser quantificado por  $k.I_{cc}^2.r.t$ . No ponto de falta este aquecimento é provocado pelo arco elétrico e pode provocar uma destruição de grande monta, dependendo do valor da  $I_{cc}$  e do valor de  $t$ , portanto, para uma dada corrente de curto-circuito o  $t$  deve ser o menor possível para reduzir os danos [2].

### **1.2.2. Corrente assimétrica de curto-circuito**

Durante a ocorrência de um curto-circuito num sistema de potência, os equipamentos devem suportar, sem prejuízo no seu desempenho, todas as solicitações de corrente que porventura surgirem até o instante em que os disjuntores atuem para isolar o trecho defeituoso do sistema. Além disso, os disjuntores devem ser capazes de interromper as correntes de curto-circuito, e também, suportar as correntes que surgirem quando em manobra de fechamento estabelecerem o curto-circuito. Um dado importante para a especificação da corrente de curto-circuito é a assimetria que ela pode apresentar, dependendo do valor da tensão no ponto de aplicação do curto-circuito, no instante da sua ocorrência. Em primeira aproximação, se a tensão no momento da falta for nula, a assimetria será máxima [4].

A componente contínua da corrente de curto-circuito é responsável por essa assimetria que decai exponencialmente, sendo a sua constante de tempo função da relação X/R da rede. O valor de pico máximo da corrente de curto-circuito assimétrica define a característica dinâmica dos equipamentos enquanto que, o valor eficaz da corrente simétrica define a característica térmica. A corrente assimétrica de curto-circuito pode ser entendida através da análise do circuito RL, como o da figura 1.8.

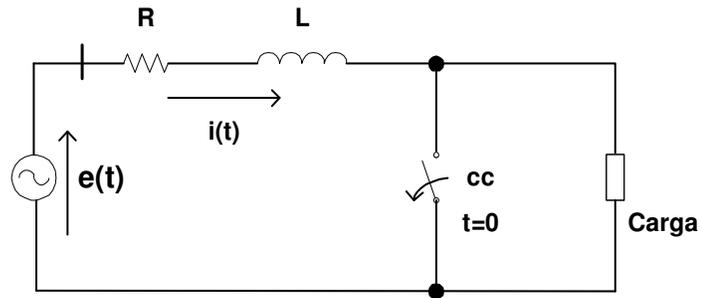


Figura 1.8 – Circuito RL com excitação senoidal

O modelo matemático que traduz o comportamento dinâmico do circuito RL, quando a chave  $cc$  é fechada no instante  $t=0$  é dado pela equação diferencial (1.1).

$$e(t) = E_{MAX} \cdot \text{sen}(\omega t + \phi) = L \cdot \frac{di}{dt} + R \cdot i(t) \quad (1.1)$$

A solução da equação diferencial (1.1) é dada na equação (1.2):

$$i(t) = \frac{E_{MAX}}{|Z|} \cdot \text{sen}(\omega t + \phi - \theta) + \frac{E_{MAX}}{|Z|} \cdot \text{sen}(\theta - \phi) \cdot \left[ e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \right] \quad (1.2)$$

Na equação (1.2), a primeira parcela do segundo membro corresponde a corrente de regime permanente (componente CA) e a segunda parcela a corrente transitória (componente CC). Uma análise detalhada dessa equação nos permite construir as figuras 1.9 e 1.10.

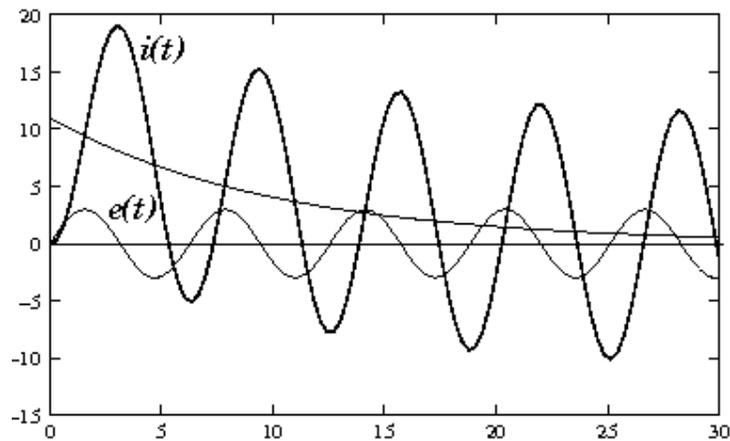


Figura 1.9 – Corrente de curto-circuito assimétrica ( $\phi=0^\circ$ )

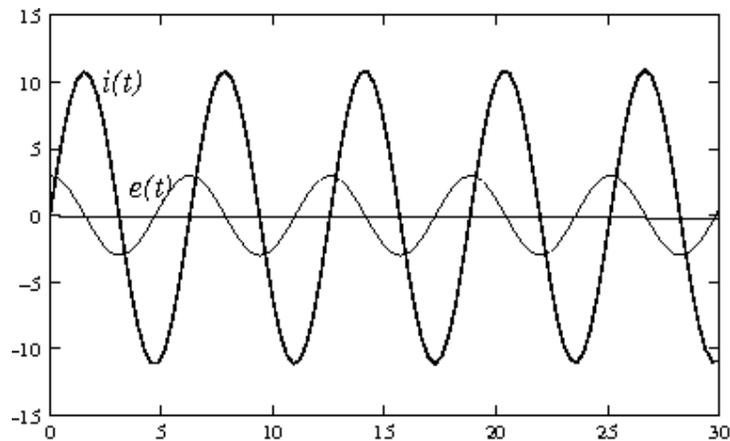


Figura 1.10 – Corrente de curto-circuito simétrica ( $\phi=90^\circ$ )

As figuras 1.9 e 1.10 mostram respectivamente o que foi dito anteriormente, isto é, no instante da ocorrência da falta, se a tensão for nula a assimetria será máxima [4].

### 1.3. Ideia básica de um sistema de proteção

Os componentes elétricos de um sistema de potência devem ser protegidos contra os curtos-circuitos ou condições anormais de operação, geralmente provocadas pelos próprios curtos-circuitos. Na ocorrência desses

eventos é necessário que a parte atingida seja isolada rapidamente do restante da rede elétrica para evitar danos materiais e restringir a sua repercussão no sistema. Esta função é desempenhada pelo sistema de proteção [2], cuja ideia básica é apresentada na figura 1.11.

As condições do sistema de potência são monitoradas constantemente pelo sistema de medidas analógicas (transformadores de instrumentos) que são os transformadores de corrente TC's e os transformadores de potencial indutivos TPI's ou capacitivos TPC's. As correntes e as tensões transformadas em grandezas secundárias alimentam um sistema de decisões lógicas (relé) que compara o valor medido com o valor previamente ajustado.

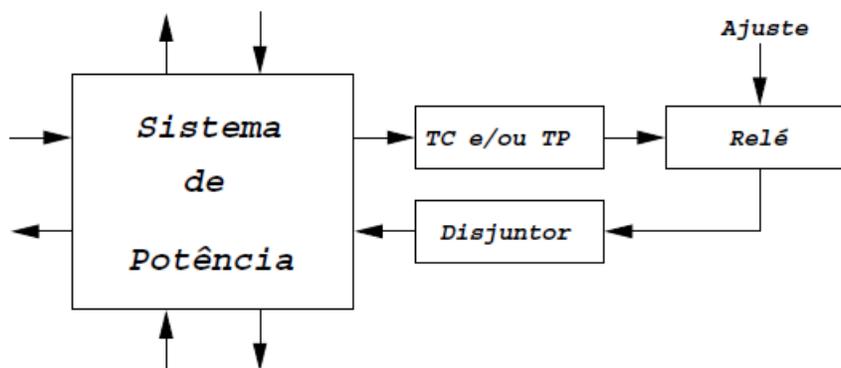


Figura 1.11 – Sistema de proteção

A operação do relé ocorrerá sempre que o valor medido exceder o valor ajustado, atuando sobre a bobina de abertura do disjuntor. Os equipamentos que compõem o sistema de proteção são itemizados a seguir:

- Transformador de Instrumentos

Os transformadores de instrumentos são os redutores de medidas de corrente (TC's) e de potencial (TP's) que têm a função de isolar os circuitos dos relés da alta tensão, além de padronizar o valor secundário.

- Relés de Proteção

O relé de proteção é um dispositivo que toma decisões, comparando o valor medido com o valor ajustado previamente.

- Disjuntor

O disjuntor é um equipamento de alta tensão, com capacidade de interromper correntes de curtos-circuitos, isolando a parte sob falta do restante do sistema.

- Serviço Auxiliar

Além desses equipamentos, o sistema de proteção necessita de uma fonte de corrente contínua fornecida pelo banco de bateria. Deve-se prever uma capacidade em Ah adequada, pois além de alimentar o sistema de proteção, ele alimenta também os sistemas de controle e sinalização e muitas vezes a iluminação de emergência. Um diagrama unifilar simplificado, destacando o sistema de proteção é mostrado na figura 1.12.

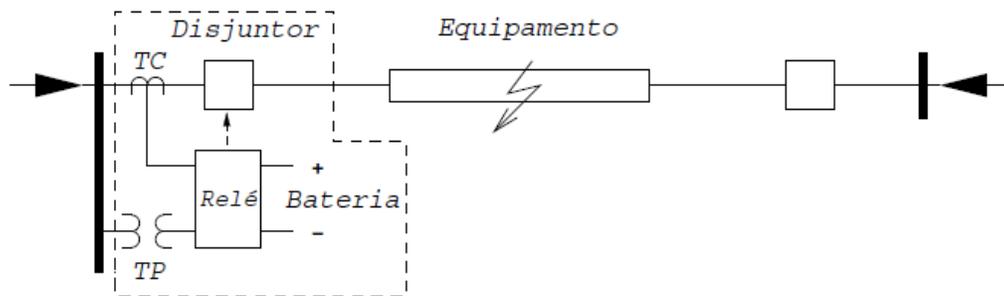


Figura 1.12 – Diagrama unifilar simplificado de um sistema de proteção

A figura 1.13 mostra um diagrama trifilar de um sistema de proteção típico. Trata-se de um esquema com três relés de sobrecorrente de fase e um relé de neutro, com unidades temporizadas (**T**) e unidades instantâneas (**I**).



- a energização da (**BD**) provoca a repulsão do núcleo de ferro,
- o movimento abrupto do núcleo, provocado pela força eletromagnética, destrava o mecanismo do disjuntor, que abre os seus contatos.

Deve-se salientar que qualquer que seja o sistema de proteção, os contatos dos relés são ligados em série com a bobina de desligamento do disjuntor. Além disso, um contato auxiliar tipo **a** do disjuntor é introduzido no circuito. A posição deste contato acompanha a posição dos contatos principais do disjuntor, isto é, o contato auxiliar tipo **a** é aberto quando o disjuntor é aberto e vice-versa. A finalidade deste contato auxiliar é evitar a queima da bobina de desligamento do disjuntor na eventualidade do contato do relé ficar colado.

## **1.4. Características funcionais dos relés de proteção**

### **1.4.1. Confiabilidade, fidelidade e segurança.**

A confiabilidade é o grau de certeza da atuação correta de um dispositivo para a qual ele foi projetado e os relés de proteção, diferente de outros dispositivos tem duas alternativas de desempenho indesejado [5]:

- **Recusa de atuação:** não atua quando solicitado
- **Atuação Incorreta:** atua quando não é solicitado

Estas duas situações levam às definições complementares: fidelidade e segurança. A fidelidade é uma medida da certeza de que o relé irá operar corretamente para todos os tipos de faltas para os quais ele foi projetado para operar. A segurança é a medida da certeza de que o relé não irá operar incorretamente para qualquer falta. Considere uma falta em **f** na linha de transmissão do sistema mostrado na figura 1.14.

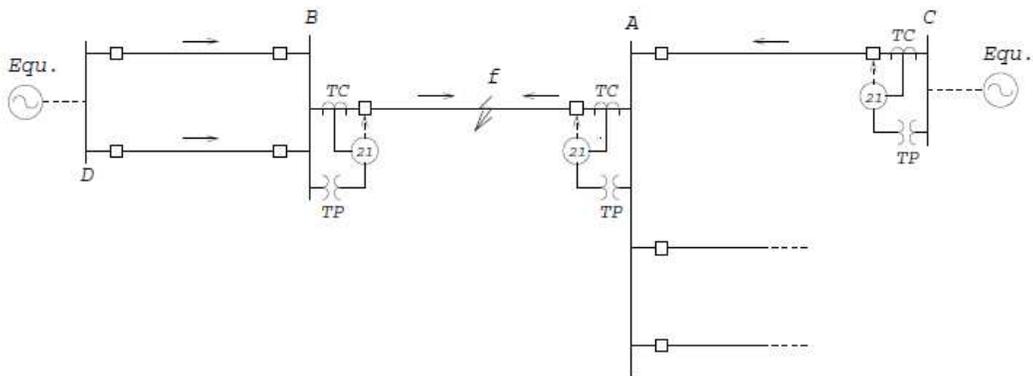


Figura 1.14 – Confiabilidade do sistema de proteção

Na atuação correta, a falta deve ser sanada através das aberturas dos disjuntores nos terminais **A** e **B**. Se o sistema de proteção no terminal **A** não operar (recusa de atuação), haverá o comprometimento da confiabilidade através da perda da fidelidade. Se a mesma falta, for sanada pela operação do sistema de proteção no terminal **C**, antes da atuação do sistema de proteção no terminal **A**, haverá o comprometimento da confiabilidade através da perda da segurança.

#### 1.4.2. Seletividade dos relés e zonas de proteção

A segurança dos relés, isto é, o requisito de que os relés não irão operar para faltas para os quais não foram designados para operar é definido, em termos das regiões de um sistema de potência, de zonas de proteção, para as quais um dado relé ou sistema de proteção é responsável. O relé será considerado seguro se ele responder somente às faltas dentro da sua zona de proteção. Certos relés possuem várias entradas de correntes alimentadas por TC's diferentes, os quais delimitam a zona de proteção.

Para cobrir todos os equipamentos pelos seus sistemas de proteção, as zonas de proteção devem ter os seguintes requisitos:

- Todos os componentes do sistema de potência devem ser cobertos por pelo menos uma zona. Uma boa prática é assegurar que os componentes mais importantes estão incluídos em pelo menos duas zonas.
- Zonas de proteção devem se sobrepor para evitar que qualquer componente fique desprotegido.

Uma zona de proteção pode ser fechada ou aberta. A figura 1.15 mostra exemplos de zonas de proteção e também, alguns pontos de falta. Uma falta em  $f_1$  ocorre dentro de uma zona fechada, deverá ser isolada pela atuação dos sistemas de proteção de ambos os terminais da linha de transmissão [2]. O mesmo deverá ocorrer para uma falta em  $f_2$ , mas neste caso, a falta cai dentro da sobreposição de duas zonas de proteção e na eventualidade da recusa de atuação do sistema de proteção da linha de transmissão no terminal A, todos os demais disjuntores ligados à barra A deverão ser abertos.

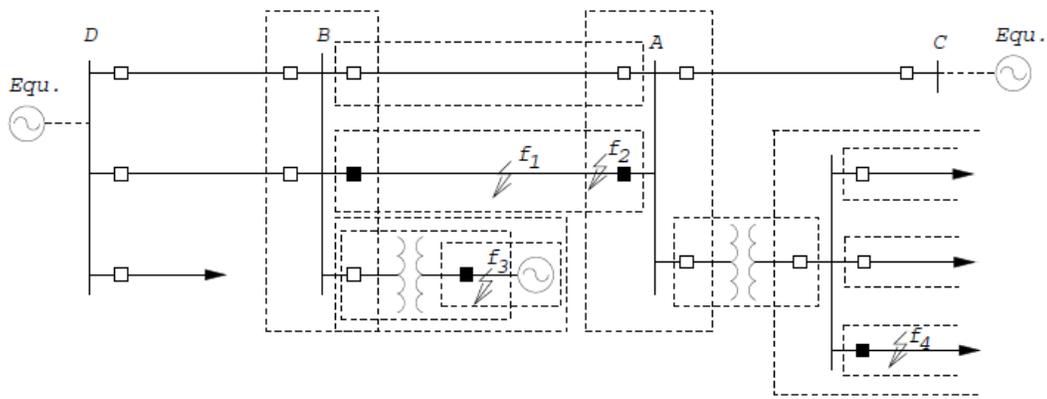


Figura 1.15 – Zona de proteção

A falta em  $f_3$  ocorre dentro da zona de proteção do gerador, mas também fica dentro da sobreposição de outras zonas de proteção todas elas zonas fechadas. A falta em  $f_4$  ocorre dentro de duas zonas abertas. Neste caso, a falta deverá ser isolada pela atuação do sistema de proteção da linha

de distribuição, mas na eventualidade de sua falha o sistema de proteção do lado de baixa do transformador deverá atuar, o que acarretará a falta de energia elétrica em outros dois circuitos que nada tem a ver com a falta.

Este caso ilustra a característica muito importante: a seletividade do sistema de proteção em atuar e isolar somente a seção atingida do circuito após a ocorrência de um curto-circuito.

### **1.4.3. Velocidade**

É, geralmente, desejável remover a parte atingida pela falta do restante do sistema de potência tão rapidamente quanto possível para limitar os danos causados pela corrente de curto-circuito, entretanto, existem situações em que uma temporização intencional é necessária. Apesar de o tempo de operação dos relés de proteção frequentemente variar numa faixa bastante larga, a velocidade de atuação dos relés pode ser classificadas dentro das categorias [2] a seguir:

- Instantâneo: nenhuma temporização intencional é introduzida no relé e o tempo inerente fica na faixa de 17 a 100 ms.
- Temporizado: uma temporização intencional é introduzida no relé, entre o tempo de decisão do relé e o início da ação do desligamento.

A figura 1.16 mostra os tempos de operação de um sistema de proteção sem temporização intencional [2].

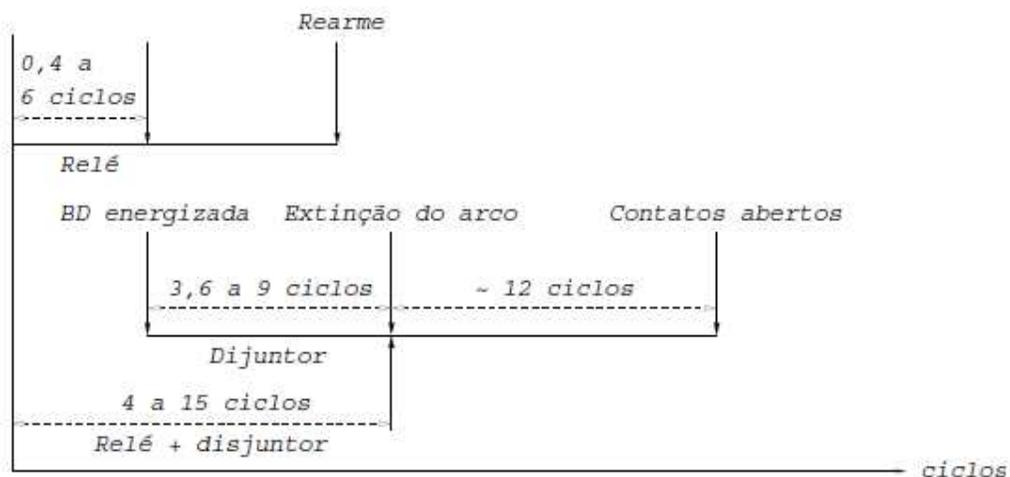


Figura 1.16 – Tempos de operação de um sistema de proteção

## 1.5. Sistema de proteção redundante e de retaguarda

Um sistema de proteção pode não atuar quando solicitado, caracterizando o que comumente se denomina de recusa de atuação [5]. A recusa de atuação pode se originar de várias causas, tais como erro de projeto, erro de montagem, defeito no disjuntor ou relé de proteção. O índice de recusa de atuação do sistema de proteção dos componentes de um sistema de potência é muito baixo, cerca de 0,5% [5], entretanto, para sistemas de EAT e UAT é essencial prover um sistema alternativo que forneça uma redundância de proteção. O sistema redundante é denominado proteção alternada (ou secundária), que é um esquema funcionalmente idêntico à proteção principal (ou primária) completamente independente [6].

Na eventualidade da falha da proteção principal e da proteção alternada é prevista a proteção de retaguarda (ou backup). A proteção de retaguarda é menos onerosa, porém menos seletiva e cuja atuação é, geralmente, mais lenta do que a proteções primária e alternada, o que pode causar a remoção de mais componentes do sistema de potência para sanar uma falta.

O sistema de proteção denominado falha de disjuntor é um sub-conjunto do sistema de proteção de retaguarda, que tem a função específica de cobrir um defeito no disjuntor. Este esquema consiste basicamente de um relé(s) de sobrecorrente e um relé de tempo que é energizado sempre que o circuito de desligamento do disjuntor é energizado. Quando o disjuntor opera normalmente, o relé de tempo é desenergizado. Se a corrente de falta persistir por um tempo maior do que o ajustado no relé de tempo, todos os outros disjuntores dos circuitos adjacentes, que contribuem com a corrente de curto-circuito, serão abertos [2].



## CAPÍTULO 2

### 2 PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

#### 2.1. Introdução

As linhas de transmissão em corrente alternada são comumente classificadas em função dos níveis de tensão. A seguir uma classificação típica:

- **Distribuição** (2.2 kV a 34.5 kV): circuitos transmitindo potência ao consumidor final.
- **Sub-Transmissão** (13.8 kV a 138 kV): circuitos transmitindo potência às subestações de distribuição.
- **Transmissão** (69 kV a 1200 kV): circuitos transmitindo potência entre subestações e sistemas interligados.

As linhas de transmissão são divididas em:

- **Alta Tensão (AT):** 69 kV a 220 kV
- **Extra Alta Tensão (EAT):** 345 kV a 765 kV
- **Ultra Alta Tensão (UAT):** > 765 kV

Considerando que uma linha de transmissão é conectada com outras linhas e equipamentos, o seu sistema de proteção deve ser compatível com o de outros elementos de tal modo que possibilite uma ampla coordenação de seus ajustes. Deve-se prever também que a proteção principal de um trecho de uma linha atue como proteção de retaguarda das linhas adjacentes. O comprimento da linha de transmissão tem um efeito direto no ajuste de um relé.

Na figura 2.1, a linha de transmissão considerada respectivamente curta e longa [2].

- $Z_L \ll Z_{EQUI}$  para linha de transmissão curta
- $Z_L \gg Z_{EQUI}$  para linha de transmissão longa

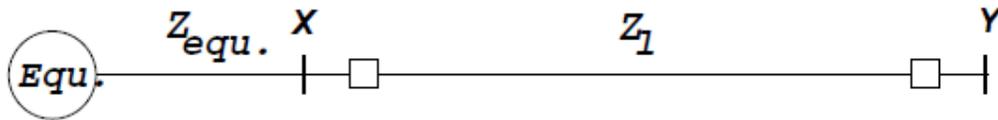


Figura 2.1 – Sistema equivalente e comprimento da linha de transmissão

Nas linhas de transmissão curtas a discriminação nos níveis de corrente de curto-circuito é praticamente impossível, pois um curto-circuito na barra **X**, no início da linha e na barra **Y**, no final da linha, não apresenta muita diferença. Por outro lado, as linhas longas apresentam outro tipo de problema: a corrente de curto-circuito no ponto **Y**, no final da linha, pode se aproximar da corrente de carga. Quanto às suas proteções, existem uma variedade de esquemas que dependem das características, configurações, comprimentos e a sua importância relativa. Não existe uma regra inflexível para definir um esquema de proteção. Comumente são encontrados os seguintes esquemas de proteção para as linhas de transmissão:

- Sobrecorrente não direcional instantâneo de fase 50 e neutro 50N
- Sobrecorrente não direcional temporizado com características de tempo inverso de fase 51 e neutro 51N
- Sobrecorrente direcional instantâneo de fase 67 e neutro 67N
- Distância de fase 21 e neutro 21N com e sem canal piloto



Portanto, a impedância de falta na fase A será:

$$Z_f = \frac{\hat{V}_A}{\hat{I}_A} \quad (2.2)$$

Sendo,

- $Z_f$  - impedância primária do trecho da linha de transmissão, da barra até o ponto de curto-circuito.
- $\hat{V}_A$  - fasor da tensão primária na barra durante o curto-circuito
- $\hat{I}_A$  - fasor da corrente primária de curto-circuito

A equação (2.2) mostra que se pode medir a impedância da linha em função das grandezas do sistema elétrico no momento do curto-circuito. Em termos secundários tem-se:

$$z_f = \frac{\hat{V}_a}{\hat{I}_a} \quad (2.3)$$

Como:

$$\hat{V}_a = \frac{\hat{V}_A}{RTP} \quad (2.4)$$

e

$$\hat{I}_a = \frac{\hat{I}_A}{RTC} \quad (2.5)$$

então:

$$z_f = \frac{\hat{V}_A \cdot RTC}{\hat{I}_A \cdot RTP} \quad (2.6)$$

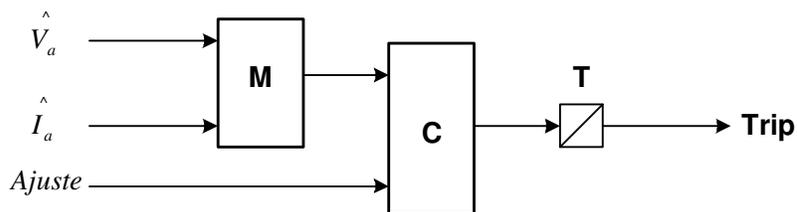
ou

$$z_f = Z_f \cdot \left( \frac{RTC}{RTP} \right) \quad [\Omega/\text{fase}] \quad (2.7)$$

Sendo,

- $z_f$  - impedância secundária vista pelo relé
- $\hat{V}_a$  - fasor da tensão secundária no relé
- $\hat{I}_a$  - fasor da corrente secundária no relé
- $RTC$  - relação do transformador de corrente
- $RTP$  - relação do transformador de potencial

O componente do relé de distância que executa a medição é denominado de elemento de medida. A saída desse elemento é constantemente comparada com um valor previamente parametrizado e operação ocorrerá quando o valor medido for menor do que o valor ajustado, como ilustra a figura 2.3.



- **M** - unidade de medida
- **C** – unidade de comparação da zona de proteção
- **T** – unidade de temporização

Figura 2.3 – Diagrama de bloco

## 2.2.2. Impedância vista pelos relés de distância sob condições de curtos-circuitos

A aplicação e a análise de relés de proteção requer conhecimentos detalhados das correntes e tensões nos seus pontos de aplicação sob condições de curto-circuito com base na figura 2.2 [2]. Em um sistema de potência existem onze possibilidades distintas de curtos-circuitos: um curto-circuito trifásico, um curto-circuito trifásico para à terra, três curtos-circuitos bifásicos, três curtos-circuitos bifásico-terra e três curtos-circuitos fase-terra. O princípio fundamental do relé de distância é que, seja qual for o tipo de curto-circuito, as tensões e as correntes usadas para alimentá-los, devem ser tais que a impedância medida deve ser sempre a de sequência positiva da linha, desde o ponto de aplicação até o ponto de curto-circuito. As tabelas 2.1 e 2.2 mostram as tensões e correntes de alimentação, respectivamente para os relés de distância fase e de terra.

Tabela 2.1 –Tensões e correntes de alimentação dos relés de distância de fase

Tensões	Correntes
$\hat{V}_a - \hat{V}_b$	$\hat{I}_a - \hat{I}_b$
$\hat{V}_b - \hat{V}_c$	$\hat{I}_b - \hat{I}_c$
$\hat{V}_c - \hat{V}_a$	$\hat{I}_c - \hat{I}_a$

Tabela 2.2 –Tensões e correntes de alimentação dos relés de distância de terra

Tensões	Correntes
$\hat{V}_a$	$\hat{I}_a + k \cdot \hat{I}_{a_0}$
$\hat{V}_b$	$\hat{I}_b + k \cdot \hat{I}_{b_0}$
$\hat{V}_c$	$\hat{I}_c + k \cdot \hat{I}_{c_0}$

Os esquemas de ligações usuais dos relés de distância de fase e terra são mostrados respectivamente nas figuras 2.4 e 2.5.

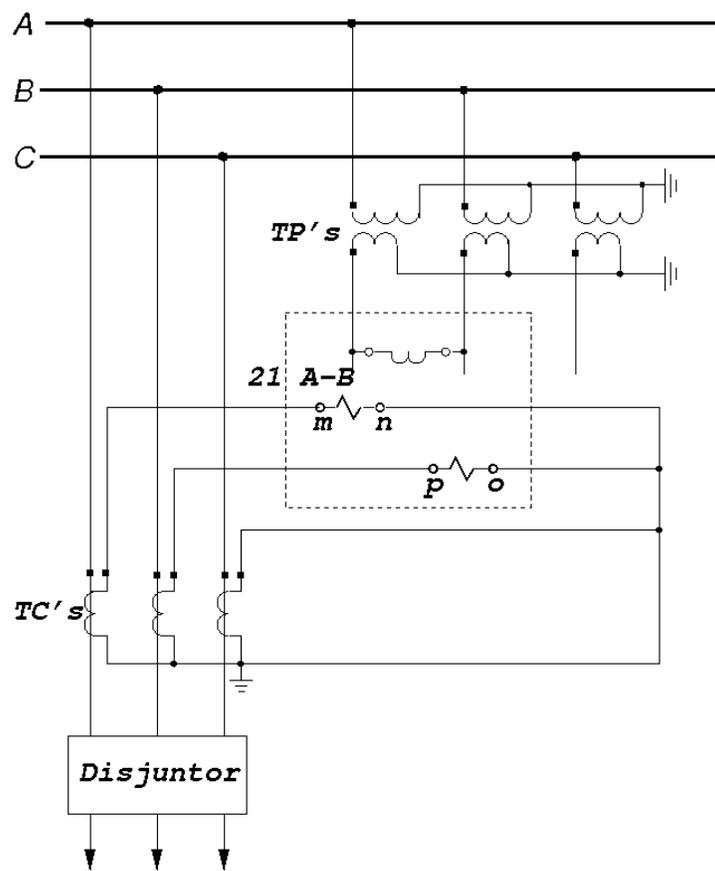


Figura 2.4 – Conexões do relé de distância de fase

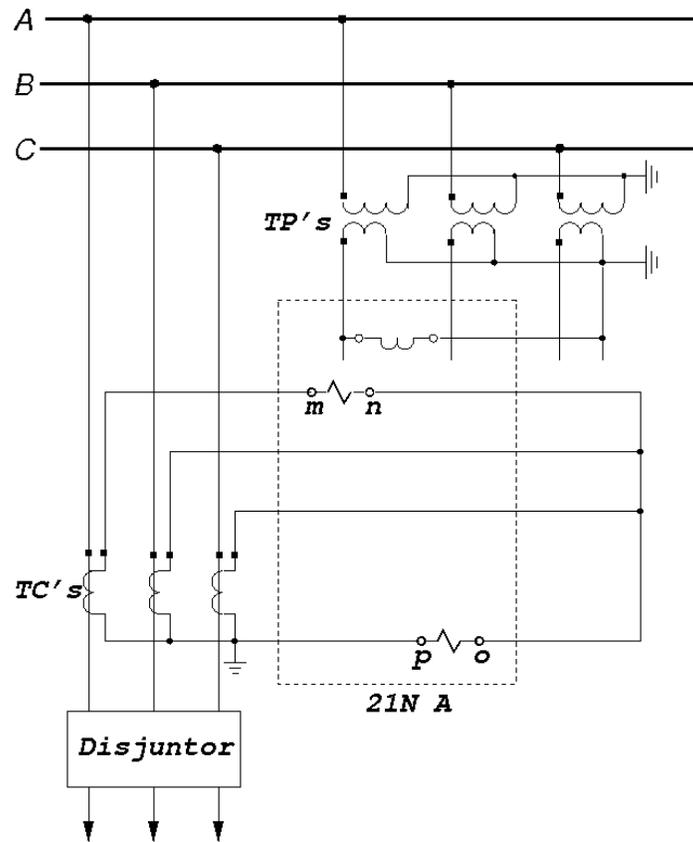


Figura 2.5 – Conexões do relé de distância de terra

Por conveniência didática o sistema analisado será simplificado, como mostra na figura 2.6, consistindo de uma linha de transmissão e duas fontes equivalentes, uma em cada extremidade. Os equacionamentos que se seguem são referidos em valores primários.

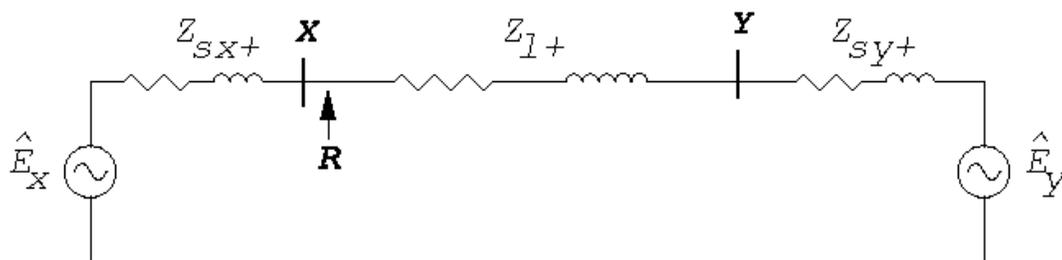


Figura 2.6 – Sistema simplificado

$R$  é o ponto de aplicação do relé sob análise. As figuras 2.7, 2.8 e 2.9 mostram as conexões dos diagramas de seqüências respectivamente para curtos-circuitos trifásicos, bifásicos (B-C) e monofásico (A-terra). O valor de  $\alpha$  corresponde ao valor percentual em relação à falta na linha de transmissão, ou seja,  $\alpha \cdot Z_{l+}$  é a impedância de seqüência positiva do trecho em falta em relação a barra X.

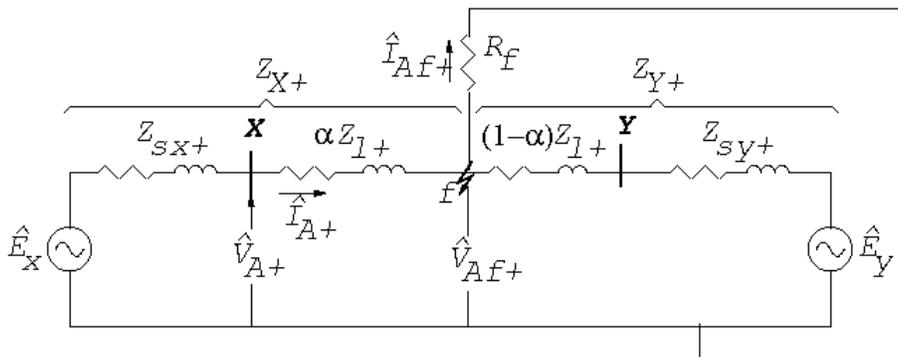


Figura 2.7 – Curto-circuito trifásico (A-B-C)

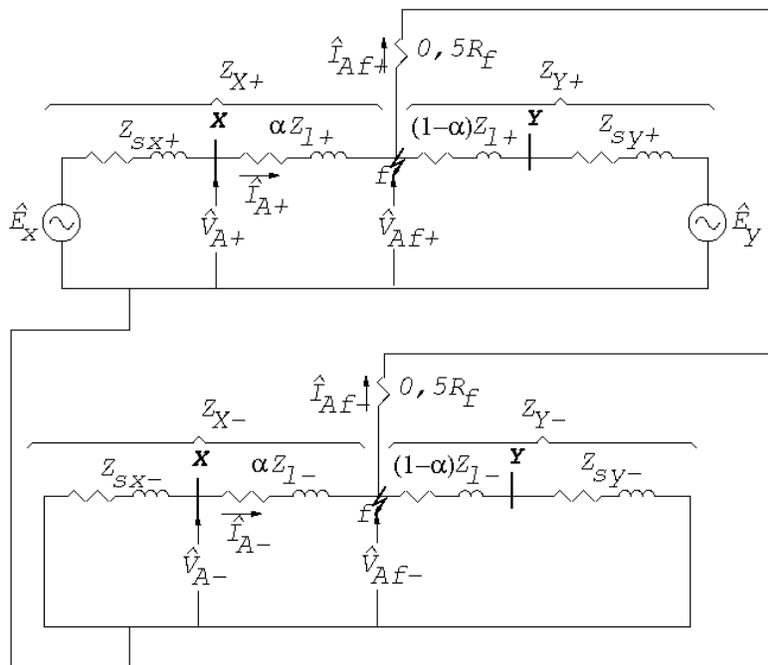


Figura 2.8 – Curto-circuito bifásico (B-C)

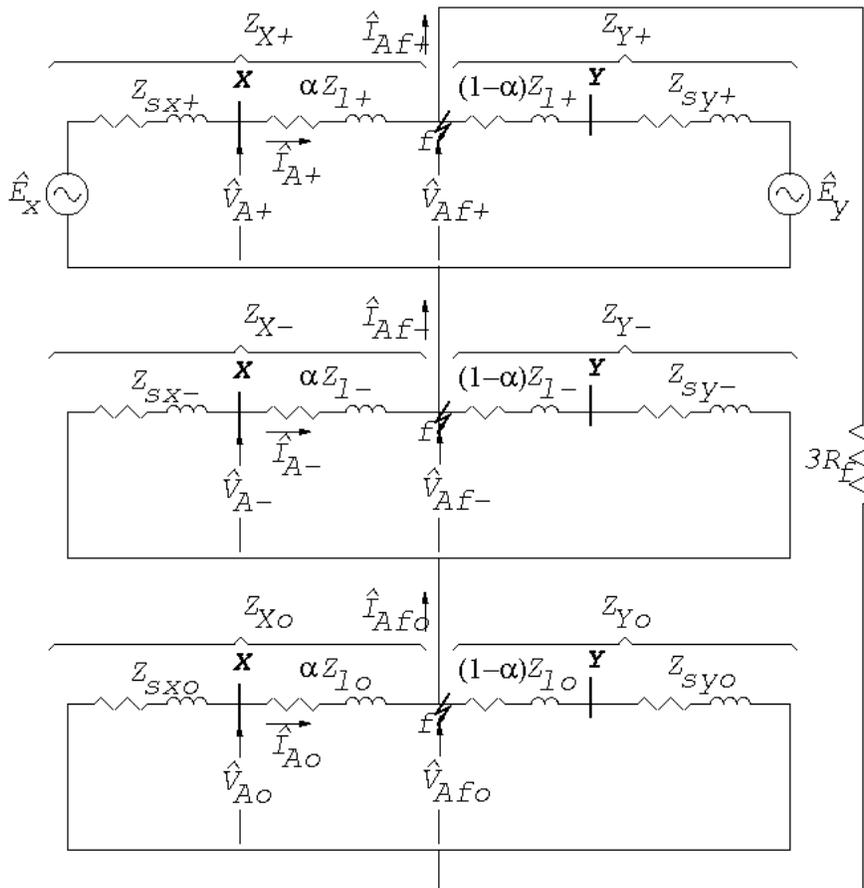


Figura 2.9 – Curto-circuito monofásico (A-terra)

Considerando as notações dos diagramas de seqüências e aplicando o método das componentes simétricas as tabelas 2.3, 2.4 e 2.5, termos as impedâncias aparentes “vistas” pelos relés de distância de fase respectivamente para os curtos-circuitos trifásicos, bifásicos (B-C) e monofásicos (A-terra). A tabela 2.6 mostra a impedância aparente “vistas” pelo relé de distância terra para um curto-circuito monofásico (A-terra). Nas tabelas que se seguem, o valor de  $C_1$  corresponde à impedância de seqüência positiva entre as barras X e Y,  $Z_{eq0}$  corresponde à impedância equivalente de seqüência zero entre as barras X e Y,  $R_{ff}$  corresponde a resistência de falta fase-fase,  $R_f$  corresponde a resistência de falta fase-terra e  $\mathbf{a}$  corresponde ao operador complexo.

Tabela 2.3 – Impedâncias vistas durante curto-circuito trifásico (A-B-C)

Relações	Impedâncias
$\frac{\hat{V}_A - \hat{V}_B}{\hat{I}_A - \hat{I}_B}$	$\alpha.Z_{l+} + \frac{R_{ff}}{C_1}$
$\frac{\hat{V}_B - \hat{V}_C}{\hat{I}_B - \hat{I}_C}$	$\alpha.Z_{l+} + \frac{R_{ff}}{C_1}$
$\frac{\hat{V}_C - \hat{V}_A}{\hat{I}_C - \hat{I}_A}$	$\alpha.Z_{l+} + \frac{R_{ff}}{C_1}$

Tabela 2.4 – Impedâncias vistas durante curto-circuito bifásico (B-C)

Relações	Impedâncias
$\frac{\hat{V}_A - \hat{V}_B}{\hat{I}_A - \hat{I}_B}$	$\alpha.Z_{l+} - j.\sqrt{3}.Z_{X+} - \frac{a}{C_1}.R_{ff}$
$\frac{\hat{V}_B - \hat{V}_C}{\hat{I}_B - \hat{I}_C}$	$\alpha.Z_{l+} + \frac{R_{ff}}{2.C_1}$
$\frac{\hat{V}_C - \hat{V}_A}{\hat{I}_C - \hat{I}_A}$	$\alpha.Z_{l+} + j.\sqrt{3}.Z_{X+} - \frac{a^2}{C_1}.R_{ff}$

Tabela 2.5 – Impedâncias vistas durante curto-circuito monofásico (A-terra)  
dentro da característica de falta fase-fase

Relações	Impedâncias
$\frac{\hat{V}_A - \hat{V}_B}{\hat{I}_A - \hat{I}_B}$	$\alpha.Z_{l+} - j.\frac{\sqrt{3}}{3}.Z_{X+} + \frac{(1-a^2)(Z_{eq0} + 3.R_f)}{3.C_1}$
$\frac{\hat{V}_B - \hat{V}_C}{\hat{I}_B - \hat{I}_C}$	$\infty$
$\frac{\hat{V}_C - \hat{V}_A}{\hat{I}_C - \hat{I}_A}$	$\alpha.Z_{l+} - j.\frac{\sqrt{3}}{3}.Z_{X+} - \frac{(a-1)(Z_{eq0} + 3.R_f)}{3.C_1}$

Tabela 2.6 – Impedância vistas pelo relé de distância terra durante curto-circuito monofásico (A-terra)

Relação	Impedância
$\frac{\hat{V}_A}{\hat{I}_A + k_0 \cdot \hat{I}_{A0}}$	$\alpha.Z_{l+} + \frac{\hat{I}_{Af}}{\hat{I}_A + k \cdot \hat{I}_{A0}}.R_f$

Sendo,

$$C_1 = \frac{Z_{Y+}}{(Z_{X+} + Z_{Y+})} \quad (2.8)$$

$$Z_{eq0} = \frac{Z_{X0} \cdot Z_{Y0}}{Z_{X0} + Z_{Y0}} \quad (2.9)$$

Para a falta no ponto **f** da figura 2.9, teremos  $\hat{V}_A' = 0$ , ou seja:

$$\hat{V}_A' = \hat{V}_{Af0} + \hat{V}_{Af+} + \hat{V}_{Af-} = 0 \quad (2.10)$$

A tensão  $\hat{V}_A$  no ponto onde se encontra o relé é definida por:

$$\hat{V}_A = \hat{V}_{A0} + \hat{V}_{A+} + \hat{V}_{A-} \quad (2.10.1)$$

Ou seja:

$$\hat{V}_A = \left( \alpha \cdot Z_{I0} \cdot \hat{I}_{A0} + \hat{V}_{Af0} \right) + \left( \alpha \cdot Z_{I+} \cdot \hat{I}_{A+} + \hat{V}_{Af+} \right) + \left( \alpha \cdot Z_{I-} \cdot \hat{I}_{A-} + \hat{V}_{Af-} \right) \quad (2.10.2)$$

Rearranjando os termos, teremos:

$$\hat{V}_A = \alpha \cdot Z_{I+} \left( \hat{I}_{A+} + \hat{I}_{A-} \right) + \alpha \cdot Z_{I0} \cdot \hat{I}_{A0} + \left( \hat{V}_{Af0} + \hat{V}_{Af+} + \hat{V}_{Af-} \right) \quad (2.10.3)$$

Somando e subtraindo  $\alpha \cdot Z_{I+} \cdot \hat{I}_{A0}$ , obtemos:

$$\hat{V}_A = \alpha \cdot Z_{I+} \left( \hat{I}_{A0} + \hat{I}_{A+} + \hat{I}_{A-} \right) + \alpha \cdot (Z_{I0} - Z_{I+}) \cdot \hat{I}_{A0} + \left( \hat{V}_{Af0} + \hat{V}_{Af+} + \hat{V}_{Af-} \right) \quad (2.10.4)$$

Na equação (2.10.) nota-se que a soma das tensões de sequência no ponto de falta é nula e a somatória das correntes de sequência é  $\hat{I}_A$ , logo:

$$\hat{I}_A = \hat{I}_{A0} + \hat{I}_{A+} + \hat{I}_{A-} \quad (2.10.5)$$

Portanto:

$$\hat{V}_A = \alpha \cdot Z_{I+} \cdot \hat{I}_A + \alpha \cdot (Z_{I0} - Z_{I+}) \cdot \hat{I}_{A0} \quad (2.10.6)$$

Colocando-se  $\alpha \cdot Z_{I+}$  em evidência, teremos:

$$\hat{V}_A = \alpha \cdot Z_{l+} \cdot \left( I_A + k \cdot \hat{I}_{A0} \right) \quad (2.10.7)$$

Onde:

$$k = \frac{Z_{l0} - Z_{l+}}{3 \cdot Z_{l+}} \quad (2.10.8)$$

k é o fator de compensação de sequência zero, que corresponde a diferença entre a impedância de fase e de neutro durante a falta monofásica. Reescrevendo a equação (2.10.7) teremos:

$$\alpha \cdot Z_{l+} = \frac{\hat{V}_A}{I_A + k \cdot \hat{I}_{A0}} \quad (2.10.9)$$

Ou seja, se um relé for alimentado com uma tensão, teremos  $\hat{V}_R = \hat{V}_A$  e uma corrente:

$$\hat{I}_R = \hat{I}_A + k \cdot \hat{I}_{A0} \quad (2.10.10)$$

Dessa forma, para uma falta na fase A para a terra, o relé enxerga uma impedância de sequência positiva  $Z_R$  do trecho em falta na linha de transmissão:

$$Z_R = \frac{\hat{V}_R}{\hat{I}_R} = \frac{\hat{V}_A}{\hat{I}_A + k \cdot \hat{I}_{A0}} = \alpha \cdot Z_{l+} \quad (2.10.11)$$

Conclusões:

1. Para um curto-circuito trifásico os relés de distância enxergam a impedância de sequência positiva do trecho da linha, entre o ponto de

aplicação dos relés até o ponto do curto-circuito, mais a resistência do arco.

2. Para um curto-circuito bifásico, somente o relé de distância energizado pela tensão entre as fases envolvidas no curto-circuito enxerga a impedância de sequência positiva do trecho da linha, entre o ponto de aplicação do relé até o ponto do curto-circuito, mais a resistência do arco.
3. Para um curto-circuito monofásico, as impedâncias que os relés de distância enxergam são extremamente elevadas, muito além de seus ajustes para uma unidade fase-fase. Portanto, os relés de distância fase não atuam para curto-circuito monofásico.

### **2.2.3. Característica de operação dos relés de distância**

As unidades dos relés de distância podem ser classificadas de acordo com as características de operação, que são as quatro mais conhecidas:

- Unidade de reatância (caso particular da unidade ohm)
- Unidade de admitância ou mho
- Unidade de impedância
- Unidade quadrilateral

As figuras 2.10.a a 2.10.d mostram as respectivas características de operação básicas das unidades de distancia no diagrama R-X, na qual a unidade de reatância da figura 2.10.a tem uma zona de alcance delimitada por uma reta paralela ao eixo R. A unidade de admitância ou mho da figura 2.10.b tem uma característica circular que passa na origem e a unidade de impedância da figura 2.10.c tem uma característica circular centrada na origem

do diagrama R-X. A característica quadrilateral da figura 2.10.d é definida por quatro linhas retas, cuja característica só é possível de se obter em relés estáticos e digitais.

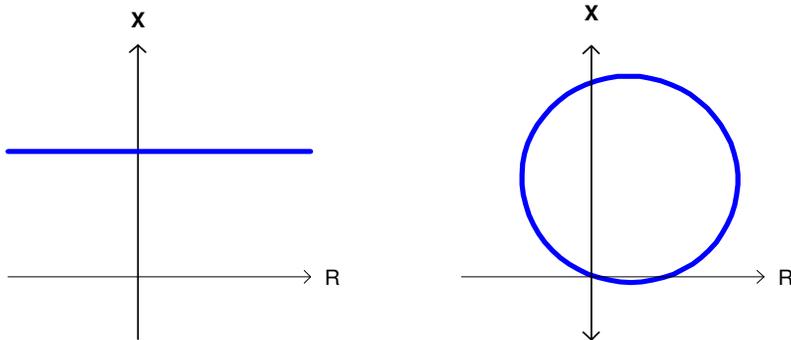


Figura 2.10.a–Unidade de reatância      Figura 2.10.b–Unidade de admitância ou mho

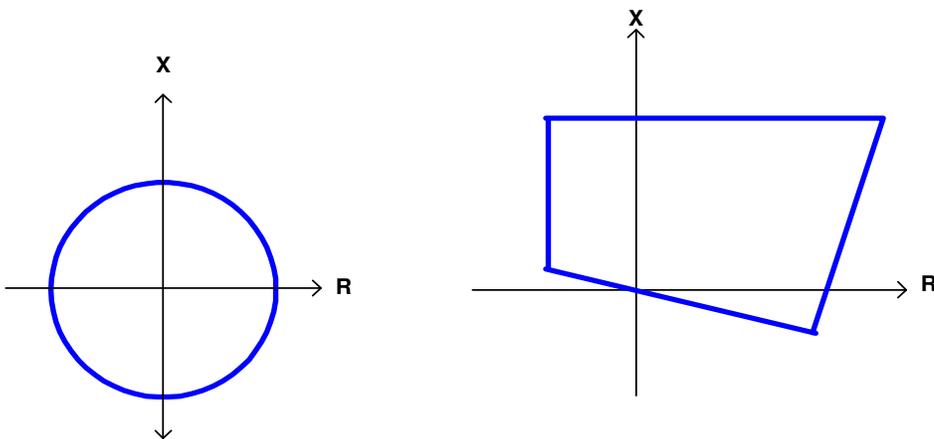
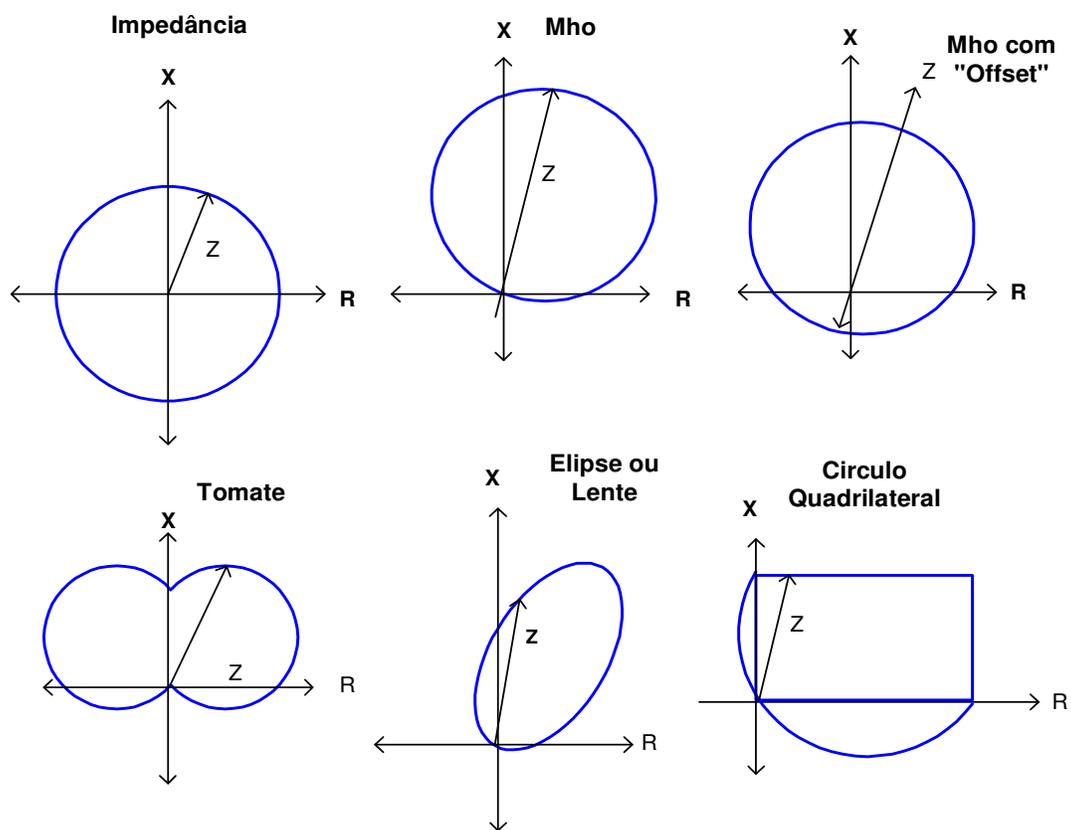


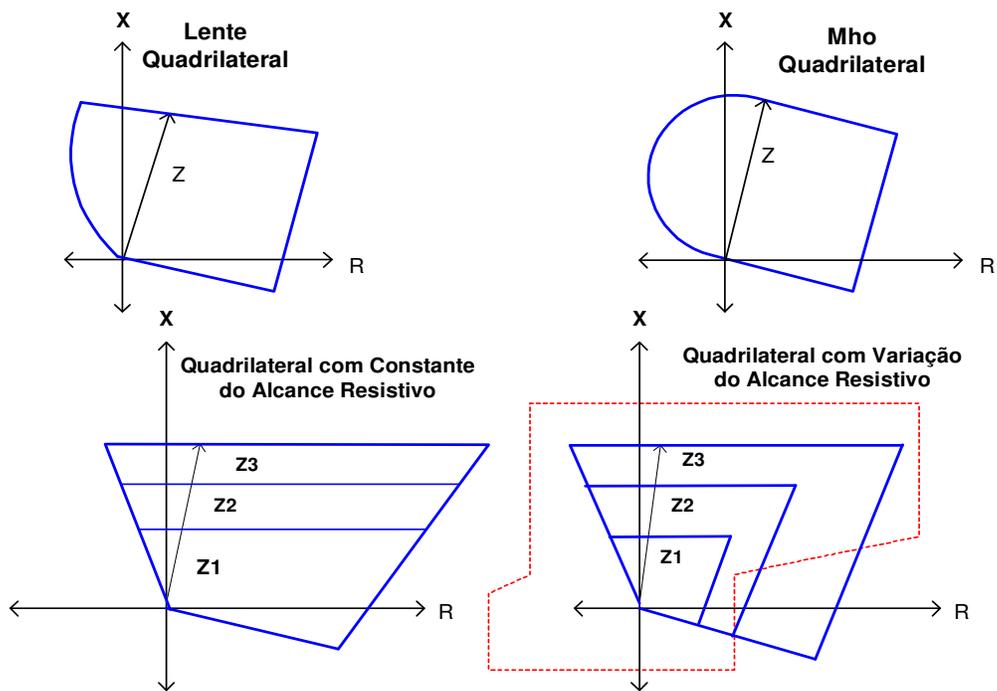
Figura 2.10.c – Unidade de impedância      Figura 2.10.d – Unidade quadrilateral

Com base nas figuras de 2.10.a a 2.10.d podemos obter diferentes características de operação para relés de distância que devem se adequar aos

diferentes requisitos de seletividade e configuração durante as várias condições do sistema. As figuras 2.11, 2.12 e 2.13 ilustram as diferentes características, que variam de acordo com o fabricante.



Figuras 2.11 – Características de operação de relés de distância



Obs: No caso da característica quadrilateral com variação do alcance resistivo temos a área pontilhada mostrando o controle da área de carga

Figura 2.12 – Características de operação de relés de distância

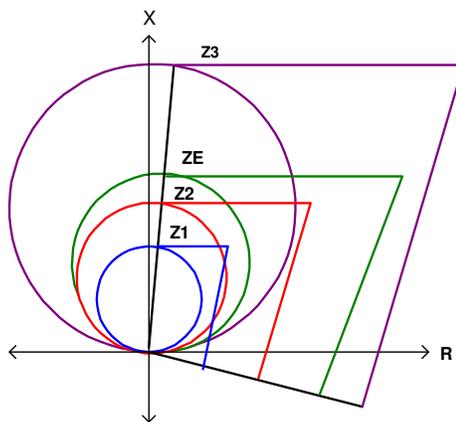


Fig. 2.13.a - Característica Quadrilateral para Falhas Monofásicas e Mho para Falhas Trifásicas

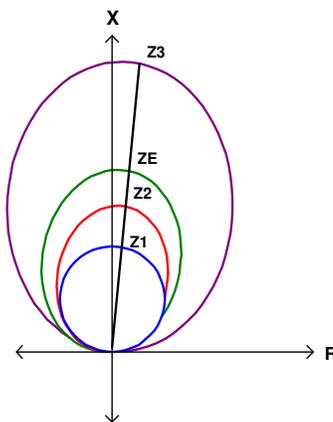


Fig. 2.13.b- Característica Lente para Falhas Bifásicas

Figura 2.13 – Características de operação do relé de distância

## 2.2.4. Relés de distância eletromecânicos [2]

Os relés eletromecânicos amplamente utilizados para a proteção de circuitos de corrente alternada são do tipo indução e se baseiam no princípio de funcionamento de um motor de indução. A força de atuação é desenvolvida em um elemento móvel, que pode ser um disco ou outra forma de rotor de material não-magnético, pela interação dos fluxos eletromagnéticos com as correntes parasitas que são induzidas no rotor por estes fluxos.

A estrutura do relé de distância eletromecânico é o que mais se assemelha ao motor de indução, exceto que o rotor é composto por um núcleo estacionário e outra parte móvel em forma de um cilindro oco (formato de um copo) que pode girar livremente e a figura 2.14 mostra a estrutura desse tipo de relé:

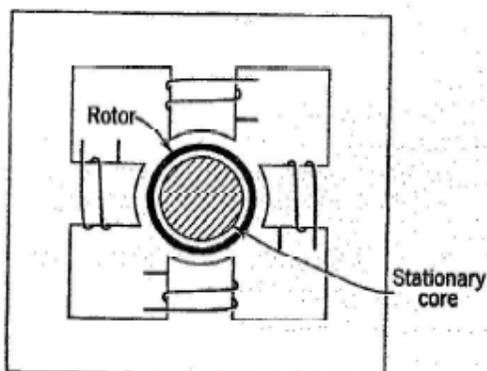


Figura 2.14 - Estrutura de um relé de distância eletromecânico

### 2.2.4.1. Características de operação das unidades

As características de operação das unidades do relé de distância eletromecânico podem ser obtidas através da equação geral do conjugado:

$$C = \pm K_1 I^2 \pm K_2 V^2 \pm K_3 V I \cos(\theta - \tau) - K_4 \quad (2.11)$$

- **Unidade Ohm**

- $K_1 > 0$
- $K_2 = 0$
- $K_3 < 0$
- $K_4$  é desprezível

$$C = K_1.I^2 - K_3.V.I.\cos(\theta - \tau) \quad (2.12)$$

No limiar de operação  $C=0$ , logo:

$$K_1.I^2 = K_3.V.I.\cos(\theta - \tau) \quad (2.13)$$

$$\left(\frac{K_1}{K_3}\right) = \left(\frac{V}{I}\right).\cos(\theta - \tau) \quad (2.14)$$

$$\left(\frac{K_1}{K_3}\right) = |Z|(\cos \theta.\cos \tau + \text{sen } \theta.\text{sen } \tau) \quad (2.15)$$

$$\left(\frac{K_1}{K_3}\right) = R.\cos \tau + X.\text{sen } \tau \quad (2.16)$$

$$X = -R \cdot \left( \frac{\cos \tau}{\sin \tau} \right) + \left( \frac{K_1}{K_3 \cdot \sin \tau} \right) \quad (2.17)$$

A equação (2.17) e a equação da reta do tipo:

$$y = -A \cdot x + B \quad (2.18)$$

A característica de uma unidade ohm é mostrada na figura 2.15.

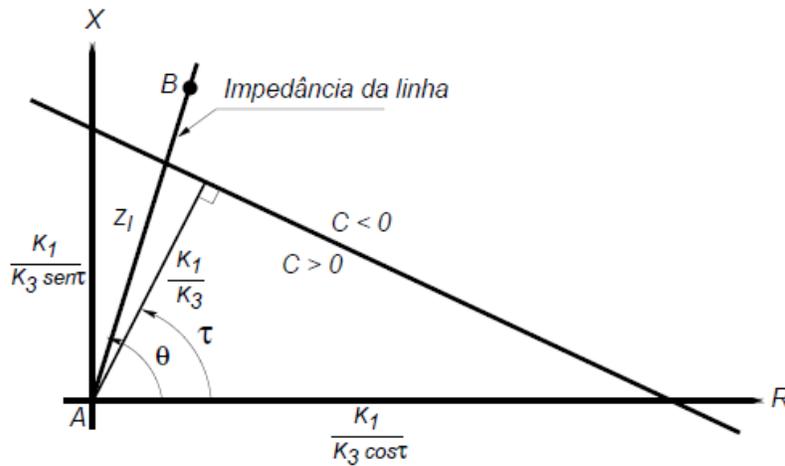


Figura 2.15 – Característica da unidade ohm

A unidade de reatância é um caso particular da unidade ohm, quando  $\tau = 90^\circ$

$$\left( \frac{K_1}{K_3} \right) = \left( \frac{V}{I} \right) \cdot \cos(\theta - 90) = \left( \frac{V}{I} \right) \cdot \sin \theta \quad (2.19)$$

$$\left(\frac{K_1}{K_3}\right) = |Z| \cdot \text{sen } \theta = X \quad (2.20)$$

e a sua característica é mostrada na figura 2.16.

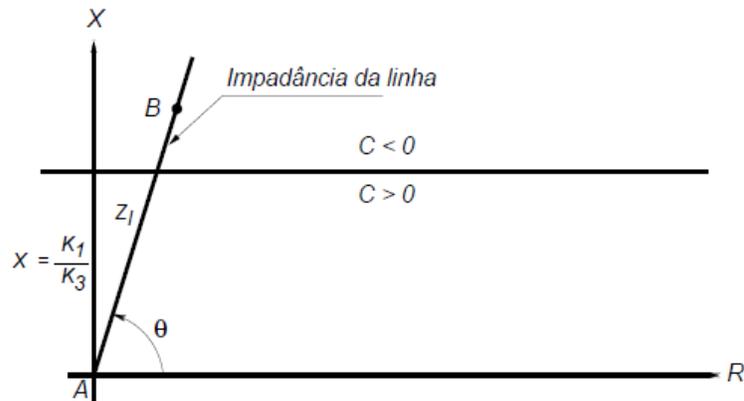


Figura 2.16 - Característica da unidade de reatância

- **Unidade Mho**

- $K_1 = 0$
- $K_2 < 0$
- $K_3 > 0$
- $K_4$  é desprezível

$$C = -K_2 \cdot V^2 + K_3 \cdot V \cdot I \cdot \cos(\theta - \tau) \quad (2.21)$$

No limiar de operação  $C=0$ , logo:

$$K_2 \cdot V^2 = K_3 \cdot V \cdot I \cdot \cos(\theta - \tau) \quad (2.22)$$

$$\left(\frac{V}{I}\right) = \left(\frac{K_3}{K_2}\right) \cdot \cos(\theta - \tau) \quad (2.23)$$

$$|Z| = \left(\frac{K_3}{K_2}\right) (\cos \theta \cdot \cos \tau + \text{sen} \theta \cdot \text{sen} \tau) \quad (2.24)$$

$$Z^2 = \left(\frac{K_3}{K_2}\right) \cdot R \cdot \cos \tau + \left(\frac{K_3}{K_2}\right) \cdot X \cdot \text{sen} \tau \quad (2.25)$$

$$R^2 + X^2 = \left(\frac{K_3}{K_2}\right) \cdot R \cdot \cos \tau + \left(\frac{K_3}{K_2}\right) \cdot X \cdot \text{sen} \tau \quad (2.26)$$

$$X^2 - \left(\frac{K_3}{K_2}\right) \cdot X \cdot \text{sen} \tau + R^2 - \left(\frac{K_3}{K_2}\right) \cdot R \cdot \cos \tau \quad (2.27)$$

$$X^2 - \left(\frac{K_3}{K_2}\right) \cdot X \cdot \text{sen} \tau + \left(\frac{K_3}{2 \cdot K_2} \cdot \text{sen} \tau\right)^2 + R^2 - \left(\frac{K_3}{K_2}\right) \cdot R \cdot \cos \tau + \left(\frac{K_3}{2 \cdot K_2} \cdot \cos \tau\right)^2 \quad (2.28)$$

$$\left(\frac{K_3}{2 \cdot K_2} \cdot \text{sen} \tau\right)^2 + \left(\frac{K_3}{2 \cdot K_2} \cdot \cos \tau\right)^2 \quad (2.29)$$

$$\left(R - \frac{K_3}{K_2} \cdot \cos\tau\right)^2 + \left(X - \frac{K_3}{K_2} \cdot \sin\tau\right)^2 = \left(\frac{K_3}{2K_2}\right)^2 \quad (2.30)$$

A equação (2.30) corresponde a equação de um círculo do tipo:

$$(x-a)^2 + (y-b)^2 = r^2 \quad (2.31)$$

A característica da unidade Mho é mostrada na figura 2.17:

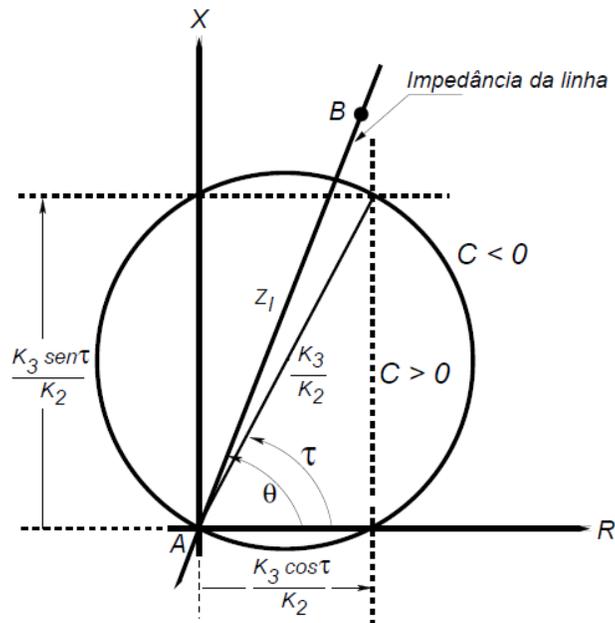


Figura 2.17 – Característica da unidade mho

- **Unidade de Impedância**

- $K_1 > 0$
- $K_2 < 0$
- $K_3 = 0$

- $K_4$  é desprezível

$$C = K_1 I^2 + K_2 V^2 \quad (2.32)$$

No limiar de operação  $C=0$ , logo:

$$\left(\frac{V^2}{I^2}\right) = \left(\frac{K_1}{K_2}\right) \quad (2.33)$$

$$Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} \quad (2.34)$$

A característica é mostrada na figura 2.18:

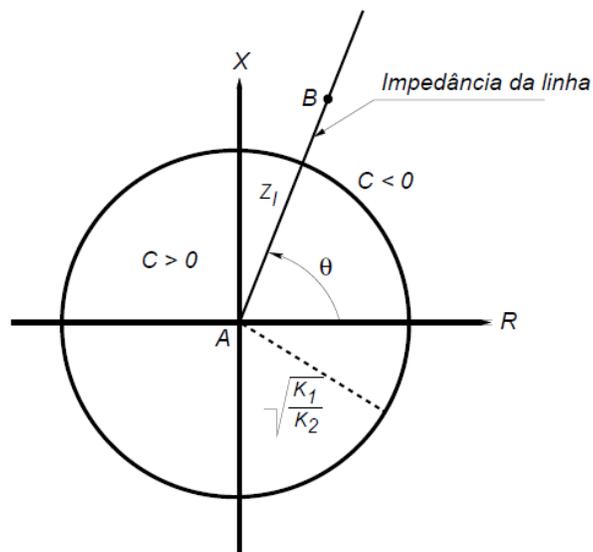


Figura 2.18 - Característica da unidade de impedância

### 2.2.4.2. Alcances das unidades do relé de distância

Os ajustes dos alcances das unidades do relé de distância determinam as zonas de proteção. A equação do ajuste do alcance de uma unidade é a própria equação do conjugado. A título de exemplo isso é mostrado apenas para a unidade de admitância, cujo ajuste do alcance [7] é definido pela equação (2.35).

$$A\% = \frac{Z_{\min}}{Z_{\max}} \cdot \cos(\theta - \tau) \cdot 100\% \quad (2.35)$$

Conforme já foi visto, a equação do conjugado é:

$$|Z| = \frac{K_3}{K_2} \cdot \cos(\theta - \tau) \cdot 100\% \quad (2.36)$$

Comparando as equações (2.35) e (2.36) teremos;

$$Z_{\text{sec}}^{\text{aj.}} = \frac{Z_{\min}}{\left(\frac{A\%}{100\%}\right)} \cdot \cos(\theta - \tau) \quad (2.37)$$

- $Z_{\min} = K_3$  (parâmetro de projeto da unidade)
- $\left(\frac{A\%}{100\%}\right) = K_2 =$  ajuste (2.38)
- $\tau =$  ângulo de máximo conjugado da unidade
- $\theta =$  ângulo da linha de transmissão

A figura 2.19 mostra o esquema de ligação da unidade de admitância, na qual é possível verificar que o ajuste do alcance é feito variando-se a derivação do autotransformador na entrada do circuito de restrição [8].

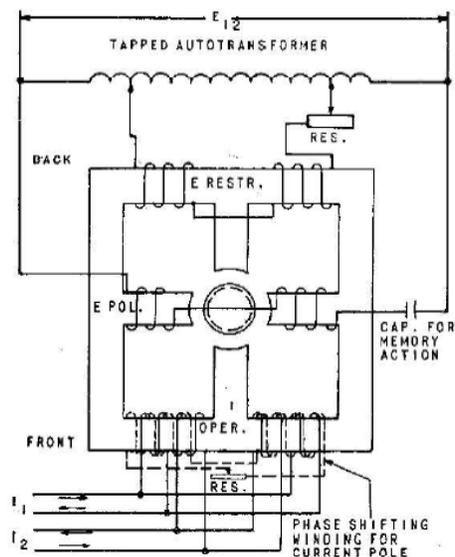


Figura 2.19 – Esquema de ligações da unidade de admitância

Isso significa que quanto maior a tensão no circuito de restrição, menor será o alcance da unidade.

### 2.2.5. Relé de distância estático [8]

Os primeiros projetos de relé eletrônicos surgiram na década de 30 e utilizavam válvulas e estes sistemas de proteção não eram tão confiáveis como os eletromecânicos e as suas aplicações eram limitadas. Na década de 50 surgiram os transistores, que se mostraram confiáveis para a sua utilização em relés de proteção.

Graças ao desenvolvimento da tecnologia de semicondutores e outros componentes associados, nos meados de década de 60 começaram a ser desenvolvidos os relés denominados de relés de estado sólido ou estático. O

termo relé estático refere-se a um relé que incorpora componentes de estado sólido que desempenham funções lógicas e de temporizações produzidas por componentes eletrônicos, magnéticos, ópticos e outros, sem movimento mecânico.

As funções lógicas usadas nas unidades de medida (tipo distância, direcional e detector de falta) são as funções **E** ou **OU** cujas simbologias são mostradas na figura 2.20.

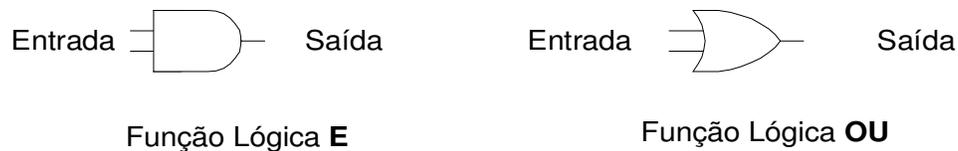


Figura 2.20 – Simbologia das funções lógicas E e OU

Um exemplo de temporizador com gráficos de sinais de entrada e saída é mostrado na figura 2.21. Um sinal contínuo de entrada com duração igual ou superior a 4ms produzirá um sinal contínuo na saída, que mesmo após a remoção do sinal de entrada, o sinal de saída persistirá por 9ms. Se a duração do sinal de entrada for inferior a 4ms, não haverá sinal na saída.

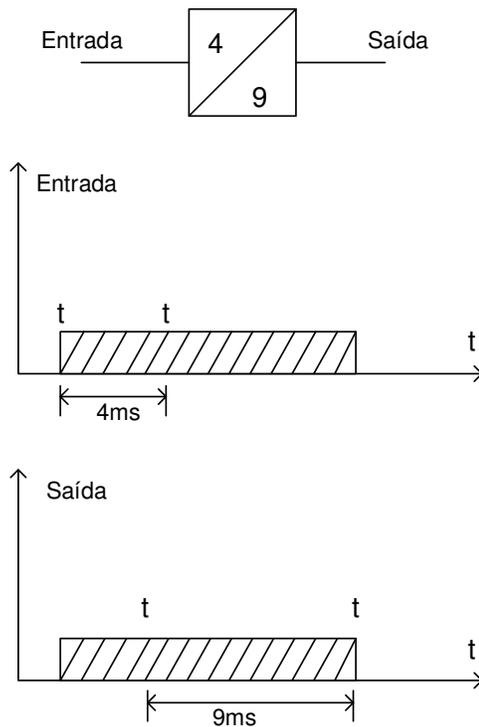


Figura 2.21 – Temporizador de pick-up de 4ms e reset-delay de 9ms

### 2.2.5.1. Princípio de operação da característica mho

Os relés de distância estáticos, embora as suas características de operação possam ser representadas no plano cartesiano, como nos relés de distância eletromecânicos, baseiam-se em princípios de operação totalmente diferentes.

As características de operação (ohm, mho, reatância, etc.) dos relés de distância estáticos são obtidas medindo-se o ângulo de fase entre duas tensões. Estas tensões provem dos transformadores de potencial e de corrente, sendo que a corrente é transformada em tensão através do transactor (um dispositivo que combina as características de um reator e de um transformador, com núcleo com entreferro, que produz uma tensão secundária

proporcional à corrente primária). A figura 2.22 mostra um tipo de transactor onde  $Z_T$  é a impedância de transferência e  $M$  a mútua entre enrolamento, portanto:

$$Z_T = \frac{\hat{V}_T}{\hat{I}} = \frac{\omega \cdot M \cdot R_T}{\sqrt{R_T^2 + \omega^2 \cdot L_T^2}} \angle \tau \quad (2.39)$$

$$\tau = \left[ \frac{\pi}{2} - \tan^{-1} \left( \frac{\omega L_T}{R_T} \right) \right] \quad (2.40)$$

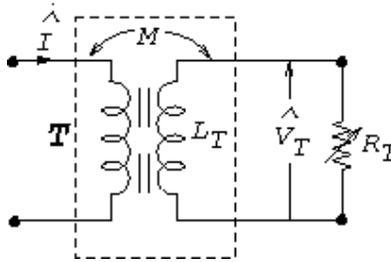


Figura 2.22 - Transactor

Portanto:

$$\hat{V} = \hat{I} \cdot Z_T \quad (2.41)$$

As tensões  $\hat{V}$  e  $\hat{V}_T$ , que alimentam os relés de distância estáticos, são mostradas na figura 2.23 e a figura 2.24 mostra os seus diagramas fasoriais das tensões no plano cartesiano. Na mesma figura é mostrada a diferença fasorial  $\hat{I} Z_T - \hat{V}$ .

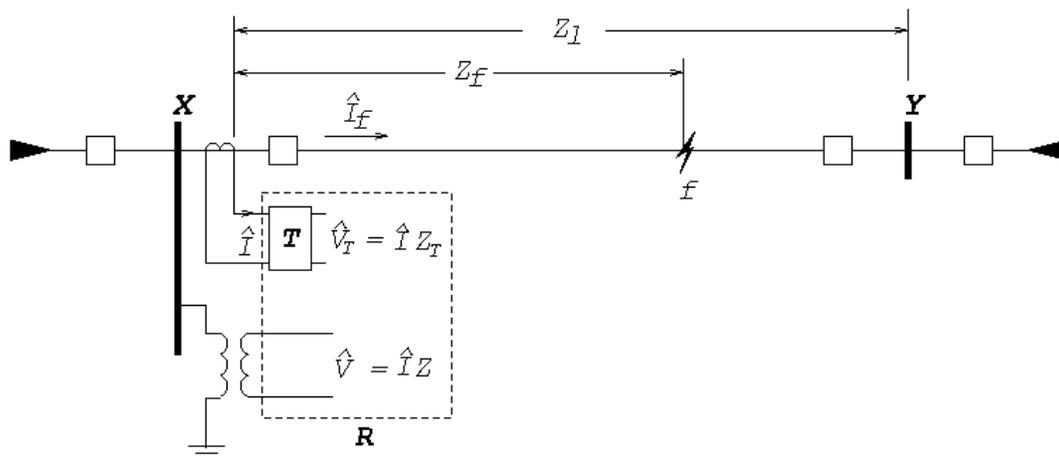


Figura 2.23 - Tensões de alimentação dos relés de distância estáticos

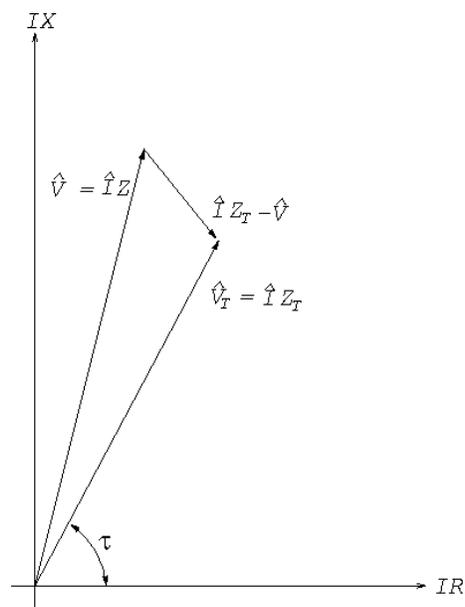


Figura 2.24 – Diagramas fasoriais das tensões no plano cartesiano

Embora as características de operação dos relés de distância, sejam usualmente representadas no diagrama de impedância ( $R - X$ ), no caso dos relés de distância estáticos é conveniente que elas sejam locadas no diagrama de tensão ( $IR - IX$ ).

Considerando-se o fasor  $\hat{I}Z_T$  como o diâmetro de um círculo passando pela origem tem-se a conhecida característica de operação mho, como mostra a figura 2.25.

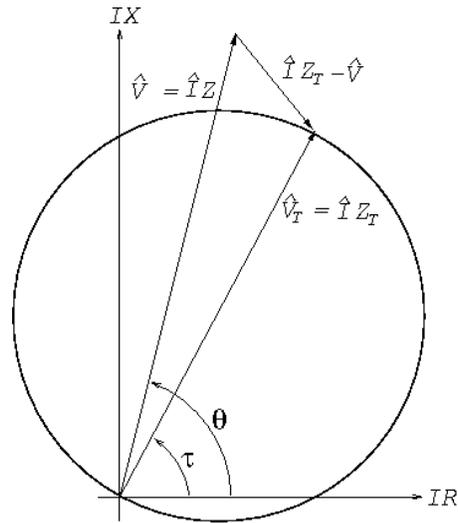


Figura 2.25 – Característica mho do plano cartesiano

A figura 2.26 mostra um circuito simplificado ilustrando o circuito magnético envolvido na obtenção da característica mho.

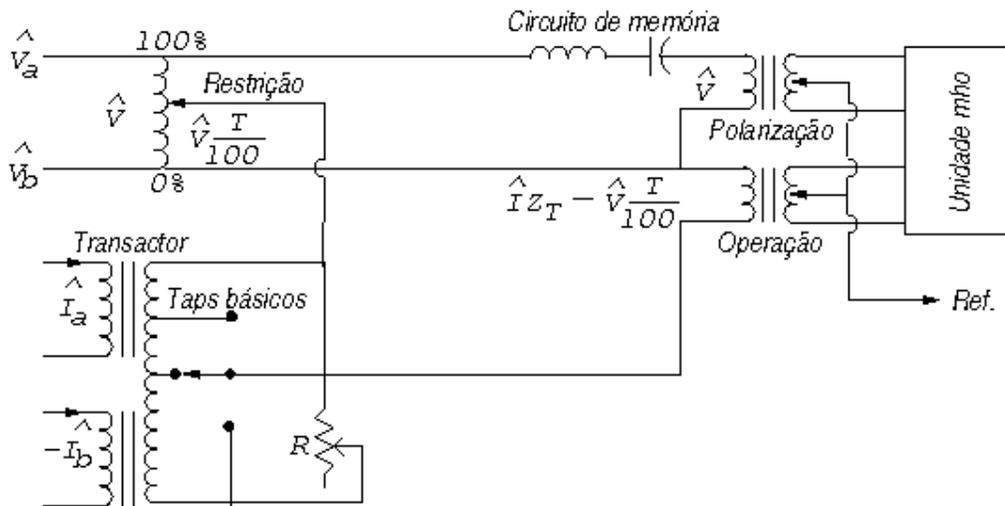


Figura 2.26 – Circuito simplificado da unidade mho

Neste diagrama as seguintes grandezas são definidas:

- $\hat{I} Z_T - \hat{V} \cdot \left( \frac{T}{100} \right)$  - tensão de operação
- $\hat{V}$  - tensão de polarização
- $\hat{V} \cdot \left( \frac{T}{100} \right)$  - tensão de restrição
- $\tau$  - ângulo de máximo alcance
- $\theta$  - ângulo da impedância da linha de transmissão protegida

Para a unidade entre fases a-b, aplica-se a tensão de linha  $\hat{V}_a - \hat{V}_b$  e as correntes  $\hat{I}_a - \hat{I}_b$ . O alcance da unidade é determinado tanto pelos ajustes do tap básico como pelo tap percentual (T) de restrição.

O tap básico corresponde às derivações do transactor e define a sua impedância de transferência  $Z_T$ . Se o tap percentual for ajustado em 100%, então o diâmetro do círculo dependerá unicamente da impedância própria do transactor e se o tap ajustado for menor do que 100%, o alcance será maior do que a impedância própria.

Considerando-se o ajuste do tap percentual em 100%, a tensão  $\hat{V}$  será colocada sobre a impedância da linha de transmissão protegida e a sua magnitude depende da localização do curto-circuito, podendo cair fora, em cima ou dentro da característica de operação da unidade mho., Estas situações são mostradas respectivamente nas figuras 2.27, 2.28 e 2.29.

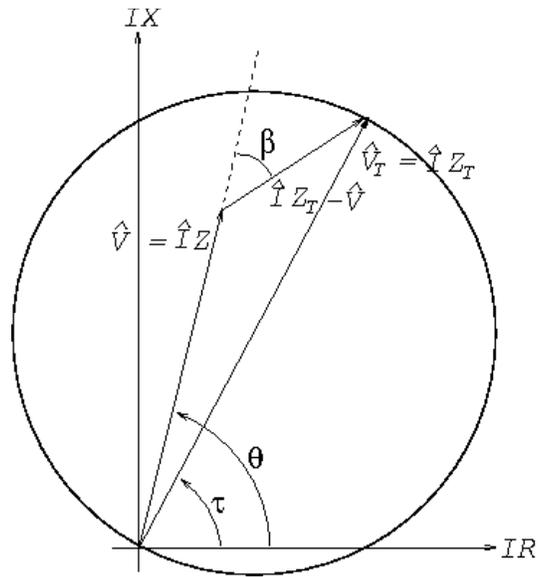


Figura 2.27 – Característica mho para curto interno ( $\beta < 90^\circ$ )

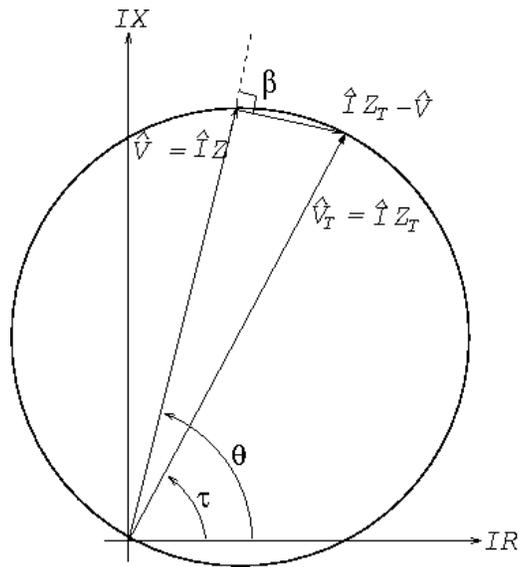


Figura 2.28 – Característica mho para curto no limiar ( $\beta = 90^\circ$ )

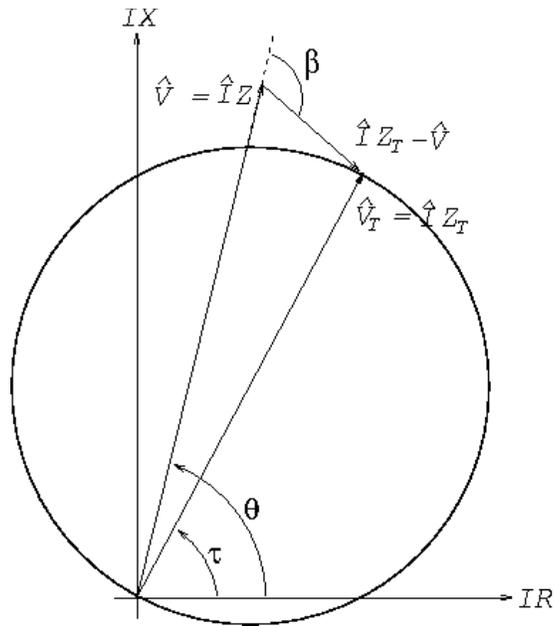


Figura 2.29 – Característica mho para curto externo ( $\beta > 90^\circ$ )

Pela análise do ângulo  $\beta$  que definido pela defasagem entre os fasores  $\hat{V}$  e  $\hat{I}Z_T - \hat{V}$ , podemos concluir que esse parâmetro discriminador do local do curto-circuito, portanto teremos:

- $\beta > 90^\circ$                      $\rightarrow$     curto-circuito externo ao alcance ajustado
- $\beta = 90^\circ$                      $\rightarrow$     curto-circuito coincidente ao alcance ajustado
- $\beta < 90^\circ$                      $\rightarrow$     curto-circuito interno ao alcance ajustado

ou seja:

- $\beta > 90^\circ$                      $\rightarrow$     zona de inoperância da unidade
- $\beta = 90^\circ$                      $\rightarrow$     limiar de operação da unidade
- $\beta < 90^\circ$                      $\rightarrow$     zona de operação da unidade

As figuras 2.30, 2.31 e 2.32 mostram a relação de fase dos sinais de entrada  $v$  (valor instantâneo) e  $iZ_T - v$ , respectivamente para  $\beta > 90^\circ$ ,  $\beta = 90^\circ$  e  $\beta < 90^\circ$  onde os ângulos suplementares de  $\beta$  indicam os períodos de coincidência (regiões hachuradas).

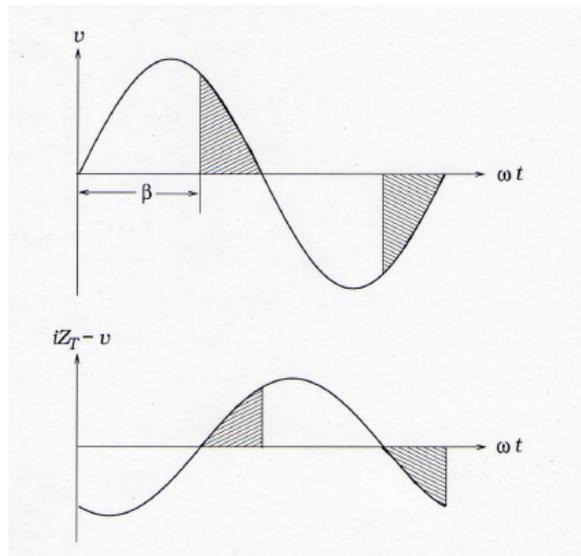


Figura 2.30 -  $\beta > 90^\circ$  - Condição de curto-circuito externo

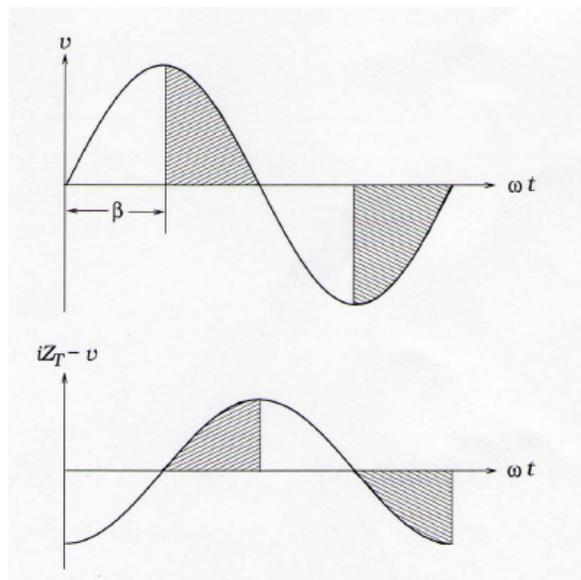


Figura 2.31 -  $\beta = 90^\circ$  - Condição limiar

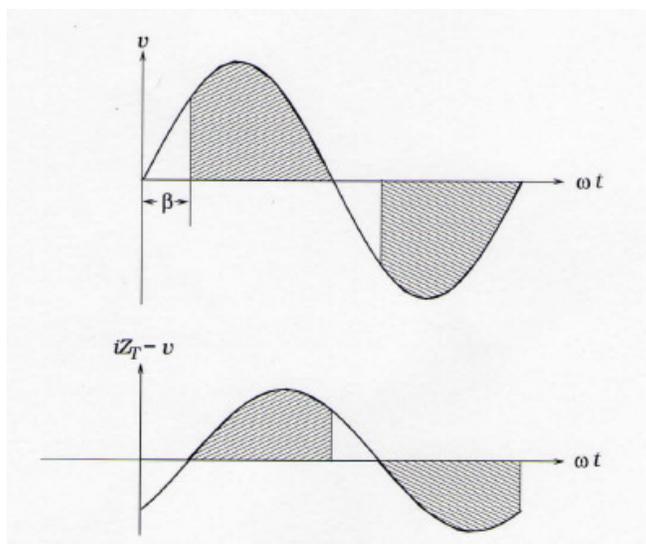


Figura 2.32 -  $\beta < 90^\circ$  - Condição de curto-circuito interno

A comparação e a determinação dos períodos de coincidência dos sinais analógicos de entrada  $v$  e  $iZ_T - v$  são filtrados e convertidos para sinal de ondas quadradas para evitar problemas no momento da transição das ondas. A medição é feita observando-se a sequência de sincronismo em zero (sincronismo de sinais) dos dois sinais quadrados que estão sendo comparados. E as figuras 2.33, 2.34 e 2.35 mostram os detectores de ondas quadradas:

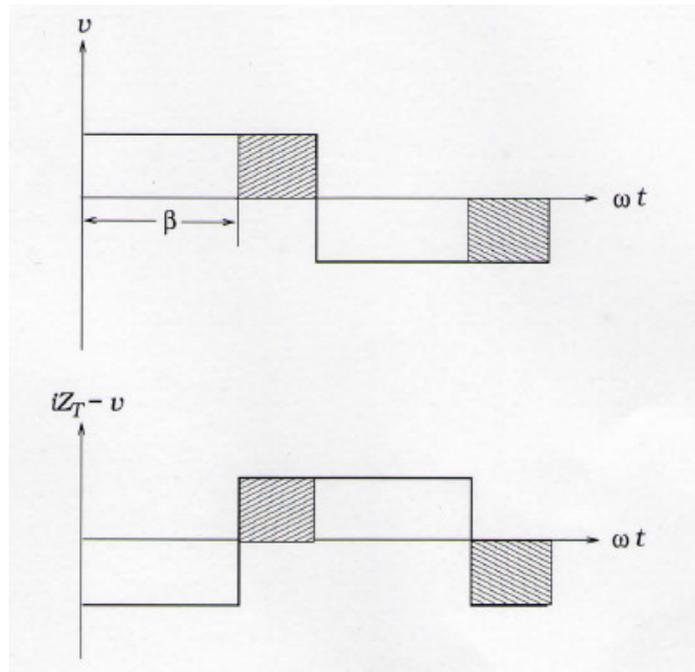


Figura 2.33 -  $\beta > 90^\circ$  - Condição de curto-circuito externo

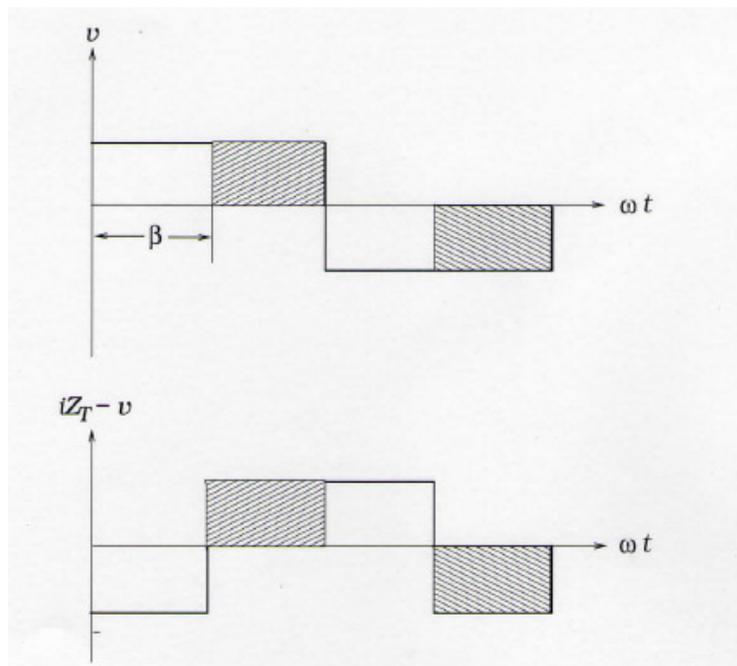


Figura 2.34 -  $\beta = 90^\circ$  - Condição limiar

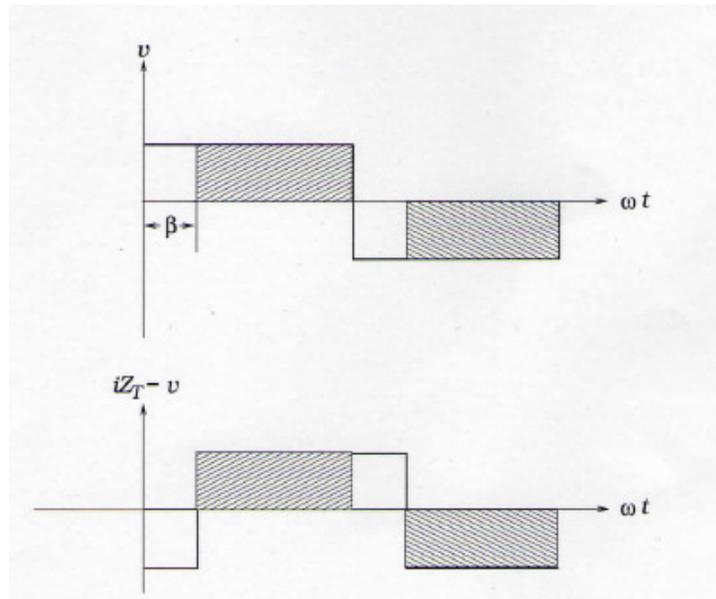


Figura 2.35 -  $\beta < 90^\circ$  - Condição de curto-circuito interno

O período de coincidência das ondas (na base de 60 Hz) para os três casos são:

- curto-circuito externo:  $< 1/4$  de ciclo
- curto-circuito no limiar  $= 1/4$  de ciclo
- curto-circuito interno:  $> 1/4$  de ciclo

Portanto, para que a unidade mho opere (condição de curto-circuito interno) é necessário que o tempo de coincidência das ondas seja maior do que 4.167 ms (16,667ms /4).

A figura 2.36 mostra blocos de funções para a implementar a lógica da unidade mho, onde são realizadas a comparação e a determinação dos tempos de coincidência dos sinais de entrada  $v$  e  $(i.Z_T - v)$ , tanto no semi-ciclo positivo como negativo.

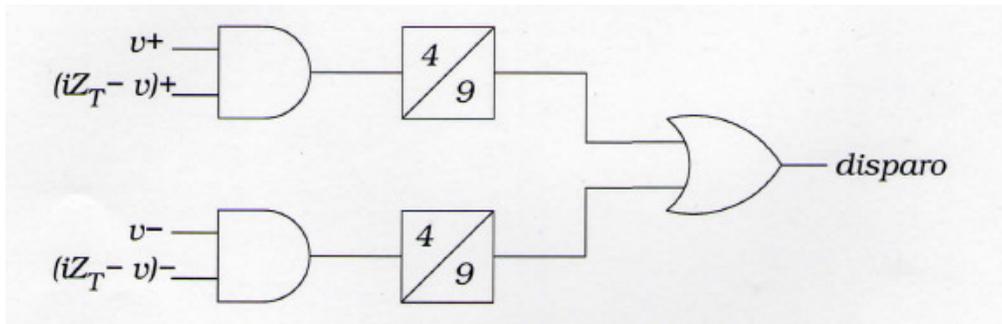


Figura 2.36 – Lógica para as realizações da comparação e da determinação dos tempos de coincidência

As saídas das funções lógicas **E** são aplicadas nos temporizadores cujas partidas (pick-up) são ajustadas em 4,167 ms; seus retardos de recomposição (reset-delay) são de 9 ms e suas saídas são conectadas nas funções lógicas **OU**. O retardo da recomposição garante que a saída da função lógica **OU** seja contínua para circuitos internos. Para curtos-circuitos externos as coincidências das formas de onda serão menores do que 4,167 ms, tempo insuficiente, portanto, para a atuação dos temporizadores e a consequente inexistência de sinal de disparo.

Conclui-se que a característica circular da unidade mho é obtida ajustando-se o (pickup) do temporizador em 4,167 ms. Duas outras características podem ser obtidas ajustando-se o pick-up do temporizador para valores maiores do que 4,16 ms. Para valores maiores tem-se a característica lente e para valores menores a característica tomate, que são ilustrados respectivamente nas figuras 2.37 e 2.38 [8].

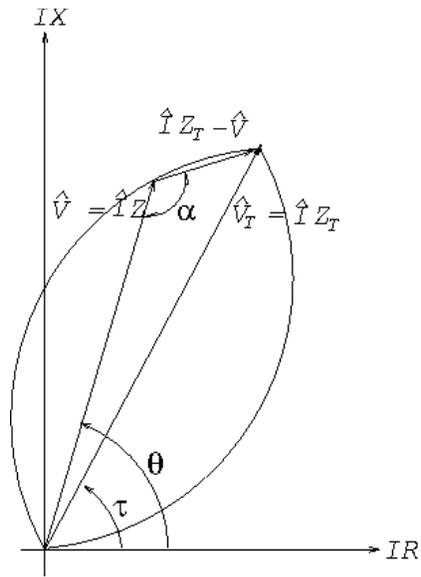


Figura 2.37 – Característica lente no plano cartesiano

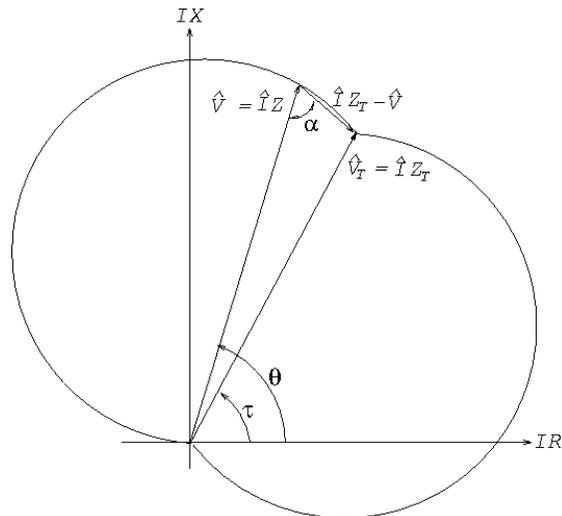


Figura 2.38 – Característica tomate no plano cartesiano

Estas características de impedância são aplicadas quando não sabemos o valor da impedância de falta, resistência de arco e como ocorreu à falta. Possuem uma janela de impedância criada para dar conta das incógnitas durante as faltas.

## 2.2.5.2. Princípio de operação da característica quadrilateral

A figura 2.39 mostra o diagrama do relé de distância estático com a unidade quadrilateral enumerada por blocos de funções [9]:

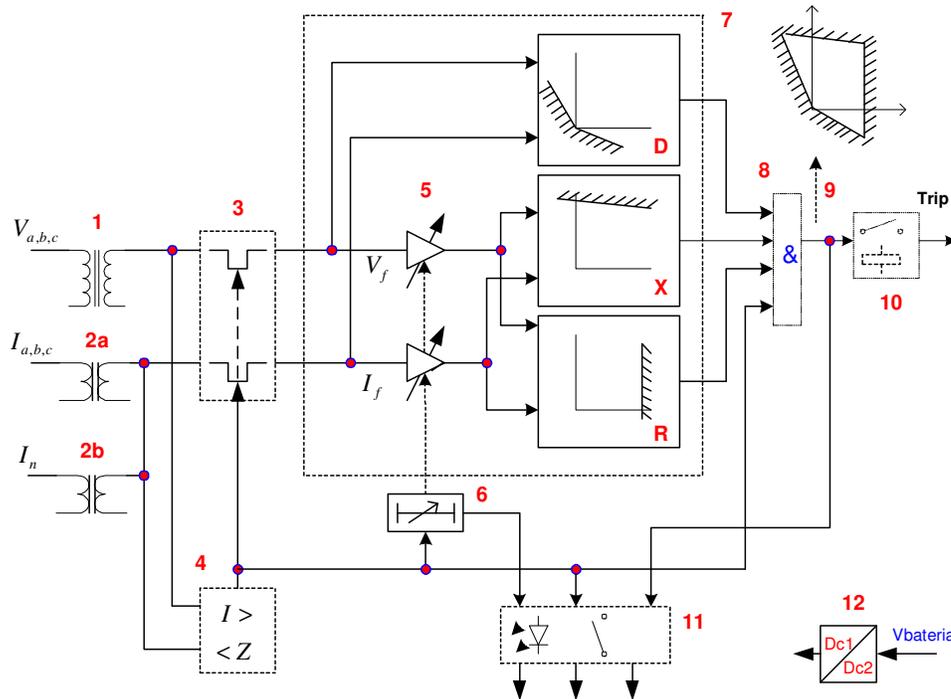


Figura 2.39 – Diagrama de bloco do relé estático com unidade quadrilateral

- 1 – Transformador de potencial auxiliar.
- 2a e 2b – Transactor de fase e de neutro.
- 3 – Unidade de controle de partida e seleção das correntes e tensões de falta.
- 4 – Unidade para partida por sobrecorrente e ou por sub-impedância.
- 5 – Amplificadores de ganho ajustáveis.
- 6 – Elemento temporizador.

7 – Unidades de medição dos elementos direcional, reativo e resistivo.

8 – Unidade Lógica.

9 – Característica quadrilateral.

10 – Unidade de trip.

11 – Unidade de sinalização.

12 – Fonte de alimentação

### · **Unidade de partida**

A unidade de partida é selecionada de acordo com os requisitos dos estudos de seletividade. Na condição da corrente de curto-circuito mínima maior do que corrente máxima de carga, seleciona-se a unidade de partida por sobrecorrente, caso contrário, seleciona-se a unidade de partida por subimpedância.

### · **Unidade de medição**

A unidade de medição define a característica de operação do relé para cobrir vários tipos de faltas. A figura 2.40 mostra a característica quadrilateral com três elementos de medição independentes.

1- Elemento de medição da reatância.

2- Elemento de medição da resistência.

3- Elemento de medição direcional.

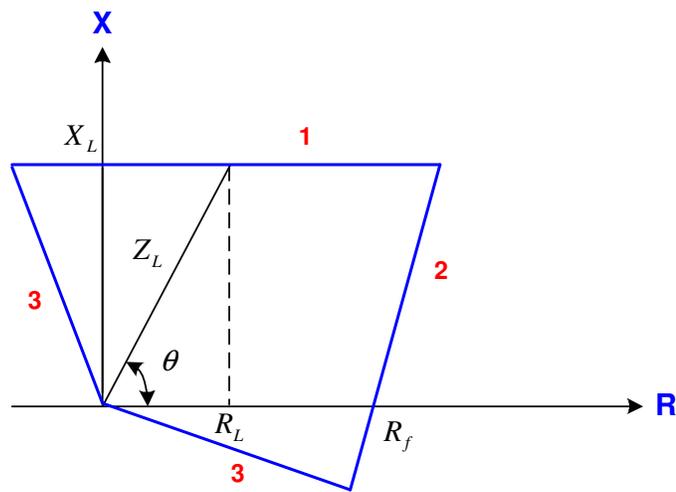


Figura 2.40 – Característica quadrilateral

### 2.2.6. Relé de distância digital

A maioria dos relés de proteção disponíveis no mercado atualmente se baseia em microprocessadores, que estão amplamente disseminados, impondo mudanças radicais na arte e na ciência do sistema de proteção. A principal razão para esta mudança é econômica, entretanto a versatilidade desse novo sistema trouxe muitas vantagens técnicas, tais como:

- Facilidades:
  - Ajustes do alcance resistivo e indutivo independentes para cada zona, permitindo fácil aplicação para a proteção de linhas de transmissão curtas, longas e cabos;
  - Ajuste angular do elemento de medição direcional das zonas;
  - Ajuste de tempo do circuito de memória “Tunel” para faltas trifásicas;
  - Curvas programáveis;
  - Múltiplos modos de operação;
  - Lógicas programáveis;

- Entradas binárias configuráveis;
- Saídas digitais configuráveis;
- Função de oscilografia programável
- Registro de eventos programável;
- Registro analógico programável;
- Localizador de falta;
- Medição de corrente, tensão fase-terra e fase-fase;
- Medição de potência ativa, reativa e fator de potência;
- Funções de proteção de sobrecorrente de fase e neutro não direcional instantânea e temporizadas incorporadas 50/51 e 50/51N;
- Funções de proteção de sub e sobre-tensão fase-terra e fase-fase 27/59I e 27/59T;
- Funções Direcional de fase e neutro 67 e 67N
- Função de religamento monopolar, bipolar e tripolar (79)r;
- Função de falha de disjuntor 50/62BF;
- Varias funções de proteção;
- Esquema lógico de teleproteção;
- Supervisão dos circuitos de entrada de corrente e tensão;
- Supervisão contínua da bobina de abertura do disjuntor;
- Comunicação local via laptop para programação e ajuste;
- Comunicação remota com o supervisor SCADA;
- Vários Protocolo de comunicação como DNP 3.0, Modbus;
- Auto-monitoramento do relé;
- Supervisão da tensão auxiliar;
- Display em tela de cristal líquido;
- Leds de sinalização frontal para alarmes;
- O projeto elétrico de um painel de proteção se torna mais simples devido a redução drástica dos espaços físicos nos painéis;

- Manutenção:

#### Simplificou a Manutenção

- Inspeção visual,
- Aplicação de sinais analógicos para leitura e comparação das medidas;
- Acionamento e verificação das entradas e saídas digitais;
- Leitura e verificação dos parâmetros;
- Verificação dos log de erros;
- Desligamento da alimentação de tensão auxiliar e verificação de alarme para o SCADA e o operador da subestação
- Redução de peças sobressalentes
- Redução das manutenções corretivas e preventivas

Os relés eletromecânicos e estáticos ainda são fabricados, mas em escala bem menor para suprir demandas de instalações antigas que ainda estão operando satisfatoriamente. Até o ano de 2006, o Sistema Interligado Nacional possuía os seguintes percentuais instalados, segundo a tecnologia: 59% eletromecânica, 25% estática e 16% digital [10].

O interesse em utilizar o computador digital nas funções de relés de proteção precede ao desenvolvimento do microprocessador. Rockefeller [11], em 1969, publicou o artigo amplamente conhecido que propôs de uma forma detalhada a utilização do computador digital para as funções de proteção do sistema elétrico de potência. Este trabalho inspirou o desenvolvimento e a instalação do protótipo do primeiro relé digital no campo, em 1971, pela associação de Pacific Gas & Electric e Westinghouse, de um sistema de proteção de distância denominado de PRODAR 70. Esse sistema de proteção digital de alta velocidade, elaborado para uma proteção da linha de transmissão de 230 kV era baseado em um computador digital do tipo controle de processo com amostragens de alta velocidade dos sinais de tensão e

corrente [12] e [13]. O desempenho técnico desse primeiro relé de proteção digital, que permaneceu em serviço por oito anos foi excelente, comprovando a robustez da função de proteção, tanto no aspecto de hardware como de software, mas o que mais chamou a atenção da comunidade envolvida no assunto foi a diversidade de novas funções. A esta se seguiram outros sistemas experimentais [14],[15],[16],[17] e [18], que serviram para avançar nos refinamentos dos algoritmos, das velocidades de atuação e também nos aspectos econômicos.

Antes de 1972, nos sistemas experimentais, a estimação dos valores dos fasores de tensão e corrente a partir dos valores instantâneos amostrados empregavam técnicas de ajuste de curvas relativamente simples nos programas computacionais [19]. O trabalho de Ramamoorthy [20], em 1971, foi o primeiro a propor o uso do algoritmo baseado na Transformada Discreta Fourier (DFT) para determinar os fasores a partir dos dados amostrados. Apesar de outros métodos de algoritmos terem sido propostos, usando solução de equações diferenciais [21] e [22], funções de Walsh [23], técnica de mínimos quadrados [24] e outras curvas de ajuste [25], o DFT tornou-se como o principal método computacional utilizado em relés digitais comerciais.

Em meados da década de 80, com o avanço tecnológico na área de eletrônica digital e as experiências adquiridas pelos fabricantes, algumas variedades de relés microprocessados começaram a ser oferecidos no mercado. Basicamente, estes relés poderiam ser classificados em três categorias:

- Relés com funções extremamente simples, sem requisito de medida de alta velocidade, com o objetivo de melhorar a exatidão, a velocidade e o desempenho global. Dentre eles podem ser citados os relés de sobrecorrente de tempo inverso e os relés de proteção de motores [3].
- Relés híbridos, nos quais as medidas de alta velocidade eram executadas pelo hardware analógico dedicado e suas saídas lógicas

eram alimentadas por um ou mais microprocessadores que processavam a lógica do sistema das funções de proteção e monitoramento do hardware e software. Muitos relés de distância de alta velocidade foram criados pelos fabricantes europeus usando a combinação dessas tecnologias [3].

- Relés utilizando os melhores microprocessadores da época numa plataforma simples proporcionava função de proteção confiável, mas longe de preencher os requisitos de velocidade e funcionalidade [3].

No final da década de 1980, os fabricantes tradicionais e os novos fabricantes começaram a oferecer relés sofisticados para proteção direcional e comparação de correntes para linhas de transmissão. Arquiteturas com microprocessadores de 8 e 16 bits de alto desempenho, permitiram fabricar relés com desempenhos bem próximos aos relés eletromecânicos e estáticos [26].

Nas últimas duas décadas ocorreu uma grande evolução na área de processamento de sinais. Esta evolução deve-se a criação do dispositivo DSP (Digital Signal Processor), que é um microprocessador especializado em processamento digital de sinais. O DSP acima de tudo é um dispositivo programável, que detém seu próprio código de instruções. A utilização de DSPs em relés de proteção é que permitiu o surgimento de uma nova geração de relés numéricos ou digitais.

### 2.2.6.1. Digitalização de sinais analógicos

Nos relés digitais os sinais analógicos de entrada devem ser convertidos em sinais digitais. A figura 2.41 mostra este processo que permite distinguir quatro etapas [27].

- Filtragem anti-aliasing.
- Amostragem.
- Quantização.
- Codificação.

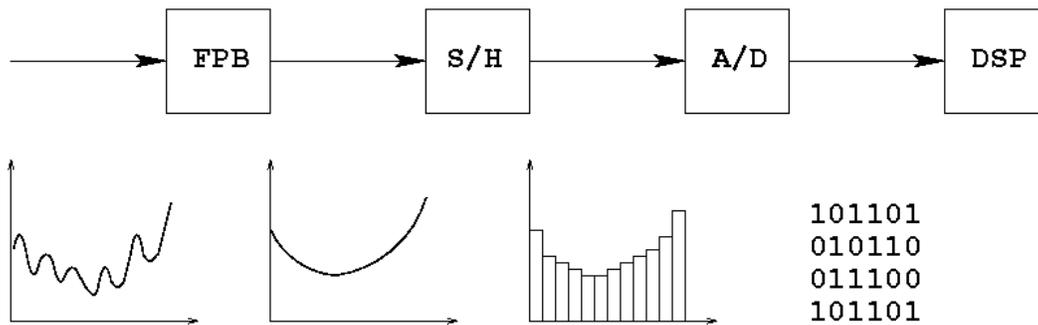


Figura 2.41 – Processo de Conversão analógico-digital [28]

Na prática, a amostragem, a quantização e a codificação podem ser feitos num único circuito eletrônico, não necessariamente nesta ordem [27].

**Filtragem anti-aliasing:** De acordo com o teorema de Nyquist, a quantidade de amostras por unidade de tempo, chamada de taxa ou frequência de amostragem, deve ser maior do que o dobro da maior frequência contida no sinal a ser amostrado, para que possa ser reproduzido integralmente sem erro de aliasing (recobrimento). A metade da frequência de amostragem é chamada de frequência de Nyquist e corresponde ao limite máximo da frequência do sinal que pode ser reproduzido. Como não é possível garantir que o sinal original não contenham sinais acima deste limite (distorções

harmônicas, interferências, ruídos, etc.), é necessário filtrar o sinal com um filtro passa-baixo anti-aliasing com frequência de corte igual, ou menor, do que a frequência de Nyquist.

**Amostragem:** Converte o sinal em sequência de números, com cada número representando a amplitude do sinal em um instante de tempo particular. O circuito que permite amostrar o sinal é uma simples chave que se fecha por um brevíssimo instante, na cadência da frequência de amostragem. Por exemplo, se a frequência de amostragem for de 8 kHz, a chave se fecha 8.000 vezes por segundo, ou seja, a cada 125 microsegundos. Como a chave se fecha por um tempo extremamente curto com o comando pelo microprocessador, teremos na sua saída um sinal em forma de pulso estreito, com amplitude igual ao valor instantâneo do sinal do sinal, chamados de pulsos PAM (pulso modulados em amplitude).

**Quantização:** Agora que temos o sinal analógico amostrado, em forma de amostras, ainda analógicos, precisamos quantificar (ou quantizar) esta infinidade de valores possíveis em outros que passam ser representados por uma quantidade finita de bits, para obter um sinal digital. Esta conversão é feita por um circuito chamado de conversor analógico-digital (A/D).

**Codificação:** Os valores quantizados precisam ser codificados em sequência de bits, pois um sinal digital binário só pode ter dois valores diferentes “0” ou “1”. Cada pulso de amplitude variável é transformado em uma sequência de bits com amplitude fixa e valores “0” ou “1”, com um código tal que representa o valor do pulso original, arredondado pelo erro de quantização.

### **2.2.6.2. Componente de um relé digital**

Os componentes básicos de um relé digital são mostrados na figura 2.45 [29], destacando-se:

- Subsistema de condicionamento de sinais.
- Subsistema de conversão.

- Subsistema de processamento de sinais do relé.

Deve-se salientar que o arranjo dos componentes dos subsistemas como mostrado na figura 2.42 não é o único, pois dependendo dos fabricantes podem apresentar algumas variantes.

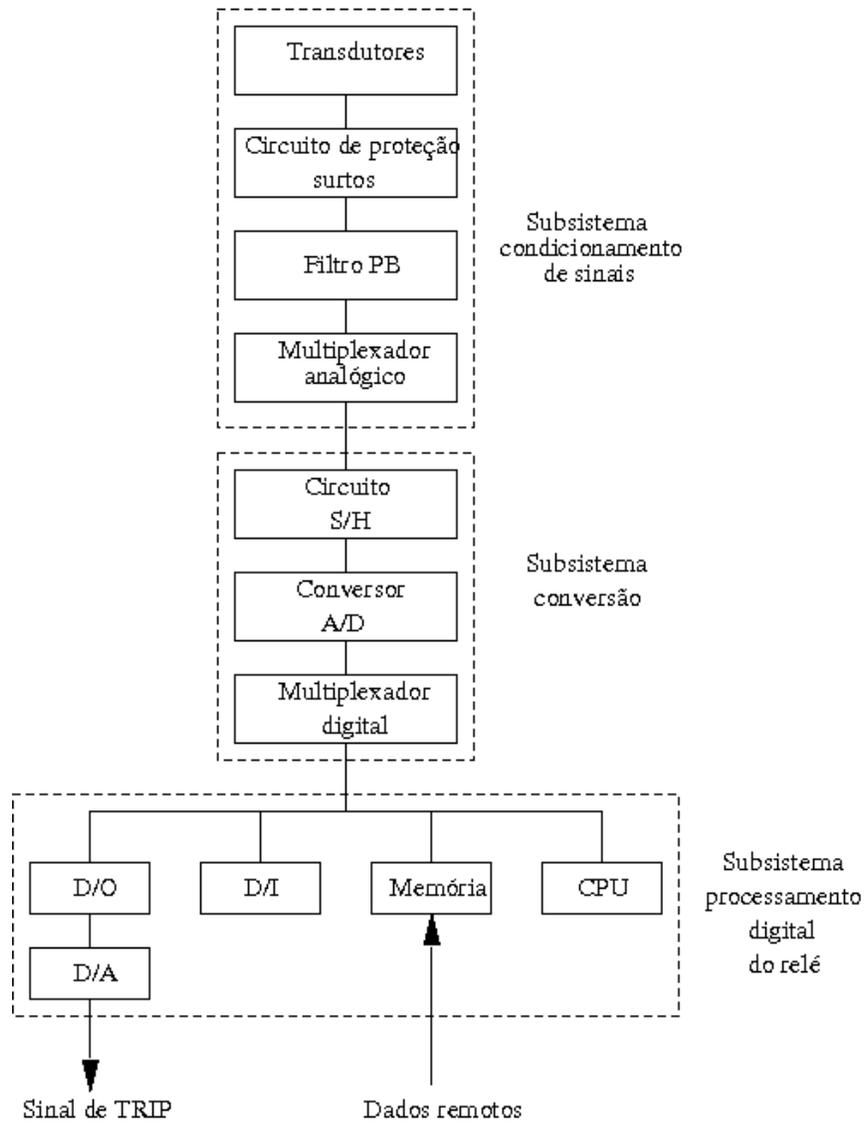


Figura 2.42 – Componentes básicos de um relé digital

Os dois primeiro subsistema são comuns para todos os esquemas de proteção, enquanto que o terceiro varia de acordo com o esquema.

### • **Subsistema de condicionamento de sinais:**

**Transdutores:** São os transformadores de corrente (TC's) e os transformadores de potencial (TPIs ou TPCs), que transformam os sinais de corrente e de tensão primários para os secundários dentro de valores normalizados.

**Circuitos de proteção contra surtos:** São circuitos constituídos por capacitores e transformadores de isolamento para eliminar os surtos de sobretensão provenientes do sistema de potência e oferecer uma proteção adequada para os circuitos e componentes dos relés.

**Filtro passa-baixo anti-aliasing:** Executa a filtragem dos sinais analógicos provenientes dos TC's e TP's, para remover as frequências elevadas indesejáveis antes do processo de amostragem. Neste trabalho, foram modelados três tipos de filtros analógicos anti-aliasing:

- Filtro passivo Butterworth de primeira ordem, tipo RC.
- Filtro ativo Butterworth de segunda ordem, com topologia Sallen-Key.
- Filtro ativo Butterworth de terceira ordem, com topologia Sallen-Key.

As figuras 2.43, 2.44 e 2.45 mostram respectivamente os três tipos citados.

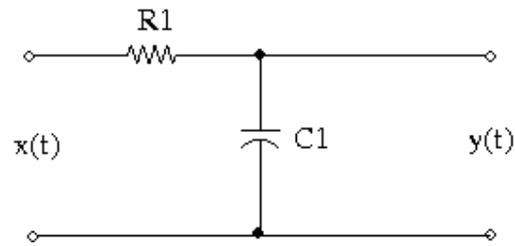


Figura 2.43 – Filtro passivo Butterworth de primeira ordem

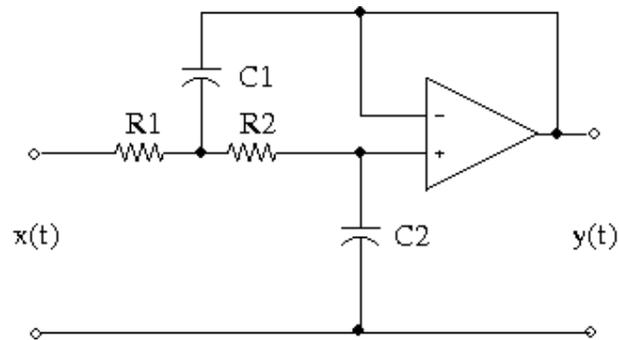


Figura 2.44 – Filtro ativo de Butterworth de segunda ordem

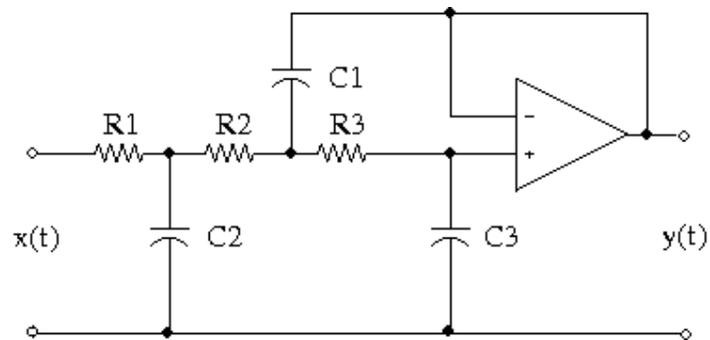


Figura 2.45 – Filtro ativo de Butterworth de terceira ordem

A função de Butterworth do filtro passa-baixa de ordem  $n$  é definida pela equação (2.42):

$$|H_n(j.\omega)|^2 = \frac{1}{1 + \left(\frac{\omega}{\omega_c}\right)^{2.n}} \quad (2.42)$$

A função de aproximação da equação (2.42) satisfaz a exigência de que  $H(j.\omega)$  deve ser uma função par de  $\omega$ . O parâmetro  $\omega_c$  é a Frequência de corte do filtro. A resposta em modulo quadrático  $|H_n(j.\omega)|^2$  é obtida usando a função de aproximação da equação (2.42) é mostrada na figura 2.46.

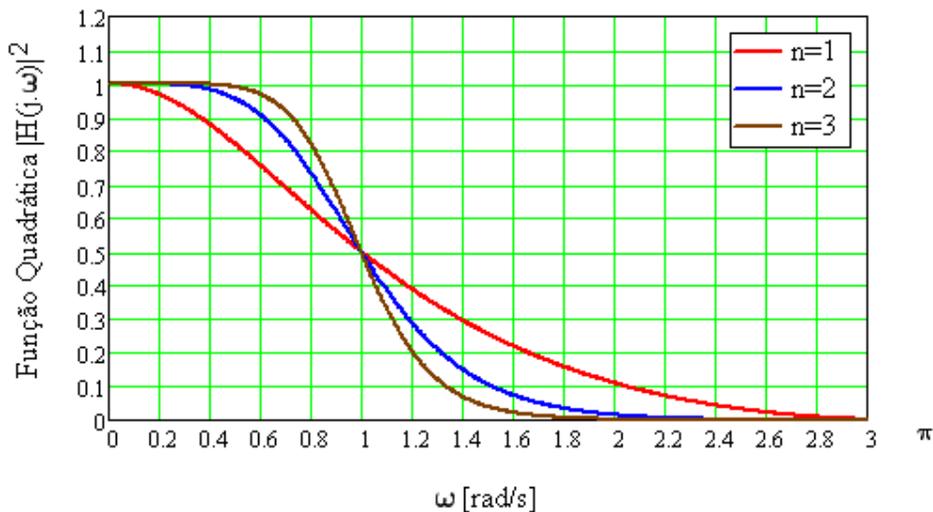


Figura 2.46 – Característica do filtro passa-baixa Butterworth de ordem  $n$

**Multiplexador analógico** É um dispositivo que seleciona um sinal de um conjunto de sinais de entrada e transfere para a saída, permitindo a transmissão de vários sinais de uma maneira serial através de um único canal. A figura 2.47 mostra o princípio da multiplexagem.

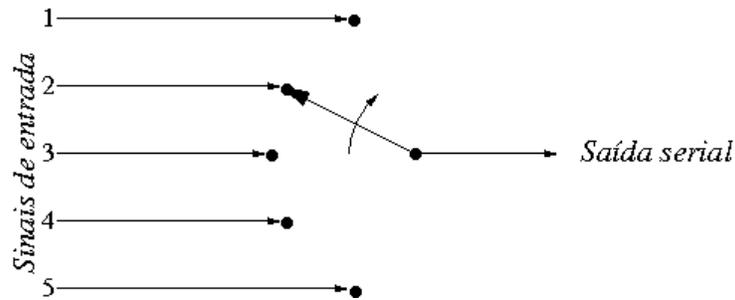


Figura 2.47 – Multiplexador analógico

### · Subsistema de conversão

**Circuito Sample-Hold:** A função do amplificador S/H é manter constante o valor do sinal durante a transição da amostragem. Isso evita que durante a conversão A/D alguma mudança no sinal de entrada possa ser uma fonte de erros. A figura 2.48 mostra um amplificador S/H típico.

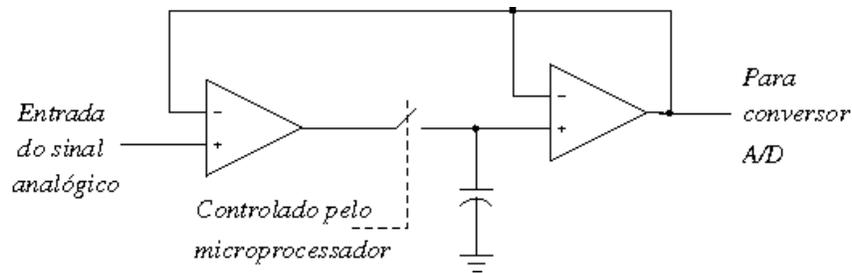


Figura 2.48 – Sample-Hold de ordem zero conectado em loop

**Conversor analógico-digital (A/D)** O sinal analógico filtrado e amostrado, ainda analógico, passa pelo conversor A/D onde é quantizado, isto é, passa a ser representado por um sinal digital (quantidade finita de bits). Os valores quantizados precisam ser codificados em sequência de bits, pois um sinal digital binário só poder ter dois valores distintos: 0 e 1. Em binário puro, a codificação transforma cada pulso de amplitude variável em uma sequência de

bits com amplitude fixa e valores 0 ou 1, com um código tal que represente o valor do pulso original, arredondado pelo erro de quantização [27].

- **Subsistema de processamento digital do relé**

O sinal digitalizado passa para o subsistema de processamento digital, onde são executados todos os cálculos necessários através de algoritmos específicos. O objetivo comum de todos os algoritmos é determinar a impedância aparente de curto-circuito da linha de transmissão. Uns extraem as componentes fundamentais das formas de onda da tensão e da corrente para determinação dessa impedância e outros calculam diretamente os parâmetros série da linha de transmissão.

- **Algoritmos de relés digitais para a proteção de linhas**

Os algoritmos de relés digitais para a proteção de linha de transmissão podem ser classificados em três categorias, a saber [30]:

- a. Algoritmo baseado em parâmetros do sistema**

O algoritmo baseado em parâmetros do sistema [31] estima os valores de R e L (parâmetros série) da linha. Um modelo monofásico de uma linha de transmissão curta é mostrado na figura 2.49. Para um curto-circuito sólido, simulado pelo fechamento da chave no tempo  $t=0$ , este modelo pode ser representado pela equação diferencial (2.43).

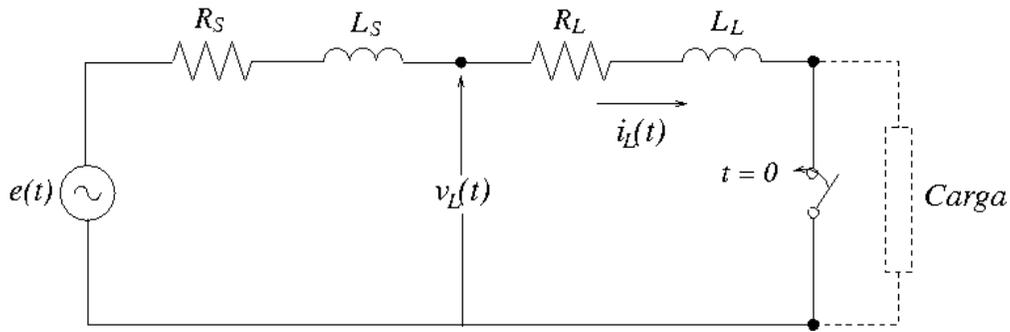


Figura 2.49 – Modelo monofásico de linha de transmissão curta

$$v_L(t) = R_L \cdot i(t) + L_L \cdot \frac{di_L(t)}{dt} \quad (2.43)$$

Esta representação reconhece a componente contínua da corrente assimétrica de curto-circuito (DC offset) como uma parte válida da solução, portanto não necessitando da implantação de filtro para suprimir esta componente. A solução desta equação diferencial, para a determinação dos parâmetros, pode ser obtida pela integração da equação diferencial em dois intervalos consecutivos.

$$\int_{t_0}^{t_1} v_L(t) \cdot dt = R_L \cdot \int_{t_0}^{t_1} i_L(t) \cdot dt + L_L \cdot [i_L(t_1) - i_L(t_0)] \quad (2.44)$$

$$\int_{t_1}^{t_2} v_L(t) \cdot dt = R_L \cdot \int_{t_1}^{t_2} i_L(t) \cdot dt + L_L \cdot [i_L(t_2) - i_L(t_1)] \quad (2.45)$$

As integrais das equações (2.44) e (2.45) podem ser aproximadas pelas funções trapezoidais, conforme:

$$\int_{t_k}^{t_{k+1}} v_L(t) dt = \frac{\Delta t}{2} \cdot [v_L(t_{k+1}) - v_L(t_k)] = \frac{\Delta t}{2} \cdot [v_L(t_{k+1}) - v_L(t_k)] \quad (2.46)$$

Tendo-se a equação (2.46), o sistema de equações formado pelas equações (2.44) e (2.45) pode ser reescrita para as amostras k, k+1 e k+2, resultando:

$$\begin{bmatrix} (i_{Lk+1} + i_{Lk}) \cdot \frac{\Delta t}{2} & (i_{Lk+1} - i_k) \\ (i_{Lk+2} + i_{Lk+1}) \cdot \frac{\Delta t}{2} & (i_{Lk+2} - i_{k+1}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_L \\ L_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (v_{Lk+1} + v_{Lk}) \cdot \frac{\Delta t}{2} \\ (v_{Lk+2} + v_{Lk+1}) \cdot \frac{\Delta t}{2} \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

Este algoritmo utiliza uma janela curta de três amostras dos sinais de corrente e tensão que permite estimar os parâmetros série da linha de transmissão, segundo:

$$R_L = \left[ \frac{(v_{Lk+1} + v_{Lk})(i_{Lk+2} - i_{Lk+1}) - (v_{Lk+2} + v_{Lk+1})(i_{Lk+1} - i_{Lk})}{(i_{Lk+1} + i_{Lk})(i_{Lk+2} - i_{Lk+1}) - (i_{Lk+2} + i_{Lk+1})(i_{Lk+1} - i_{Lk})} \right] \quad (2.48)$$

$$L_L = \frac{\Delta t}{2} \cdot \left[ \frac{(v_{Lk+2} + v_{Lk+1})(i_{Lk+1} + i_{Lk}) - (v_{Lk+1} + v_{Lk})(i_{Lk+2} + i_{Lk+1})}{(i_{Lk+1} + i_{Lk})(i_{Lk+2} - i_{Lk+1}) - (i_{Lk+2} + i_{Lk+1})(i_{Lk+1} - i_{Lk})} \right] \quad (2.49)$$

## b. Algoritmo baseado na Frequência fundamental do sinal [30]

Este algoritmo baseia-se na teoria das transformações ortogonais [32]. A mais usada é a transformada de Fourier que utiliza o conjunto de funções seno e cosseno como um conjunto ortogonal. Portanto qualquer função pode ser representada como uma soma de combinações de funções do conjunto ortogonal definido. As propriedades básicas da transformada de Fourier tais como convolução e correlação, podem ser usadas para extrair qualquer Frequência de interesse particular de um sinal de entrada. Uma das primeiras ideias [33] foi correlacionar amostras dos sinais de entrada (tensões e correntes) com amostras armazenadas da referência das ondas de seno e cosseno fundamentais. Se as expressões das formas de onda são dadas em forma retangular, então as expressões gerais para componentes seno e cosseno da tensão no ponto k da amostra são dadas por [34].

$$V_S = \frac{2}{N} \cdot \sum_{l=0}^{N-1} v_{k+l-N+1} \cdot \text{sen}\left(\frac{2\pi}{N} \cdot l\right) \quad (2.50)$$

$$V_C = \frac{2}{N} \cdot \sum_{l=0}^{N-1} v_{k+l-N+1} \cdot \text{cos}\left(\frac{2\pi}{N} \cdot l\right) \quad (2.51)$$

onde  $V_S$  e  $V_C$  são os tensões amostradas e  $N$  é o número de mostras por ciclo. O modulo da tensão convertido na forma polar é dado por:

$$V = \sqrt{V_S^2 + V_C^2} \quad (2.52)$$

e o argumento por:

$$\Phi_V = \tan^{-1}\left(\frac{V_S}{V_C}\right) \quad (2.53)$$

Desenvolvendo-se os cálculos de forma similar para a corrente, então as expressões da impedância na forma polar é o argumento são dadas por:

$$|Z| = \sqrt{\frac{V_S^2 + V_C^2}{I_S^2 + I_C^2}} \quad (2.54)$$

$$\theta_Z = \tan^{-1}\left(\frac{V}{I}\right) \quad (2.55)$$

Este método apresenta uma melhor precisão por utilizar as componentes de sequência positiva durante uma falta, na qual a componente continua exponencial é amortecida e removida anteriormente ao processamento do sinal por um filtro de pré-filtragem. Neste caso, os dados estão disponíveis no ciclo completo, entretanto, no momento do curto-circuito a expressão da impedância não é definida e qualquer calculado é uma aproximação. Esta aproximação é uma fonte de erro que se [34] mostrou ser relativamente menor do que erros gerados em outros métodos.

Uma maneira de melhorar o tempo de resposta do algoritmo foi reduzir o tamanho da janela de dados do algoritmo de Fourier de um ciclo completo para meio ciclo [15], que muda os limites das equações (2.50) e (2.51). Com o uso

dessa técnica se reduz o tamanho da janela de dados e conseqüentemente aumenta-se a velocidade de detecção da falta degradando a resposta em frequência do método. Esse método possui o inconveniente de não rejeitar a componente contínua e nem as harmônicas de ordem par. Portanto as seguintes equações definem o algoritmo de meio ciclo de Fourier [35]:

$$V_S = \frac{4}{N} \cdot \sum_{l=1}^{N/2} V_{k - \left(\frac{N}{2}\right) + l} \cdot \text{sen} \left( \frac{2 \cdot \pi}{N} \cdot l \right) \quad (2.56)$$

$$V_C = \frac{4}{N} \cdot \sum_{l=1}^{N/2} V_{k - \left(\frac{N}{2}\right) + l} \cdot \text{cos} \left( \frac{2 \cdot \pi}{N} \cdot l \right) \quad (2.57)$$

Um desenvolvimento bastante parecido com o filtro de Fourier de ciclo completo é a utilização dos chamados filtros trigonométricos, ou o denominado filtro seno e filtro cosseno. O algoritmo do filtro cosseno de um ciclo completo utiliza dois filtros compostos pelos mesmos coeficientes, dados pelo cosseno dos ângulos amostrados. O filtro seno é análogo ao filtro cosseno, exceto pelo fato de que seus coeficientes são dados pelo seno dos ângulos amostrados [36]. A obtenção da componente em quadratura do filtro cosseno é feita através de um deslocamento em fase de um quarto de ciclo na aplicação dos coeficientes. Desta forma, as expressões que definem este filtro são:

$$V_S = \frac{2}{N} \cdot \sum_{l=0}^{N-1} V_k \cdot \text{cos} \left[ \frac{2 \cdot \pi}{N} \cdot \left( l - \frac{N}{4} \right) \right] \quad (2.58)$$

$$V_C = \frac{2}{N} \cdot \sum_{l=0}^{N-1} V_k \cdot \text{cos} \left[ \frac{2 \cdot \pi}{N} \cdot l \right] \quad (2.59)$$

Outro algoritmo dentro desta categoria é o algoritmo de aproximação da curva senoidal. Este algoritmo assume que as formas de onda pós-falta, da corrente e da tensão, são senoidais. Esta consideração geralmente não é válida, particularmente quando são envolvidas as aplicações em sistemas de EAT e UAT. Entretanto, na prática, os sinais processados são pré-filtrados e em sistemas de subtransmissão as formas de onda são muito próximos de senoidais [29]. Historicamente, este tipo de algoritmo foi o primeiro a ser pesquisado [37] e [38].

### **c. Algoritmo baseado no sinal contendo Frequência fundamental e transitórios**

Este algoritmo emprega duas técnicas básicas. Uma delas assume que o sinal pode ser modelado por uma expressão contendo tanto o sinal fundamental como componente harmônica e contínua. A expressão assumida contém parâmetros desconhecidos, que podem ser determinados pela técnica de estimação por mínimos quadrados. A outra técnica usa as formas de onda que são obtidas diretamente das linhas de transmissão contendo componentes de alta Frequência. Estas componentes, que são as ondas trafegantes, podem ser obtidas como uma solução do modelo de linha de transmissão de parâmetros distribuídos.

A aplicação da técnica de estimação por mínimos quadrados permite obter estimativas muito boas de parâmetros desconhecidos [30]. Supondo-se que o sinal monitorado, a onda de tensão  $v(t)$ , é aproximado por uma função  $g(t)$ , que consiste de uma componente fundamental, uma componente contínua com decaimento exponencial e componente harmônica, que pode ser escrita por:

$$g(t) = K_1 \cdot e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)} + \sum_{m=1}^N [K_{2m} \cdot \text{sen}(n \cdot \omega t) + K_{2m+1} \cdot \text{cos}(n \cdot \omega t)] \quad (2.60)$$

onde  $K_1, K_2, \dots, K_{2N+1}$  são os parâmetros desconhecidos,  $N$  é o número de harmônicas a ser considerado,  $\tau$  é a constante de tempo e  $\omega$  é a Frequência angular. A técnica de estimação por mínimos quadrados consiste na minimização da expressão ( 2.61):

$$E = \int_0^{T_s} [v(t) - g(t)]^2 .dt \quad (2.61)$$

sendo  $T_s$  o período de amostragem. Na expressão (2.60) podem ser consideradas várias harmônicas e várias formas de componente contínua. Luckett e Munday [39] consideraram a componente contínua e duas harmônicas. Sachdev e Baribeau [24] usaram a mesma expressão (2.60), mas expandindo os termos exponencial e senoidal em séries de Taylor. Brooks [40] considerou a componente contínua constante e somente a componente fundamental na expressão (2.60).

A técnica de ondas trafegantes pode ser implementada normalmente para proteção normal de linha de transmissão, porém devido ao seu custo é mais aplicada para linhas longas com compensação série (maiores de 250 km), portanto o efeito das capacitâncias shunt deve ser incluído na modelagem da linha [29]. A modelagem básica é a bem conhecida equação do telegrafista para linha de transmissão com parâmetros distribuídos:

$$-\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = L. \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \quad (2.62)$$

$$-\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} = C. \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} \quad (2.63)$$

cujas soluções são da forma:

$$v(x,t) = \phi^+(x-at) - Z\phi^-(x+at) \quad (2.64)$$

$$i(x,t) = \phi^+(x-at) - \phi^-(x+at) \quad (2.65)$$

Sendo:

$$Z = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (\text{impedância de surto da linha})$$

$$a = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (\text{velocidade de propagação})$$

As funções  $\phi^+$  e  $\phi^-$  representam as ondas trafegantes que se movem respectivamente nas direções positiva e negativa.

A técnica de ondas trafegantes inerentemente assume os transitórios de alta frequência, portanto não há a necessidade de filtrá-los. Isso proporciona certa vantagem para esta técnica por melhorar o desempenho da velocidade em consequência da redução da janela de dados amostrada, bem como a eliminação do atraso de filtragem. No entanto, uma vez que a frequência de amostragem é aumentada, o tempo disponível para os cálculos é diminuído, o que representa uma das principais desvantagens desta técnica.

Uma abordagem pode basear-se na detecção da variação instantânea de sinais de tensão e de corrente no momento do curto-circuito. Uma função discriminante apropriada independente da localização do curto-circuito em relação ao terminal do relé e do ângulo inicial do curto-circuito pode ser desenvolvida [41]. Este esquema serve também como um sensor direcional que torna a abordagem bastante atraente.

Outra abordagem pode ser adotada [42], na qual são utilizadas as suposições das características invariantes dos sinais de tensão e da corrente em ambos os terminais da linha de transmissão nas condições normais de operação. Entretanto, este esquema é muito sensível a várias fontes de erros que afetam as suposições das características invariantes. As seguintes possíveis fontes de erros devem ser cuidadosamente avaliadas: acoplamentos mútuos entre linhas paralelas, erro na impedância de surto, perda resistiva na linha, influência da Frequência nos parâmetros da linha e retardo na comunicação entre os terminais da linha [43]. Entretanto, a viabilidade prática do esquema mostrou-se bastante realista [44] e [45].

Finalmente, uma abordagem que utiliza as características de refração e da reflexão das ondas trafegantes somente em um terminal da linha pode ser desenvolvida [46]. Uma característica importante é que na condição de curto-circuito a refração e a reflexão das ondas trafegantes são semelhantes, excetuando-se os seus sinais, o fator de escala relacionado à resistência de falta e o tempo de retardo igual a duas vezes o tempo de propagação do terminal do relé até o local do curto-circuito. Conhecendo-se estes detalhes, as ondas em um terminal podem ser correlacionadas através de um par de funções ortogonais apropriadamente defasadas. Faz-se então a comparação das funções de correlação e a diferença delas indica a condição de curto-circuito.

### **2.2.6.3. Característica quadrilateral do relé de distância digital**

Os requisitos básicos para a proteção de linha, tais como velocidade, sensibilidade e seletividade, com seus requisitos de confiabilidade e segurança (disponibilidade), estão ficando cada vez mais rigorosos em relés modernos. Além disso, esses relés podem funcionar em sistemas elétricos com relés de distância eletromecânicos e estáticos existentes.

O relé de distância digital REL 531, analisado neste trabalho, possui elementos de medidas independentes para diferentes tipos de curtos-circuitos para diferentes zonas (até 5 zonas), sendo características quadrilaterais como ilustrado na figura 2.50.

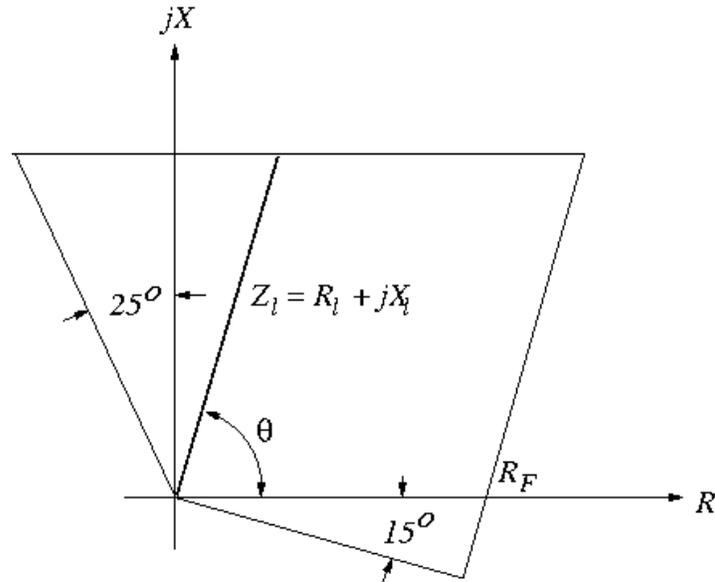


Figura 2.50 – Característica de uma zona de medição de impedância no plano R - X

A característica na direção reativa é uma linha reta, paralela, ao eixo R. Na direção resistiva a zona é limitada por uma linha reta paralela à impedância da linha de transmissão  $Z_L$ . Isso significa que ela forma, com o eixo R, um ângulo  $\theta$  (ângulo característico da linha de transmissão). O ajuste do alcance na direção resistiva é independente para cada zona. A característica direcional, no segundo quadrante, forma um ângulo de  $25^\circ$  com o eixo X e no quarto quadrante um ângulo de  $15^\circ$  com o eixo R.

## · Loops de falta

Para o cálculo da impedância de falta é considerado onze tipos de loops de faltas mostrados na figura 2.51.

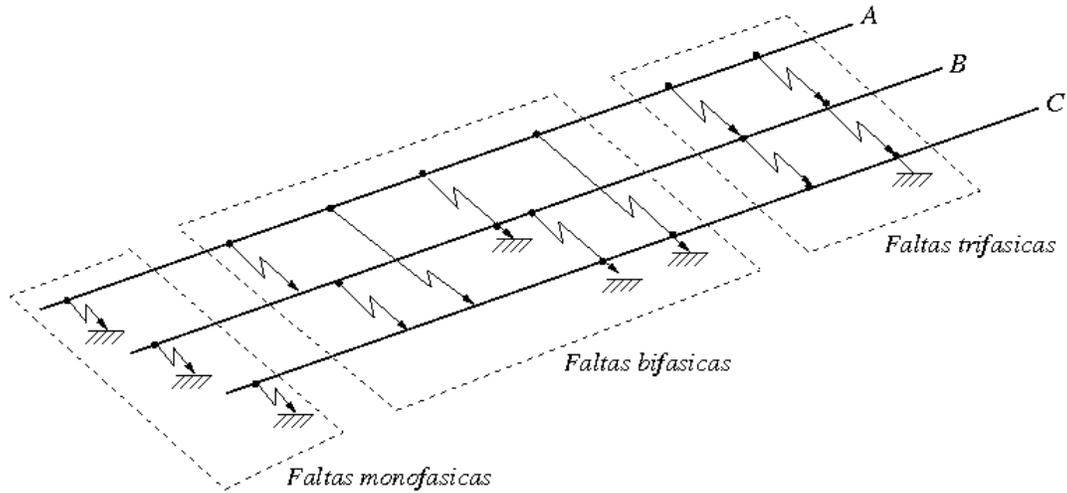


Figura 2.51 – Loops de medição de faltas

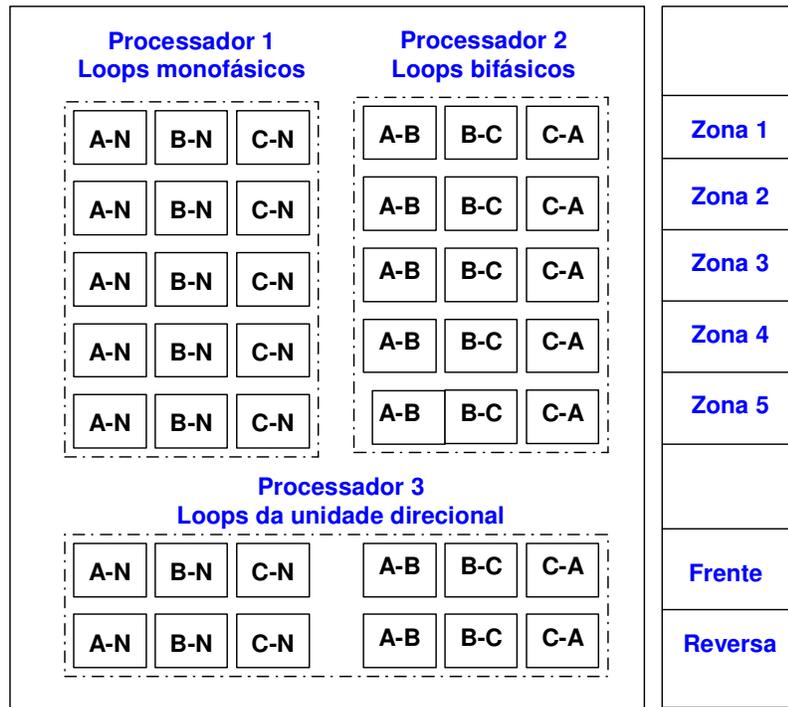


Figura 2.52 – Processamento das medições dos loops de faltas e direcionalidade

A figura 2.52 mostra a forma como os três processadores (DSPs) do relé de distância que medem os loops de faltas a partir dos seis loops básicos (A-N, B-N, C-N, A-B, B-C e C-A) . O processador um calcula os loops monofásicos A-N, B-N e C-N para as cinco zonas de proteção (Zona 1, Zona 2, Zona 3, Zona 4 e Zona 5). O processador dois calcula os loops bifásicos A-B, B-C e C-A para as cinco zonas de proteção e o processador três calcula os loops A-N, B-N, C-N, A-B, B-C e CA das unidades direcionais para faltas a frente e reversa [49] e [50].

## Medição da impedância aparente para faltas monofásicas

A figura 2.53 mostra o loop para falta monofásica e a medição da impedância aparente no plano R – X.

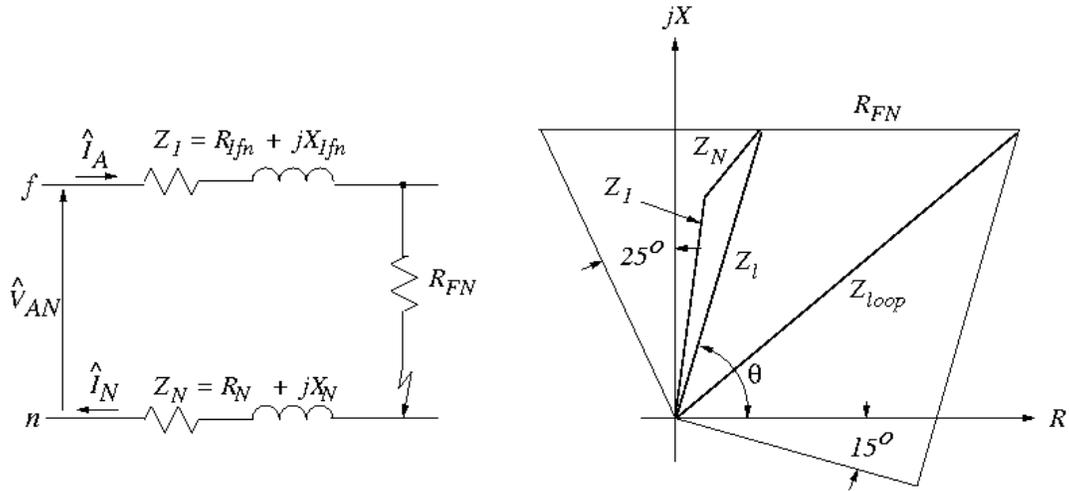


Figura 2.53 – Loop para falta monofásica e medição da impedância aparente

onde,

$$Z_N = R_N + j \cdot X_N = \frac{1}{3} \cdot (Z_0 - Z_1) \quad (2.66)$$

$$Z_1 = R_{1fn} + j \cdot X_{1fn} \quad (2.67)$$

$$Z_0 = R_{0fn} + j \cdot X_{0fn} \quad (2.68)$$

$$Z_{loop} = Z_1 + Z_N + R_{FN} = \frac{1}{3} \cdot (2 \cdot Z_1 + Z_0) + R_{FN} \quad (2.69)$$

O alcance da zona é relacionado à impedância de sequência positiva da linha de transmissão ( $Z_1$ ).

$$Z_{loop} = Z_1 \cdot \left[ 1 + \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right) \right] + R_{FN} \quad (2.70)$$

sendo,

$$K_N = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right) = \frac{Z_N}{Z_1} \quad (2.71)$$

onde:

$Z_N$  - impedância de retorno pela terra

$Z_1$  - impedância de sequência positiva da linha de transmissão

$Z_0$  - impedância de sequência zero da linha de transmissão

$R_{FN}$  - resistência de falta entre fase-terra

$Z_{loop}$  - impedância total medida

$K_N$  - fator de compensação do retorno pela terra

$R_{1ft}$ ,  $X_{1ft}$ ,  $R_{0ft}$  e  $X_{0ft}$  – parâmetros de ajustes do alcance da zona

A tabela 2.7 mostra as impedâncias aparentes “vistas” pelo relé de distância para cada loop de falta monofásica igual à mostrada na tabela 2.2.

Tabela 2.7 – Impedâncias aparentes secundárias “vistas” pelo relé de distância para faltas monofásicas

Loop	Impedância aparente
$an$	$Z_{an} = \frac{\hat{V}_{an}}{\hat{I}_a + K_n \cdot \hat{I}_n}$
$bn$	$Z_{bn} = \frac{\hat{V}_{bn}}{\hat{I}_b + K_n \cdot \hat{I}_n}$
$cn$	$Z_{cn} = \frac{\hat{V}_{cn}}{\hat{I}_c + K_n \cdot \hat{I}_n}$

• **Medição da impedância aparente para faltas entre fases**

A figura 2.54 mostra o loop para falta entre fases e a medição da impedância aparente no plano R – X.

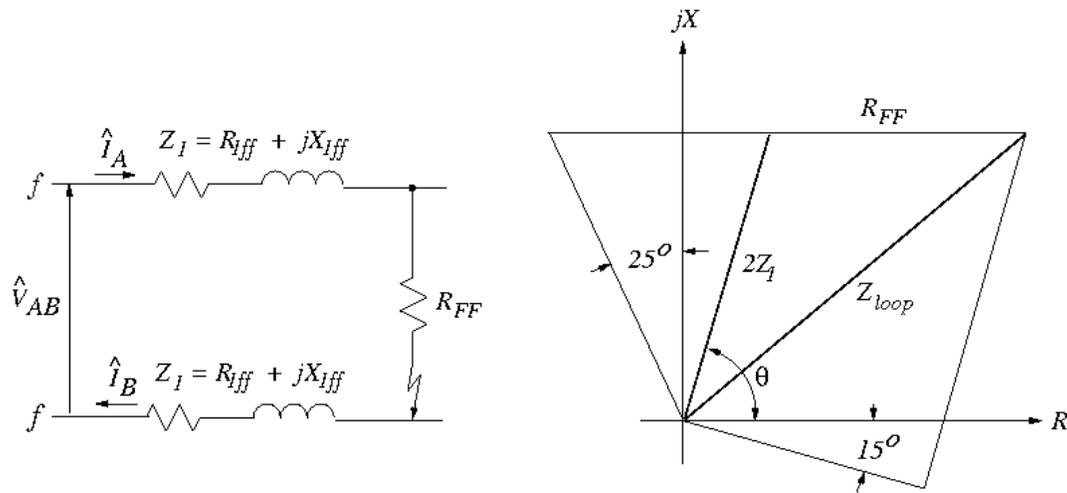


Figura 2.54 – Medição da impedância aparente e loop para falta entre fases

onde,

$$Z_1 = R_1 + j.X_1 \quad (2.72)$$

$$Z_{loop} = 2.Z_1 + R_{FF} = 2 \left( Z_1 + \frac{R_{FF}}{2} \right) \quad (2.73)$$

Sendo,

$Z_1$  - impedância de sequência positiva da linha de transmissão

$Z_{loop}$  - impedância total medida

$R_{FF}$  - resistência de falta entre fase-fase

$R_{1ft}$  e  $X_{1ft}$  – parâmetros de ajustes do alcance da zona

A tabela 2.8 mostra as impedâncias aparentes “vistas” pelo relé de distância para cada loop de falta fase-fase igual à mostrada na tabela 2.1.

Tabela 2.8 – Impedâncias aparentes secundárias “vistas” pelo relé de distância para faltas fase-fase

Loop	Impedância aparente
$ab$	$Z_{ab} = \frac{\hat{V}_a - \hat{V}_b}{\hat{I}_a - \hat{I}_b}$
$bc$	$Z_{bc} = \frac{\hat{V}_b - \hat{V}_c}{\hat{I}_b - \hat{I}_c}$
$ca$	$Z_{ca} = \frac{\hat{V}_c - \hat{V}_a}{\hat{I}_c - \hat{I}_a}$

## **2.3. Proteção de linhas de transmissão com canal piloto**

O canal piloto é um meio de comunicação por onde se transmitem sinais de um terminal para o outro de uma linha de transmissão para melhorar a rapidez e a seletividade do sistema de proteção. A associação de relés de proteção com o canal piloto é comumente denominada de teleproteção [2].

### **2.3.1. Gráfico representativo dos alcances das zonas do relé de distância**

Antes de discutir os alcances das zonas dos relés de distância é importante entender os significados de subalcance e sobrealcance da proteção.

Subalcance da zona de proteção é quando um determinado relé não irá operar para um curto-circuito no terminal remoto do equipamento protegido.

Esta definição estabelece que o relé é ajustado de modo que ele não enxergará um curto-circuito além de uma determinada distância.

Sobrealcance da zona de proteção é quando um determinado relé irá operar para um curto-circuito no trecho protegido e além do terminal remoto do equipamento protegido.

Nos relés de distância o subalcance e o sobrealcance são definidos através dos ajustes de suas zonas de proteção.

Comumente os alcances das zonas do relé de distância são representados num diagrama unifilar ilustrado pela figura 2.55, onde pode-se notar que a 1ª zona está com subalcance e as 2ª e 3ª zonas estão com sobrealcance.

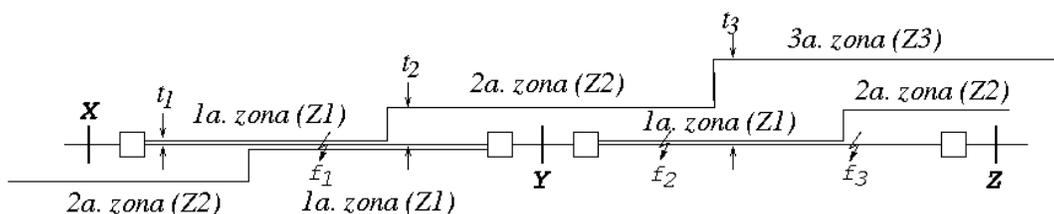


Figura 2.55 – Alcance das zonas

Em consequência de algumas incertezas nos parâmetros que definem os ajustes, os alcances das zonas dos relés de distância não possuem a exatidão desejada. Considerando essas incertezas, deve-se impor que o ajuste da 1ª zona não sobrealcance um curto-circuito logo além do terminal remoto da linha.

Comumente ajusta-se a 1ª zona entre 85% e 90% da impedância total da linha (por exemplo, a linha de transmissão com os terminais X e Y) e a sua operação deve ser instantânea (sem temporização intencional). Portanto, a 1ª zona não protege integralmente a linha de transmissão, isto é, o trecho da linha entre o fim da 1ª zona e a barra Y não estará protegido por um elemento de atuação instantânea. Consequentemente, o relé de distância é equipado com outra zona, que deliberadamente é ajustada para sobrealcancar além do terminal remoto da linha. Esta é conhecida como a 2ª zona de distância, que deve ser temporizada a fim de que para faltas próximas ao terminal Y da linha adjacente Y-Z ( $f_2$  na figura 2.55) a sua 1ª zona opere antes da 2ª zona da linha X-Y. A temporização da 2ª zona é usualmente em 0,5 segundos e o seu alcance é geralmente ajustado entre 120% e 150% da impedância total da linha X-Y, tendo-se em mente que este ajuste não deverá ultrapassar o ajuste da 1ª zona da linha adjacente Y-Z.

Deve-se salientar que a 2ª zona atua como proteção de retaguarda para uma parte da linha adjacente. Para fornecer uma proteção de retaguarda para todo o comprimento da linha adjacente, o relé de distância é provido de 3ª

zona. O alcance desta zona é ajustada para cerca de 120% a 180% da linha adjacente e com uma temporização de 1,0 segundos.

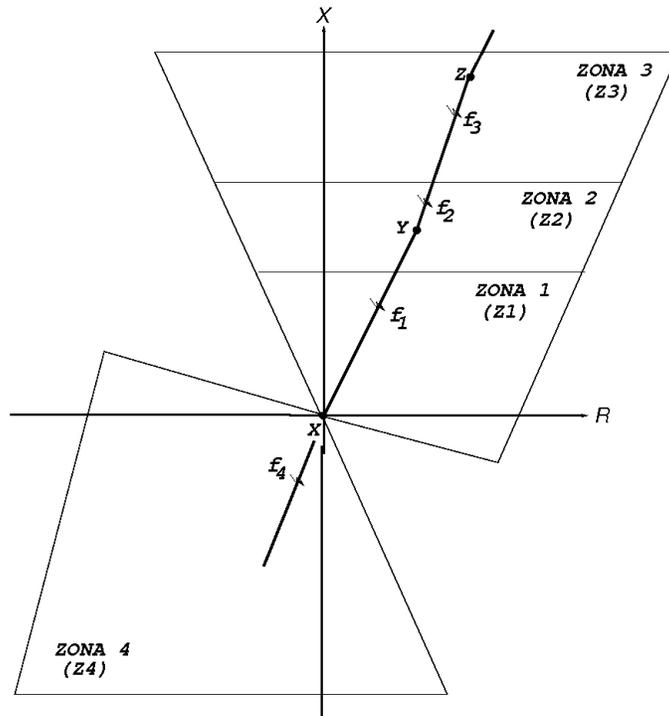


Figura 2.56 - Alcance das zonas de relé com característica quadrilateral no diagrama R-X

A figura 2.56 mostra as impedâncias das linhas e os alcances das zonas de um relé de distância com características quadrilaterais no diagrama R-X. Estão também representados os locais das faltas ( $f_1$ ,  $f_2$  e  $f_3$ ) para a análise das atuações das zonas.

A figura 2.57 mostra a lógica de atuação das zonas de um relé de distância, comumente conhecido como diagrama esquemático de corrente contínua.

- Z1, Z2 e Z3 – as três zonas do relé de distância

- Z4 – zona reversa do relé de distância
- T<sub>1</sub>, T<sub>2</sub> e T<sub>3</sub> – indicadores de atuações das zonas
- TD<sub>2</sub> e TD<sub>3</sub> – temporizador das 2ª e 3ª ordem
- 52a – contato auxiliar “a” do disjuntor
- 52/BD – bobina de desligamento do disjuntor (trip coil)

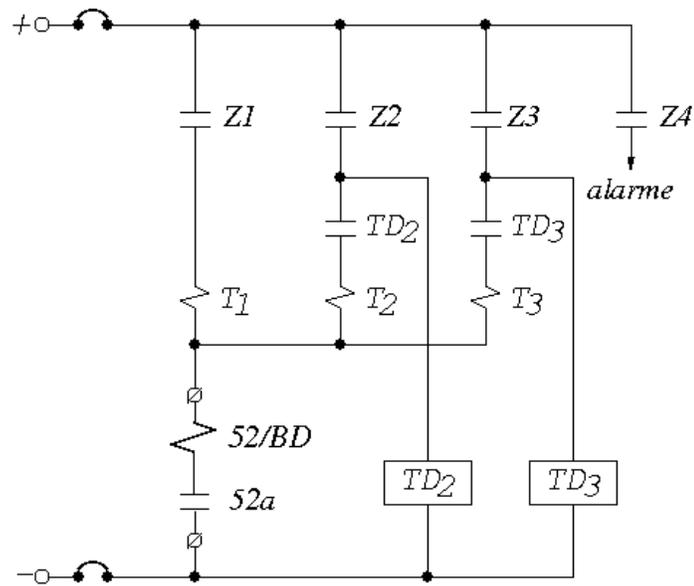


Figura 2.57 – Diagrama esquemático de corrente contínua

### Análise das atuações

#### Curto-circuito em $f_1$ :

- os contatos Z1, Z2 e Z3 fecham, pois as três zonas enxergam o curto-circuito em  $f_1$
- a bobina de desligamento do disjuntor é energizada através de Z1
- o disjuntor do terminal X abre

#### Curto-circuito em $f_2$ :

- os contatos Z2 e Z3 fecham, pois as duas zonas enxergam o curto-circuito em  $f_2$
- temporizadores TD2 e TD3 são energizados respectivamente através dos contatos Z2 e Z3;
- na eventualidade da falha da 1<sup>a</sup> zona da linha adjacente (Y-Z) o contato TD<sub>2</sub> fecha, energizando a bobina de desligamento do disjuntor do terminal X
- o disjuntor do terminal X abre

#### Curto-circuito em $f_3$ :

- os contatos Z3 fecha, pois somente a 3<sup>a</sup> zona enxerga o curto-circuito em  $f_3$
- temporizador TD<sub>3</sub> é energizado através do contato Z3
- na eventualidade da falha da 2<sup>a</sup> zona da linha adjacente (Y-Z) o contato TD3 fecha, energizando a bobina de desligamento do disjuntor do terminal X
- o disjuntor do terminal X abre

### **2.3.2. Relé de distância com canal piloto**

Conforme foi visto no item anterior, os alcances das 1<sup>as</sup> zonas dos relés de distância são ajustadas entre 85 % e 90 % das impedâncias totais das linhas, portanto, além desse ajuste até a barra terminal (regiões sombreadas na figura 2.58) serão protegidos pelas 2<sup>as</sup> zonas, que são temporizadas.

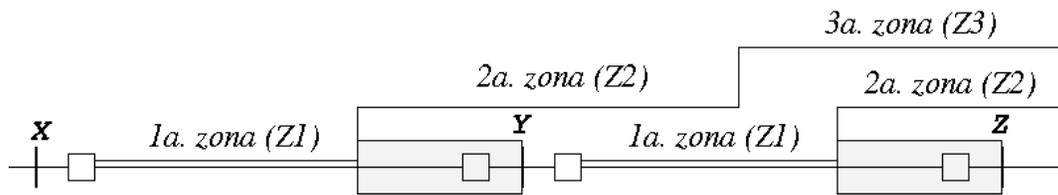


Figura 2.58 – Trechos não protegidos pelas 1ª zonas

A questão é: o que fazer para que a ocorrência de uma falta em qualquer ponto da linha seja isolada instantaneamente através das aberturas de disjuntores em ambas as extremidades? A solução é a utilização de relés de distância com canal piloto, formando um esquema de teleproteção.

### Canais piloto

- a. OPLAT (Onda Portadora através de Linhas de Alta Tensão)
- b. Micro-ondas
- c. Fibra óptica
- d. Cabo telefônico

### Esquemas de teleproteção

- a. Comparação direcional com bloqueio - DCB
- b. Comparação direcional com desbloqueio - DCUB
- c. Transferência de disparo direto por subalcance - DUTT
- d. Transferência de disparo permissivo por sobrealcance - POTT
- e. Transferência de disparo permissivo por subalcance - PUTT
- f. Comparação de fase

Dentre os canais piloto e os esquemas de teleproteção, acima citados, detalharemos respectivamente a OPLAT (conhecido também como *carrier*) e a Transferência de disparo permissivo por sobrealcançe, conhecido também pela sigla POTT (Permissive Overreach Transfer Trip), por serem adotados na linha de 500 kV Tucuruí - Vila do Conde, objeto de estudo descrito no Capítulo 4 deste trabalho.

A figura 2.59 mostra um diagrama unifilar com os principais componentes da OPLAT.

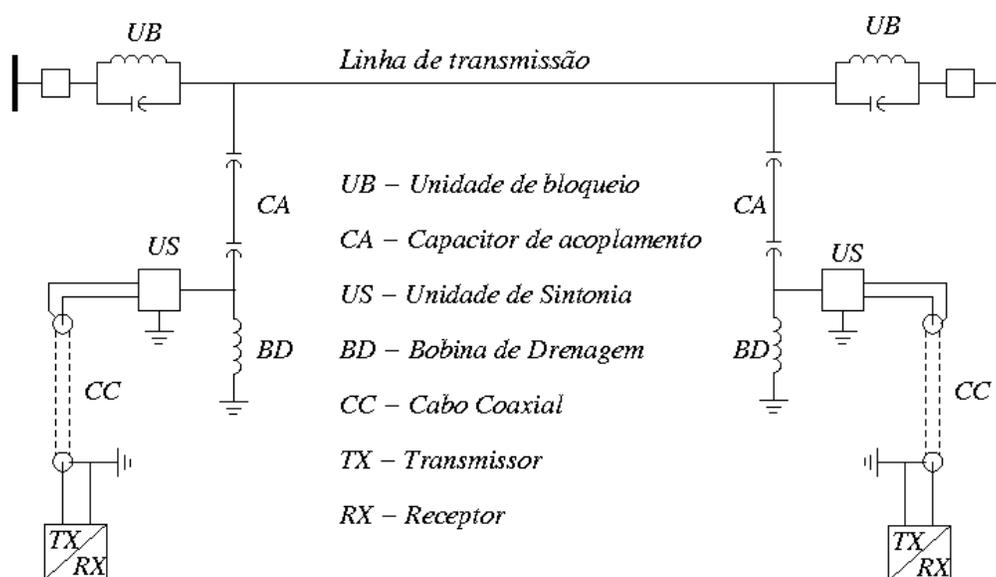


Figura 2.59 – OPLAT (carrier)

Este canal piloto opera em um modo *on-off* pela transmissão de um sinal de rádio Frequência na faixa de 10 a 490 kHz através da linha de transmissão.

Quanto ao esquema de teleproteção, por ser um esquema que utiliza zona com sobrealcançe, o canal piloto está associado à 2ª zona. Além dessa unidade, pode-se associar a 3ª zona e também o relé de terra direcional (67N) de alta sensibilidade.

A figura 2.60 mostra o esquema de teleproteção POTT, cujas principais unidades são:

- P - contato da 2ª zona ou da 3ª zona ou do relé de terra direcional
- R - contato do relé receptor de sinal (fecha com a presença do sinal)
- RX - receptor de sinal
- TX - transmissor de sinal
- $CB_X$  - disjuntor do terminal X
- $CB_Y$  - disjuntor do terminal Y
- 52/BD - bobina de desligamento ou trip do disjuntor
- 52/a - contato auxiliar "a" do disjuntor

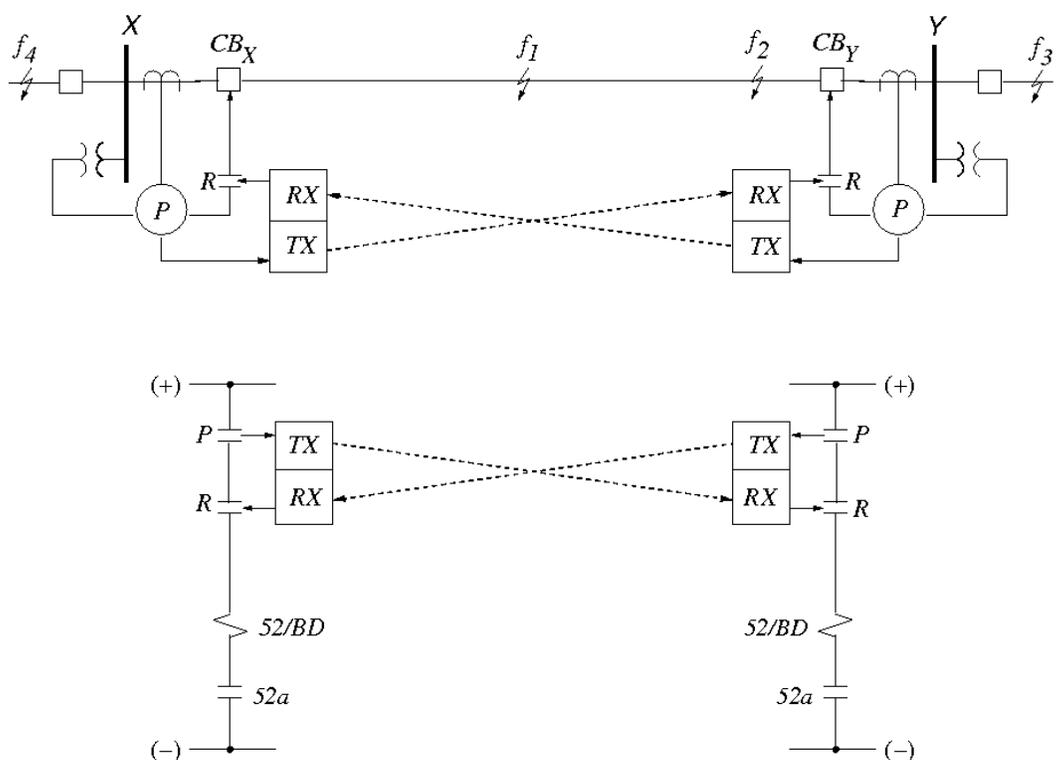


Figura 2.60 – Esquema de transferência de disparo permissivo por sobrealcance

O funcionamento do esquema de proteção na figura 2.60 pode ser melhor explicado através do diagrama lógico da figura 2.61.

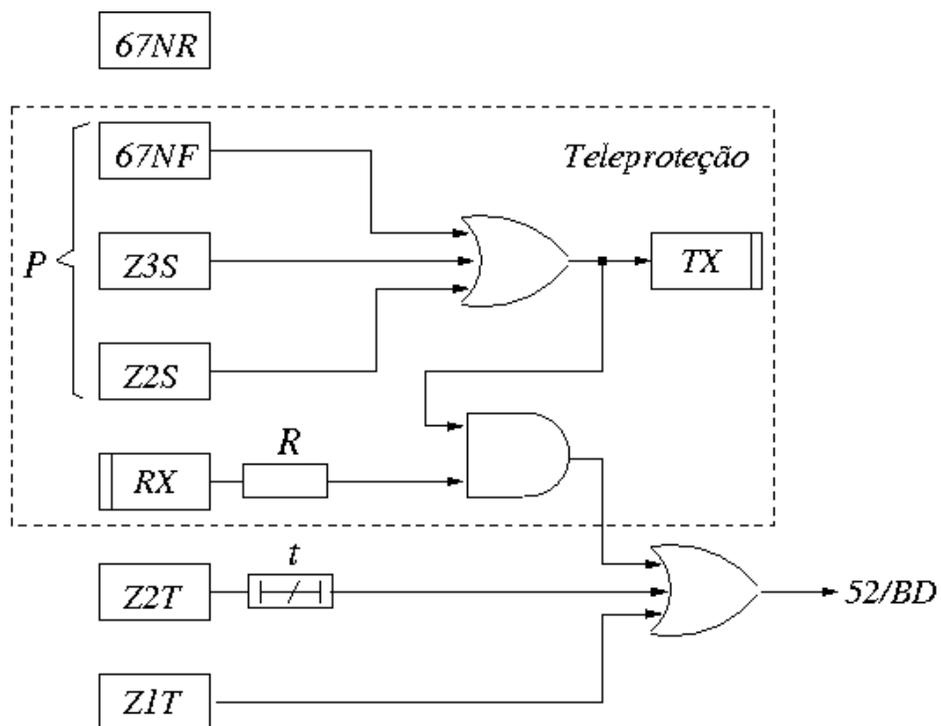


Figura 2.61 – Diagrama lógico do esquema do sistema de proteção

Nomenclatura:

- Z1T - 1ª zona (trip instantâneo)
- Z2T - 2ª zona (trip temporizado)
- t - temporizador
- Z2S - 2ª zona (partida do sinal carrier)
- Z3S - 3ª zona (partida do sinal carrier)
- 67NF - relé de terra direcional

A atuação do sistema de proteção para quatro locais distintos de curto-circuito, conforme indicados na figura 2.60 e as respectivas ocorrências de eventos são descritas a seguir:

- 1 .  $f_1$  - curto circuito interno à linha X-Y, dentro do alcance das 1<sup>a</sup> , 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> zonas de ambos os terminais.
  - atuação do Z1T dos terminais X e Y, possibilitando o disparo dos disjuntores  $CB_X$  e  $CB_Y$ .
  - atuação do P (Z2S e Z3S ou 67NF) dos terminais X e Y, possibilitando dois eventos simultâneos:
    - a . transmissão de sinal carrier,
    - b . disparo dos disjuntores  $CB_X$  e  $CB_Y$  local com recepção do sinal carrier.
  
- 2 .  $f_2$  - curto circuito interno à linha X-Y, dentro do alcance das 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> zonas do terminal X e dentro do alcance das 1<sup>a</sup> , 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> zonas do terminal Y.
  - atuação do Z1T dos terminal Y, possibilitando o disparo dos disjuntores  $CB_Y$ .
  - atuação do P (Z2S e Z3S ou 67NF) dos terminais X e Y, possibilitando dois eventos simultâneos:
    - a . transmissão de sinal carrier,
    - b . disparo dos disjuntores  $CB_X$  e  $CB_Y$  local com recepção do sinal carrier.

3.  $f_3$  - curto circuito externo à linha X-Y, dentro do alcance das 2ª e 3ª zonas do terminal X e fora do alcance das zonas do terminal Y.
- atuação do P (Z2S e Z3S ou 67NF) somente do terminal X, possibilitando a transmissão do sinal carrier para o terminal Y.
  - não haverá o disparo do disjuntor  $CB_X$  pela ausência do sinal carrier.
  - não haverá o disparo do disjuntor  $CB_Y$  pela não atuação do P.
4.  $f_4$  - curto circuito externo à linha X-Y, dentro do alcance das 2ª e 3ª zonas do terminal Y e fora do alcance das zonas do terminal X.
- atuação do P (Z2S e Z3S ou 67NF) somente do terminal Y, possibilitando a transmissão do sinal carrier para o terminal X.
  - não haverá o disparo do disjuntor  $CB_Y$  pela ausência do sinal carrier.
  - não haverá o disparo do disjuntor  $CB_X$  pela não atuação do P.

As ocorrências de eventos descritos acima (desconsiderando a atuação da 1ª zona Z1P) podem ser resumidas na tabela 2.9.

Tabela 2.9 – Comportamento da teleproteção para curto-circuito interno e externo

Curto-Circuito	Terminal X					Terminal Y				
	P	TX	RX	R	$CB_X$	P	TX	RX	R	$CB_Y$
$f_1$ (interno)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
$f_2$ (interno)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
$f_3$ (externo)	x	x						x	x	
$f_4$ (externo)			x	x		x	x			

Obs: Os conceitos colocados nesta seção 2.3 serão utilizados na seção 4.4 do Capítulo 4 deste trabalho, onde abordaremos as simulações das faltas e análise de desempenho do sistema de proteção.

## **CAPÍTULO 3**

### **3 ENSAIOS DE RELÉS DE PROTEÇÃO**

#### **3.1. Introdução**

A aferição e a calibração dos relés eletromecânicos eram feitos através de dispositivos e instrumentos analógicos que basicamente possibilitavam ensaios de regime permanente. Na década de 70, surgiram os equipamentos de ensaios eletrônicos e com o passar do tempo foram evoluindo, possibilitando uma gama completa de ensaios dinâmicos. Com avanço tecnológico, chegando-se à era dos relés digitais, houve uma grande evolução também nos equipamentos de ensaios, principalmente pela necessidade de simular condições transitórias. Este tipo de equipamento, além do hardware é provido de software.

#### **3.2. Ensaios de desempenho de relés**

Os termos utilizados no relatório Relay Performance Testing [51] e [52] definem os tipos de ensaios em relés que são: ensaios de regime permanente, ensaio dinâmico, ensaio de simulação transitória, ensaio de integridade e ensaio de aplicação.

- Ensaio de regime permanente consiste em aplicar ao relé fasores de corrente e ou tensões que são mantidos constantes por um tempo muito superior do que o tempo de operação do relé. Esses fasores são então variadas em incrementos muito menores do que a resolução do relé. Estes ensaios são utilizados para determinar os ajustes dos parâmetros do relé.
- Ensaio dinâmico consiste em aplicar ao relé, correntes de frequência fundamental representando os períodos de pré-falta, falta e pós-falta.

- Ensaio de simulação transitória consiste em usar excitações que incluem componente fundamental e de frequência de ordem superior, que podem surgir durante as condições operativas do sistema. Os sinais usados neste ensaio podem vir dos dados registrados do sistema ou de dados gerados através de simulações realizadas em modelos computacionais do sistema de potência através de um programa de transitórios eletromagnéticos.
- Ensaio de integridade tem a finalidade de verificar se o relé foi fabricado, instalado e se está sendo mantido dentro das especificações. Este teste é considerado de rotina e deve ser realizado periodicamente durante o seu ciclo de vida. É um procedimento básico e importante que deve preceder ao ensaio de aplicação.
- Ensaio de aplicação tem a finalidade de verificar e assegurar que o desempenho do relé esteja satisfatório para o tipo de aplicação desejada. É particularmente recomendado quando as especificações publicadas não fornecem detalhes adequados para certificar a aplicação apropriada. O ensaio é realizado utilizando tanto formas de ondas específicas de um caso real, obtidas através de um RDP ou formas de ondas criadas por simulação matemática para avaliar o desempenho do relé. Ensaio de esquemas de proteção que utilizam ensaios dinâmicos ou transientes pertencem a esta categoria.

### **3.3. Equipamentos de ensaios**

Nos primórdios, a aferição e a calibração de relés de proteção eram feitas através de dispositivos e instrumentos analógicos (componentes passivos) convenientemente interligados. Para um relé de sobrecorrente, necessitava-se apenas de um reostato e um amperímetro, assim como para um relé de tensão (sobre ou subtensão) um variac monofásico e um voltímetro já bastavam. Entretanto, para os relés de proteção que necessitam

simultaneamente de corrente e tensão para as suas atuações, tais como relés de distância e relés de sobrecorrente direcionais, outros dispositivos e instrumentos eram necessários, tais como defasador, medidor de ângulo, wattímetro, além do variac, reostato, voltímetro e amperímetro de ferro móvel conforme a figura 3.1. Os ensaios eram executados utilizando esses dispositivos e instrumentos, que eram basicamente os de regime permanente e em menor grau, o dinâmico.



Figura 3.1.a - Defasador



Figura 3.1.b - Medidor de ângulo



Figura 3.1.c - Variac



Figura 3.1.d - Reostato

Figura 3.1 – Defasador, medidor de ângulo, variac e reostato

A figura 3.2 mostra a conexão de dispositivos e instrumentos para a aferição e calibração de um relé de distância [53].

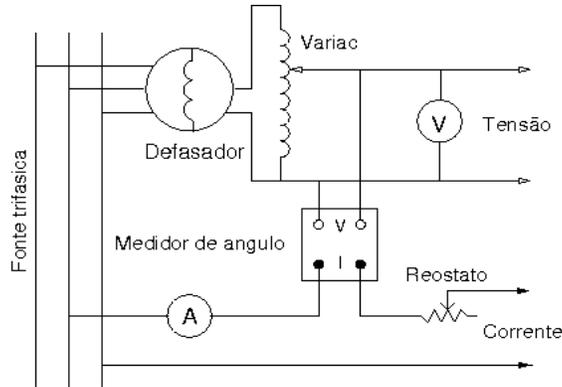


Figura. 3.2. – Conexão de dispositivos e instrumentos

Dentre os ensaios que devem ser efetuados neste tipo de relé, estão aqueles que determinam as zonas de proteção que são os ajustes dos alcances das unidades. Para um relé eletromecânico, a equação do ajuste do alcance de uma unidade é a própria equação do conjugado, portanto a unidade de admitância (ou mho) possui a equação de ajuste definida por:

$$A\% = \frac{Z_{\min}}{Z_{\sec}^{aj.}} \cdot \cos(\theta - \tau) \cdot 100\% \quad (3.1)$$

e a equação do conjugado é dada pela equação 3.2:

$$|Z| = \frac{K_3}{K_2} \cdot \cos(\theta - \tau) \quad (3.2)$$

Comparando as equações (3.1) e (3.2):

$$Z_{\text{sec}}^{\text{aj.}} = \frac{Z_{\text{min}}}{\left(\frac{A\%}{100\%}\right)} \cdot \cos(\theta - \tau) \quad (3.3)$$

- $Z_{\text{min}} = K_3$  - *parâmetro de projeto da unidade*
- $\left(\frac{A\%}{100\%}\right) = K_2$  - *ajuste*
- $\tau$  = *ângulo de máximo conjugado da unidade*
- $\theta$  = *ângulo da linha de transmissão*

O ensaio de relé de distância com característica mho consiste dos seguintes passos:

1. Fixar a corrente no valor nominal do relé
2. Ajustar o ângulo através do defasador
3. Aumentar a tensão, partindo de um valor mínimo, até a abertura do contato do relé
4. Repetir os passos 2 e 3 para vários ângulos (na prática de 10° até 120°, de 10° em 10°)

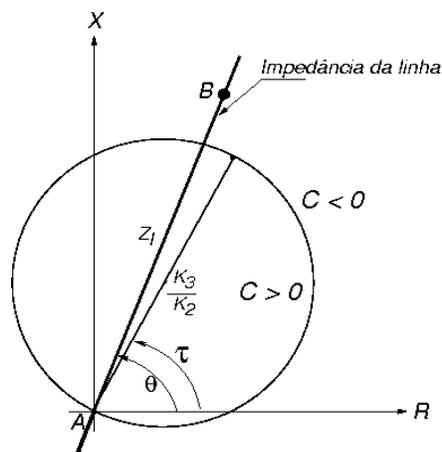


Figura 3.3 – Característica mho no plano R-X

A execução desses passos consiste em verificar os pontos que correspondem ao limiar operação do relé em cima da sua característica circular no plano R-X, como mostrado na figura 3.3 com característica mho. Em meados da década de 70 surgiram os equipamentos de ensaios eletrônicos, nos quais foram desenvolvidos sinais senoidais sintetizados e regulados, como mostrado na figura 3.4.



Figura 3.4 – Caixa de testes para relés eletromecânicos e estáticos

Neste tipo de equipamento, os dispositivos e os instrumentos foram agregados formando um único equipamento denominados comumente de mala de testes ou caixa de testes, que veio facilitar sobremaneira os procedimentos de aferição e calibração de relés de proteção, otimizando tempo e recurso. Com o passar do tempo, esses equipamentos foram melhorados até possibilitar uma gama completa de ensaios dinâmicos.

Com o avanço tecnológico, chegando-se a era dos relés digitais, houve uma grande evolução também no que concerne ao equipamento de ensaios, movido sobretudo pela necessidade de efetuar ensaios sistêmicos e transitórios. Este tipo de equipamento, além do hardware é provido de softwares e muitos deles tem uma característica multi-função, isto é, além de

possibilitar o ensaio de todos os tipos de relés de proteção também possibilita geração e a reprodução de registro digital de perturbações (oscilografia).

Os equipamentos de ensaios portáteis (caixas de testes) como mostrado na figura 3.5 evoluíram bastante [54], desde os primeiros modelos até os dias de hoje, passando simplesmente de um agregado de dispositivos e instrumentos para um equipamento altamente sofisticado.



Figura 3.5 – Equipamentos de ensaios digitais

Esta evolução foi impelida pela necessidade de acompanhar os avanços tecnológicos dos relés que evoluíram para dispositivos eletrônicos inteligentes IEDs (Intelligent Electronic Devices), passando de dispositivos analógicos para numéricos. Ao mesmo tempo, esses equipamentos de ensaios possibilitam ensaios transitórios com formas de ondas das correntes e tensões com conteúdos harmônicos. Estes sinais podem ser definidos pelo usuário ou capturados de registradores digitais de perturbações ou ainda pelos resultados

de simulações através de softwares de transitórios eletromagnéticos, em formato COMTRADE (Common Format for Transient Data Exchange).

### **3.3.1. Norma de Comunicação IEC 61850**

Os sistemas atuais de automação de subestações de energia elétrica normalmente consistem de equipamentos de diferentes fabricantes e de diferentes gerações. A comunicação entre esses equipamentos muitas vezes é difícil, pois a maior parte deles usam protocolos específicos, o que leva ao uso de um equipamento para conversão entre esses protocolos específicos ou a imposição de usar equipamentos com o mesmo protocolo de comunicação, o que possivelmente implica no uso de equipamentos de um mesmo fabricante [55].

Como ocorreu um avanço tecnológico nos relés de proteção, os chamados IEDs (dispositivos multifuncionais com funções de proteção, controle, supervisão, registro de eventos, oscilografia, medição e comunicação de dados) que trabalham de forma integrada aos sistemas de automação de subestações que evoluíram da mesma forma. Ocorreu a necessidade da integração dessas funções com os fabricantes das primeiras gerações de IEDs, os quais apresentavam soluções fechadas, utilizando protocolos proprietários e padrões próprios. Estas soluções dificultavam e encareciam os projetos de subestações novas e ampliações, pois os equipamentos de fabricantes diferentes ou de gerações diferentes de um mesmo fabricante não se comunicavam entre si.

Para que a integração de todas as funções com o Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados ou SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) fosse possível, houve a necessidade de desenvolver um protocolo de comunicação padrão.

No começo dos anos 90 o projeto UCA (Utility Communications Architecture) foi iniciado no EPRI (Electric Power Research Institute) com o objetivo de desenvolver uma estrutura de comunicação em tempo real comum a todas as empresas. Em 1995, três grupos de trabalho do Comitê Técnico do TC57 da IEC (International Electrotechnical Commission) foram formados para preparar um padrão para a comunicação de sistemas em subestações. Reconhecendo que estavam buscando o mesmo objetivo, EPRI e IEC decidiram unir esforços para o desenvolvimento de um padrão que fosse aceito internacionalmente, surgindo a norma IEC 61850 (Communication Networks and Systems in Substation) no formato padrão de linguagem de configuração de subestação SCL (System Configuration description Language) [55].

A norma IEC 61850 foi desenvolvida para unificar o padrão de comunicação dos IEDs e garantir o desempenho dessa comunicação, padronizando a estrutura dos dados e estabelecendo requisitos mínimos de tempo na troca de mensagens na rede [56].

Nas novas gerações de equipamentos de ensaios, todas as operações são feitas através de softwares que realizam ensaios com protocolo IEC 61850 reconhecendo as mensagens GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) como comunicação horizontal na rede entre os IED's e MMS (Manufacturing Message Specification) como comunicação vertical com o SCADA. A figura 3.6 ilustra a integração entre a caixa de teste, os IEDs, switch, cabo de fibra óptica de vidro, SCADA e mensagens de comunicação GOOSE, MMS e valores analógicos amostrados SV (Sample Analog Value) [54].

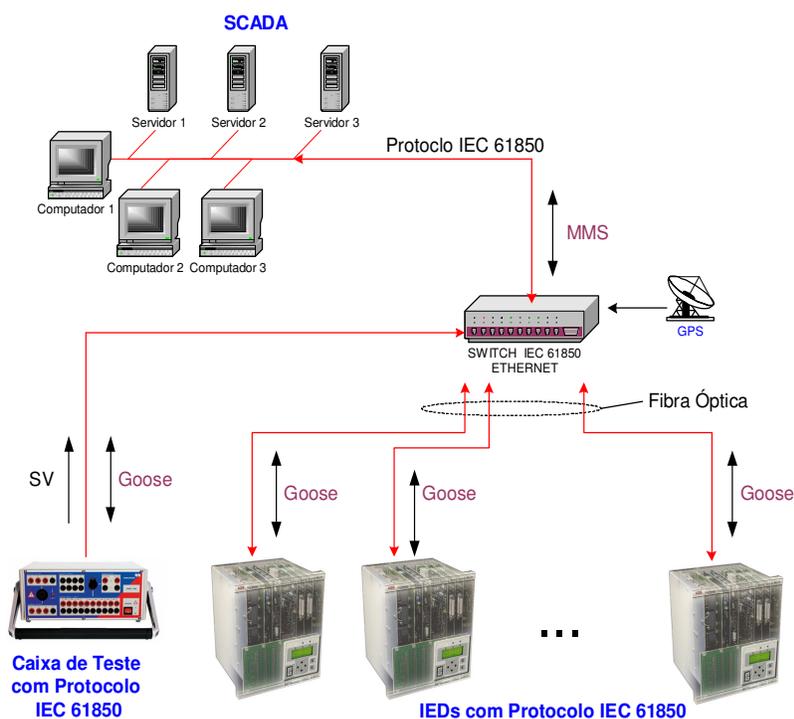


Figura 3.6 – Integração de IEDs com caixa de testes e SCADA

### 3.3.2. FAT – Teste de Aceitação em Fábrica

O Teste de Aceitação em Fábrica FAT (Factory Acceptance Test) é um teste funcional acordado com o cliente quando temos um projeto de integração específico [57]. O FAT é objeto de um acordo entre o cliente e o integrador de sistemas, uma vez que permite a detecção de qualquer problema potencial numa fase inicial da implantação do projeto, quando é mais barato e mais fácil corrigi-los. Deve ser executado usando uma abordagem de cima para baixo com base em um plano de teste, incluindo cenários de teste definidos como parte do planejamento do sistema.

Uma das principais características dos testes de aceitação em fábrica é que nem todos os componentes do sistema estão disponíveis. Isto exige

capacidade do sistema de teste para simular qualquer dispositivo ausente no sistema em fábrica e outro fator que diferencia o FAT é que todos os componentes existentes do sistema são configurados e definidos de acordo com os requisitos das aplicações do sistema real.

A figura 3.7 mostra a integração dos equipamentos para realizar o FAT utilizando as caixas de teste para os dois terminais, GPS para sincronização das mesmas, relé de proteção ou IEDs, equipamentos de teleproteção, interfaces de comunicação, relés auxiliares e fiação. Arquivos de simulações de curto-circuito realizadas através de programas de transitórios eletromagnéticos como EMTP/ATP ou arquivos no formato COMTRADE podem ser aplicados em caixas de testes via microcomputador (laptop) e injetados nas caixas de testes e equipamentos para simulação das duas extremidades, como se fosse um sistema de proteção de linha de transmissão.

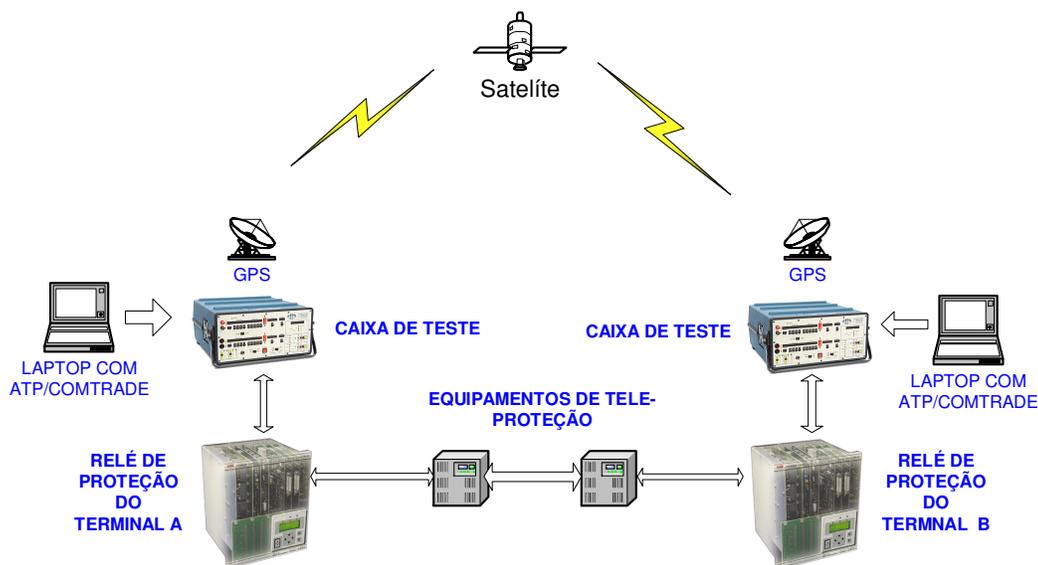


Figura 3.7 – Esquema do FAT

### 3.3.3. Ensaio end-to-end

Uma característica importante dessas novas caixas de testes é a possibilidade de ensaio de um sistema de proteção end-to-end [58], [59] e [60] ou ponta-a-ponta com equipamento GPS para sincronização de tempo, cujo esquema é mostrado na figura 3.7.1.

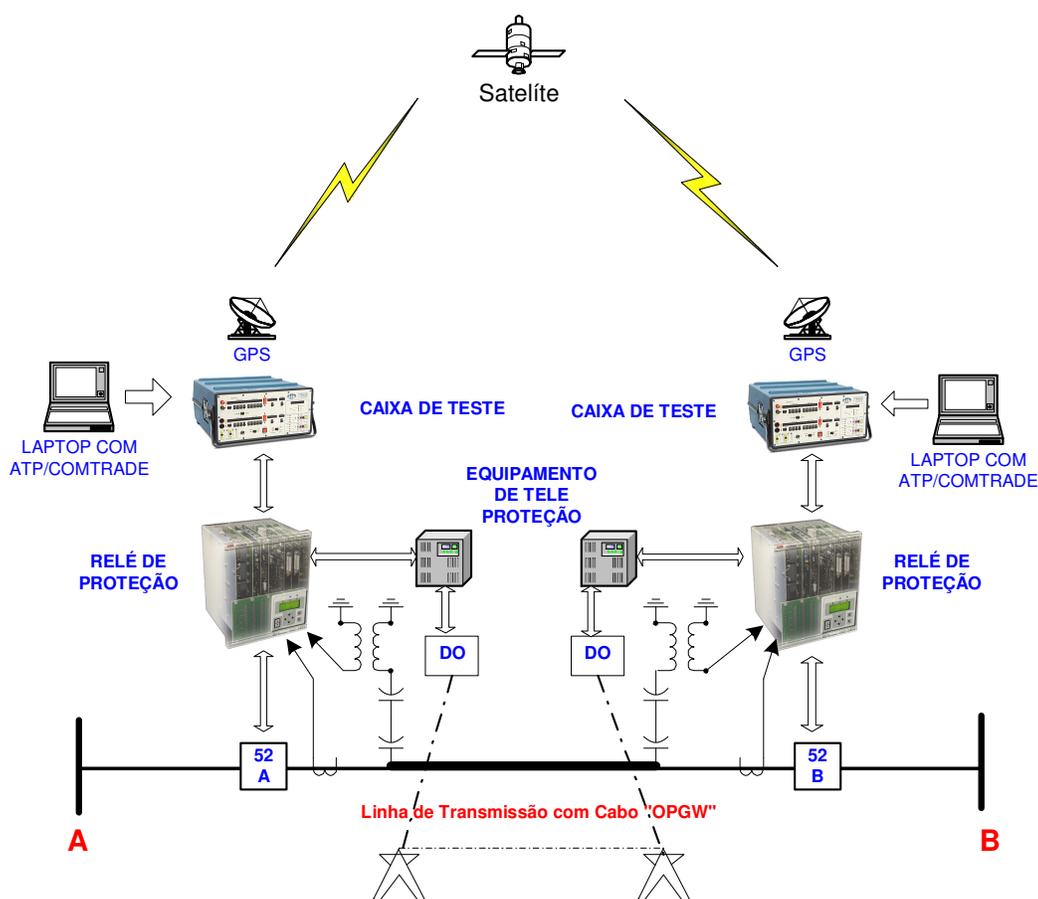


Figura 3.7.1 – Esquema do Ensaio do End-to-End

Deve-se ressaltar que este tipo de ensaio possui equipamentos com saídas de alta potência e que permite ensaios até em relés eletromecânicos. Os arquivos de simulações de curto-circuito são realizados através de

programas de transitórios eletromagnéticos como EMTP/ATP ou arquivos no formato COMTRADE, os quais são transferidos para os aplicativos das caixas de testes no microcomputador (laptop) e injetados nas caixas de testes e equipamentos nas duas extremidades da linha de transmissão sincronizados através do GPS simultaneamente. Estes ensaios possibilitam a verificação do desempenho do sistema de proteção como um todo, incluindo relés de proteção, relés auxiliares, disjuntores de alta tensão, equipamentos de ondas portadoras por linha de transmissão de alta tensão ou OPLAT para canal de teleproteção ou piloto e toda a fiação.

### **3.3.4. Simulação em tempo real**

A necessidade de analisar o desempenho dos relés de proteção com muito mais detalhes, fruto do aumento da complexidade das redes elétrica e da importância do sistema interligado, fez surgir os simuladores de transitórios.

Estes simuladores permitem representar formas de ondas em regime permanentes e transitórias com bastante precisão. Os primeiros desses simuladores surgiram no início da década de 60 e foram denominados de MPS (Model Power System) [61], eram analógicos e por serem enormes e caros, eram restritos aos fabricantes, empresas, concessionárias de grande porte e laboratórios de pesquisas. Na década de 90 surgiram os simuladores de transitórios digitais que podem ser separados em dois tipos, o simulador digital de reprodução e o simulador digital em tempo real [62] e [63]. O simulador digital de reprodução usa as saídas off-line, tanto de um programa de transitórios eletromagnéticos como os registros de um registrador digital de perturbação chamado de RDP. Esses sinais digitais são convertidos em sinais analógicos, que após serem amplificados para níveis adequados, são aplicados e injetados nos relés sob ensaio. Avanços tecnológicos na área de processamento digital de sinais e de computação possibilitaram o desenvolvimento de hardware e software para simulação digital em tempo real

chamado de RTDS, utilizando técnicas de processamento paralelo e processadores digitais de sinais de alta velocidade.

## **CAPÍTULO 4**

### **4 SIMULAÇÕES EM TEMPO REAL**

#### **4.1. Introdução**

Numa licitação internacional, a empresa ABB venceu a concorrência para a expansão do sistema elétrico do norte-nordeste de 500 kV no período de 2003 à 2005 das concessionárias de energia elétrica ELETRONORTE-Centrais Elétricas do Norte do Brasil e da EATE-Empresa Amazonense de Transmissão de Energia [64]. Esta expansão consistiu das seguintes etapas:

- Projetos de subestações e linhas de transmissão,
- Fornecimento de equipamentos,
- Ampliação das subestações de Tucuruí, Marabá, Imperatriz e Presidente Dutra,
- Construção da Subestação de Açailândia,
- Construção das linhas de transmissão em 500 kV,
  - Tucuruí-Marabá C#3 (com compensação série)
  - Marabá-Açailândia C#3 (com compensação série)
  - Açailândia-Presidente Dutra C#3 (com compensação série)
  - Açailândia-Imperatriz
  - Tucuruí-Vila do Conde
- Avaliação de desempenho do sistema de proteção de distância

Com a finalidade de avaliar o desempenho do sistema de proteções de distância tipo REL 531, instalado nas linhas de transmissão de 500 kV de Tucuruí-Marabá, Tucuruí-Vila do Conde, Marabá-Açailândia, Açailândia-Imperatriz e Açailândia-Presidente Dutra das concessionárias EATE-Empresa Amazonense de Transmissão de Energia e a ELETRONORTE-Centrais

Elétricas do Norte do Brasil, a ABB firmou contrato com o Laboratório de Simulação de Sistemas Elétricos (SSE) de FURNAS-Centrals Elétricas para realização dos ensaios. Esses ensaios em tempo real foram realizados no Simulador da Divisão de Estudos Especiais da Operação (DEEO).

Para o desenvolvimento desta dissertação foi efetuada uma análise completa do desempenho do sistema de proteção de distância da LT 500 kV Tucuruí-Vila do Conde, do circuito C#1.

## 4.2. Características técnicas do simulador

Para a análise de desempenho do sistema de proteção das linhas de transmissão, através das simulações em tempo real, utilizou-se o Sistema de Testes de Proteção (STP) que é parte integrante do Simulador de Sistemas Elétricos (SSE) [65] e [66]. A arquitetura do SSE é mostrada na figura 4.1 e os seus componentes principais são mostrados na figura 4.2.

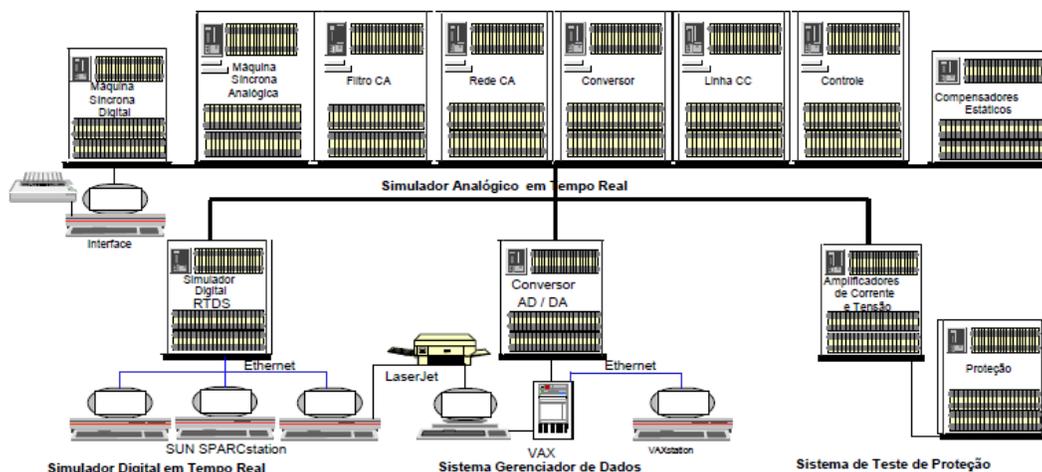


Figura 4.1 – Simulador de Sistemas Elétricos (SSE)

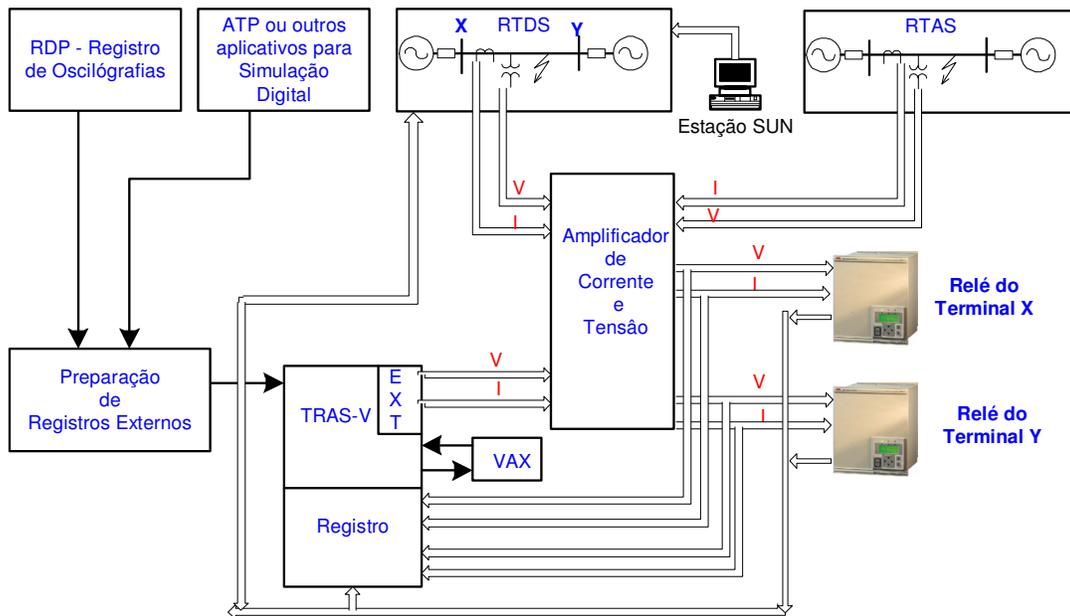


Figura 4.2 – Esquema funcional simplificado do simulador

#### 4.2.1. Sistema gerenciador de dados (TRAS-V)

Na figura 4.2 temos o sistema digital com funções de aquisição exteriorização e análise de sinais (taxa de amostragem que pode chegar até 100.000 amostras/segundo para as simulações) [65]. É responsável pela conversão digital/analógica de tabelas resultantes de simulações off-line do ATP (Alternative Transient Program) ou de outros aplicativos de transitórios eletromagnéticos ou obtidos através de registradores digitais de perturbação (RDP).

#### 4.2.2. Simulador Analógico em Tempo Real (RTAS™)

Permite a realização de simulações através da implementação de modelagem de forma analógica com componentes elétricos (resistores,

capacitores, indutores, transformadores e outros elementos) em escala reduzida [65] e [66].

A figura 4.3 mostra o RTAS.



Figura 4.3 - Simulador analógico de tempo real (RTAS)

#### 4.2.3. Simulador Digital em Tempo Real (RTDS™)

O RTDS é um equipamento fabricado pela empresa Manitoba HVDC Research Center [64], [65] e [66]. Para executar um estudo de transitórios eletromecânicos, requer-se um passo de  $50 \mu\text{s}$ , assim, mesmo para um sistema elétrico de dimensões modestas de centenas de milhões de operação de ponto flutuante por segundo (MFLOPS) são necessários para resolver todas as equações pelo menos uma vez em passo simples. Chega-se a conclusão,

portanto, para um dispositivo de propósito especial como este é necessário a utilização de técnicas de processamento paralelo [67].

O RTDS é composto de vários racks padronizados de 19 polegadas e cada rack contém 18 cartões de elementos processadores (PEs), um cartão inter-rack de comunicação (IRC) e um cartão de interface para a Workstation (WIC). Cada cartão PE é equipado com um processador com capacidade de 13 MFLOPS. Ele possui também um hardware que permite interfacear com um sinal externo. O cartão IRC transfere dados gerados nos seus racks para outros racks conectados e que precisam dessa informação para dar o próximo passo. O WIC viabiliza a comunicação entre o RTDS e o computador *host* (usuário) pela rede ethernet.

A interface do usuário com o RTDS é feita via computador *host* através do módulo PSCAD/DRAFT. Uma vez configurado o sistema que se deseja analisar, um compilador gera um código executável necessário para efetuar a simulação. O carregamento, o processamento e o controle da simulação são feitas inteiramente do computador *host* através do módulo PSCAD/RUNTIME mostrado na figura 4.4.



Figura 4.4 – Simulador digital em tempo real (RTDS)

O RTDS pode ser acessado de qualquer estação da rede e a figura 4.4 mostra a parte frontal do RTDS. O aplicativo PSCAD é uma GUI (Graphical User Interface) que é usado para “desenhar” o circuito elétrico de potência para interfacear com o RTDS e analisar os resultados das simulações. O PSCAD é também usado como interface gráfica do EMTDC, pacote de software para estudos de transitórios eletromagnéticos, desenvolvido pela Manitoba Hidro.

A união desses dois softwares mais o hardware corresponde a plataforma do RTDS.

#### **4.2.4. Sistema de Teste da Proteção (STP)**

A figura 4.5 mostra basicamente os três módulos monofásicos de amplificadores para a injeção de corrente e uma unidade trifásica de amplificadores para a injeção de tensão [66].



Figura 4.5 – Amplificadores de corrente e de tensão

Esses equipamentos possuem precisão de 1% para valores de pico de saída de até 70 A e 220 V. Possuem também interface com relés auxiliares de alta velocidade para esquemas de teleproteção, fontes de corrente contínua e sistema de proteção do relé sob ensaio. A realização dos testes da proteção, busca a representação dos sinais elétricos com distorção compatível com os fenômenos reais, levando-se em conta todos os fatores que podem afetá-lo, como os transformadores de corrente e de potencial capacitivo, podendo-se usar frequências de até 1 kHz.

De uma forma geral, os modelos empregados nas simulações são adequados para frequências de até 2 kHz. No caso da linha de transmissão, a resposta em frequência é proporcional ao número de  $\pi$ 's utilizados na sua representação.

### **4.3. Características técnicas do sistema simulado**

A figura 4.6 mostra o sistema estudado da interligação norte-nordeste de 500 kV da EATE/ELETRONORTE, que compreende as subestações de Tucuruí, Vila do Conde, Marabá, Açailândia, Imperatriz e Presidente Dutra [64] e [68].

Para viabilizar as simulações do sistema em tempo real foi necessário reduzi-lo através de equivalentes externos, conforme mostrado na figura 4.7.

Através de sistema reduzido foi possível efetuar uma análise completa do sistema de proteção dos relés de distância tipo REL 531 da LT 500 kV, Tucuruí-Vila do Conde, circuito C#1 com 327 km de extensão em paralelo com o circuito C#2 de 329 km de extensão, que interliga a região norte dos estados do Pará e do Maranhão.

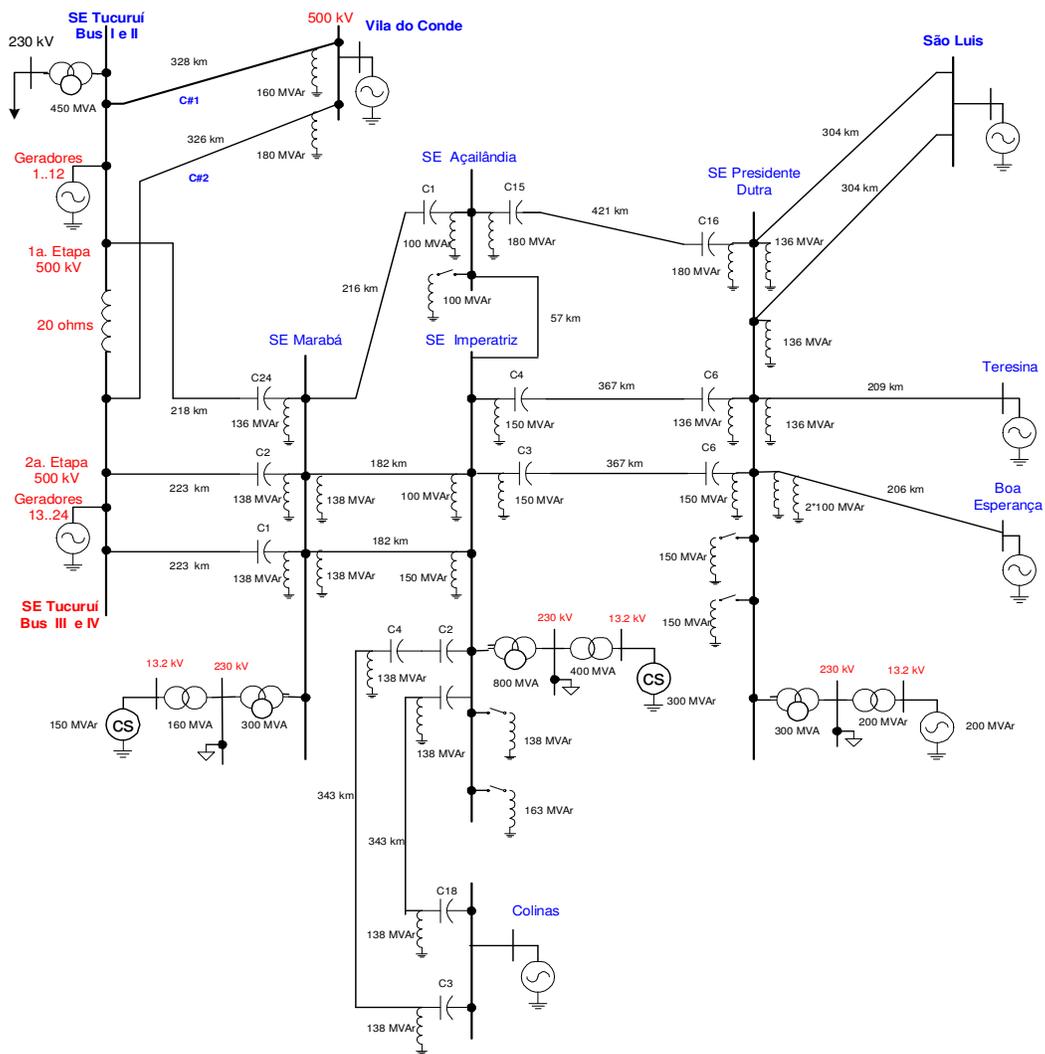


Figura 4.6 - Configuração completa do sistema

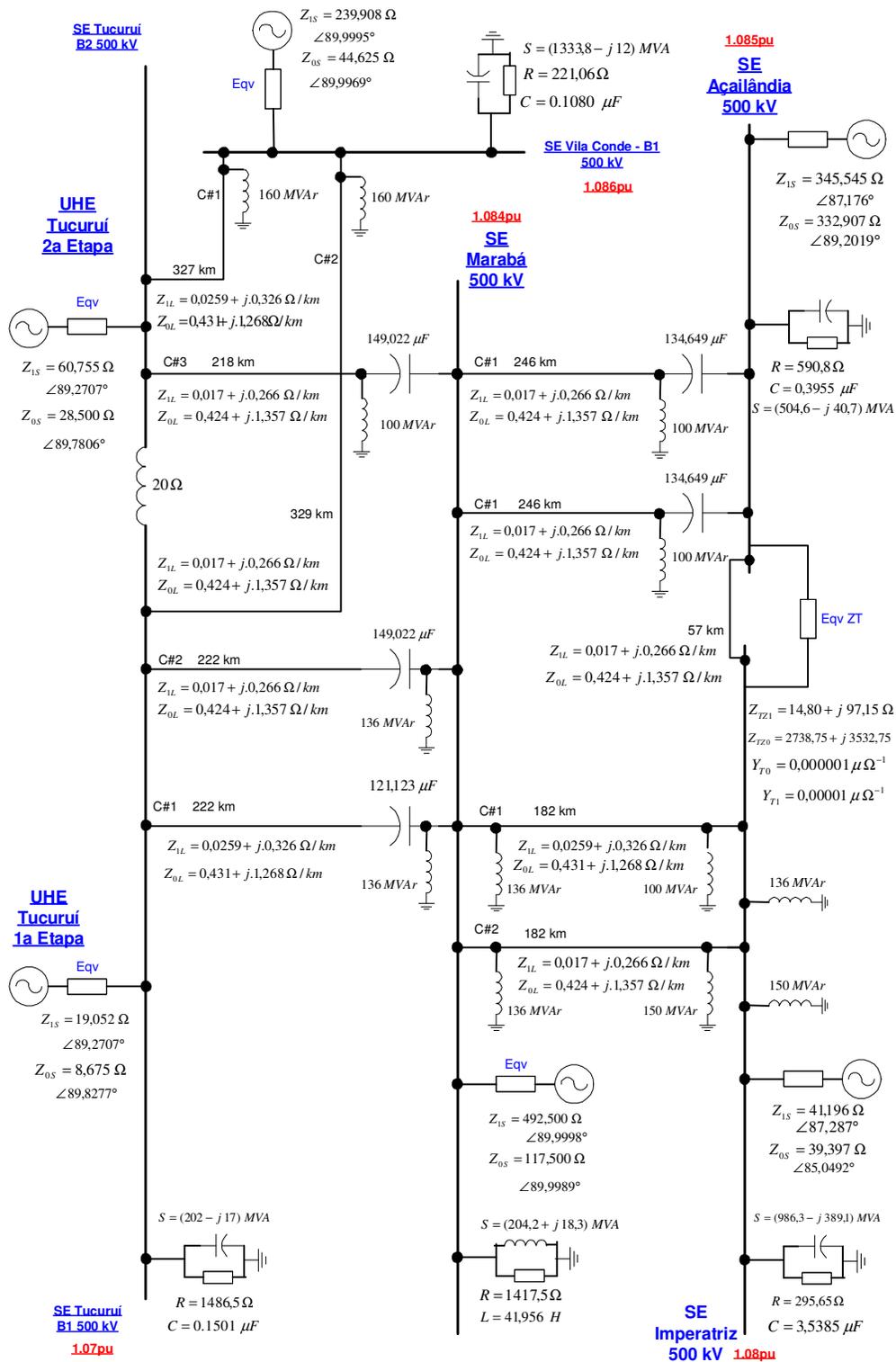


Figura 4.7 – Configuração reduzida do sistema

#### 4.3.1. Dados das linhas e torres de transmissão simulada

A modelagem da linha de transmissão com transposição de fase foi baseada no Bergeron para elementos com parâmetros distribuídos. As figuras 4.7.1 mostra a silhueta da estrutura de aço da torre autoportante convencional, tipo AAC utilizada no circuito C#1 e a figura 4.7.2, mostra a silhueta da estrutura de aço da torre estaiada cross rope, tipo AER do circuito C#2.

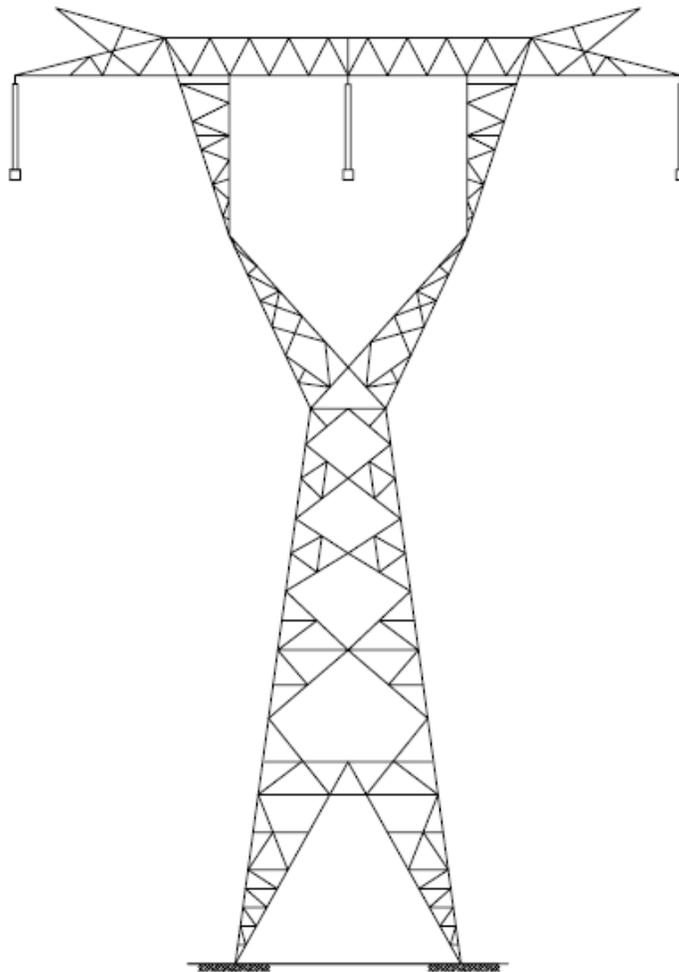


Figura 4.7.1- Silhueta da estrutura de aço da torre autoportante convencional C#1

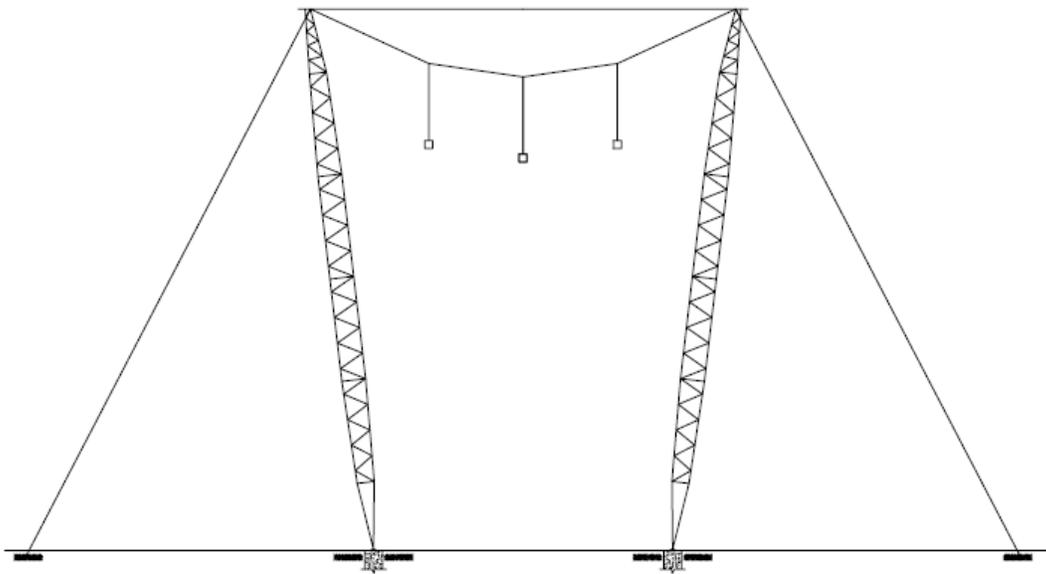


Figura 4.7.2 - Silhueta da estrutura de aço da torre estaiada cross rope C#2

A tabela 4.1 mostra os parâmetros da linha de transmissão referente ao tipo de torre, circuitos, características dos condutores, para-raios e distâncias entre os parâmetros.

Tabela 4.1 – Parâmetros das linhas de transmissão

<b>Circuito</b>	<b>#1</b>			<b>#2</b>		
<b>Tipo da Torres</b>	<b>Convênional</b>			<b>Crossrope</b>		
<b>Tipo do condutor</b>	<b>Rail – 4 x 457 mm</b>			<b>Rail – 4 x 457 mm</b>		
<b>Fases</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>Número de Subcondutores</b>	4	4	4	4	4	4
<b>Raio do subcondutor (cm)</b>	1,2573	1,2573	1,2573	1,47955	1,47955	1,47955
<b>Distância do subcondutor (cm)</b>	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
<b>Distância horizontal entre condutores (m)</b>	-10,5	0	10,5	-5,5	0	5,5
<b>Altura (m)</b>	24	25,64	24	23,62	23,15	23,62
<b>Flecha de meio vão entre duas torres (m)</b>	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
<b>Resistência à 60 Hz (ohm/km)</b>	0,104397	0,104397	0,104397	0,069598	0,069598	0,069598
<b>Pára-raios 3/8" EHS</b>	<b>D</b>		<b>E</b>	<b>D</b>		<b>E</b>
<b>Raio condutor (cm)</b>	0,457		0,457	0,457		0,457
<b>Distância horizontal entre pára-raios (m)</b>	-9,5		9,5	-12		12
<b>Altura (m)</b>	31		31	28,8		28,8
<b>Flecha de meio vão entre duas torres (m)</b>	13,5		13,5	15,3		15,3
<b>Resistência à 60 Hz (ohm/km)</b>	3,28153		3,28153	3,28153		3,28153

As tabelas seguintes mostram as características elétricas das LT 500 kV Tucuruí - Vila do Conde e dados dos TPC's e TC's

Tabela 4.1.1 – Características elétricas das LT 500kV Tucuruí - Vila do Conde

Circuito	C#1	C#2
Torre	Convencional	Cross Rope
Comprimento da Linha de Transmissão	327 km	329 km
Tensão nominal	500 kV	500 Kv
Tensão máxima	550 kV	550 kV
Tensão mínima	480 kV	480 kV
Frequência nominal	60 Hz	60 Hz
Corrente nominal da linha	2344 A	2344 A
Corrente max. de operacao em emergência durante 30 min (Temp. Amb.40°C e do condutor 85°C)	3.336 A/fase	3.336 A/fase
Tempo de Abertura dos Disjuntores	50 ms	50 ms
Característica do condutor (mm) tipo Rail	Bundle 4 x 457 mm	Bundle 4 x 457 mm
Resistência de seqüência positiva – R1	0,0259 $\Omega$ /km ou 0,3200%	0,017 $\Omega$ /km ou 0,2400%
Reatância de seqüência positiva – X1	0,326 $\Omega$ /km ou 4,1600%	0,226 $\Omega$ /km ou 3,6200%
Resistência de seqüência zero – R0	0,431 $\Omega$ /km ou 4,8200%	0,424 $\Omega$ /km ou 6,0400%
Reatância de seqüência zero – X0	1,268 $\Omega$ /km ou 15,5600%	1,357 $\Omega$ /km ou 15,4400%
Susceptância de sequência positiva – Y1	5,067 $\mu$ S/km	6,086 $\mu$ S/km
Susceptância de seqüência zero – Y0	3,368 $\mu$ S/km	2,708 $\mu$ S/km
Capacidade térmica da linha de transmissão	2.425 MVA	2.425 MVA
Temperatura do condutor	50°C	50°C
Temperatura ambiente	32°C.	32°C.
Transposição da Linha	1/6, 1/2 e 5/6	1/6, 1/2 e 5/6
Resistividade do solo	1000 $\Omega$ .m	1000 $\Omega$ .m
Resistencia de pé de torre do projeto e medido	20 $\Omega$	20 $\Omega$

Tabela 4.2 – TPC em Tucurui e Vila do Conde

Tensão nominal primária	$500 / \sqrt{3}$ kV
Tensão nominal secundária	$115 / \sqrt{3}$ V

Tabela 4.3 - TC do lado de Tucuruí

Corrente nominal do primário	3000 A
Corrente nominal do secundário	1 A

Tabela 4.4 - TC do lado de Vila do Conde

Corrente nominal do primário	2000 A
Corrente nominal do secundário	5 A

#### 4.4. Simulação das faltas no RTDS e análise de desempenho do sistema de proteção

Na figura 4.8 são indicados as posições das faltas simuladas na linhas de transmissão de Tucuruí - Vila do Conde, C#1 e C#2.

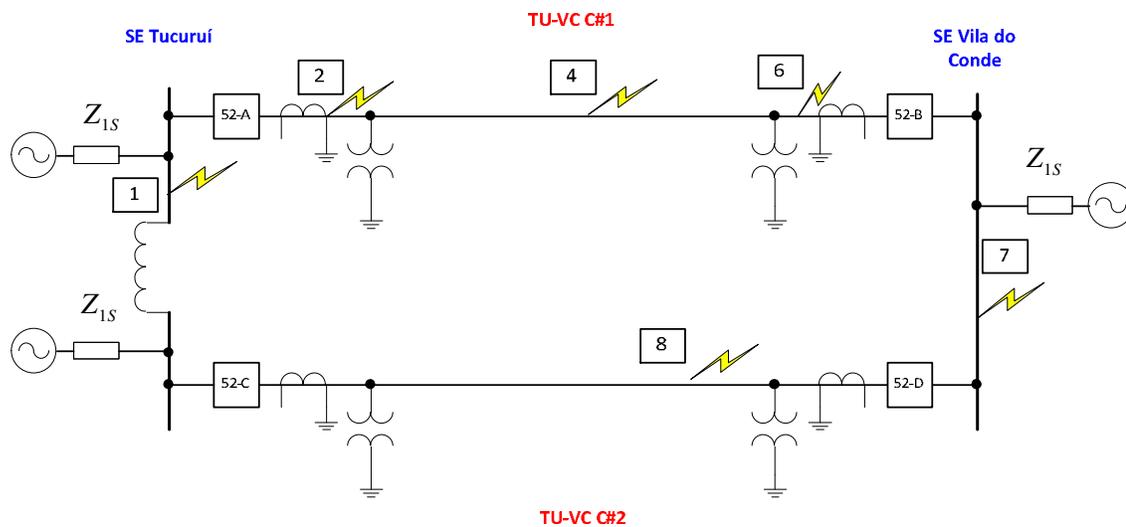


Figura 4.8 - Configuração da posição de faltas na simulação

Nas simulações foram consideradas a condição de carga leve e ângulo de incidência de falta de  $0^\circ$ . As tabelas 4.5 e 4.6 mostram as posições das faltas e o tipo de falta, respectivamente.

Tabela 4.5 – Posição, local, percentual das faltas

<b>Posição</b>	<b>Local</b>	<b>%</b>
1	Ext	TU
2	Int	0+
4	Int	50
6	Int	100
7	Ext	VC-
8	Ext	TU-VC C#2 (75)

Tabela 4.6 – Tipos de falta e as fases envolvidas

<b>Tipo de Falta</b>	<b>Fases Envolvidas</b>
Monofásica	a-n
Bifásica	c-a
Trifásica	a-b-c

Os sinais analógicos gerados no RTDS e injetados nos terminais dos relés REL 531 e as consequentes atuações de sistema de proteção (eventos) foram exteriorizados através do aplicativo Matlab™.

Para melhor visualização e análise dos sinais analógicos as fases foram diferenciados por cores, conforme a tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Faseamento por cores

<b>Fase</b>	<b>Cor</b>
A	Azul
B	Verde
C	Vermelha
N	Rosa

Para cada posição do curto-circuito foram registrados os sinais analógicos e os digitais em ambos os terminais da LT 500 kV Tucuruí - Vila do Conde C#1 para curtos-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos.

Os registros dos sinais analógicos permitem visualizar os comportamentos das tensões e correntes de curto-circuito nas três situações: pré, durante e pós.

Os registros de eventos permitem visualizar as atuações dos sistemas de proteção que compreendem: zonas do relé de distância, relé de terra direcional, transmissão e recepção de sinais *carrier* e as aberturas dos contatos das fases do disjuntor. Abaixo de todos os registros dos eventos seguem duas tabelas que mostram o desempenho dos sistemas de teleproteção nos dois terminais da linha de transmissão. O tempo de atuação do sistema de proteção, que constam nessas tabelas, foram retiradas do relatório citado na referência [64].

Para facilitar a interpretação e a análise são apresentadas a tabela 4.8 e a figura 4.9.

Tabela 4.8 – Tabela para interpretação dos eventos

<i>Nomenclatura</i>	<i>Sigla</i>	<i>Evento</i>
ZONA 1-TRIP	Z1T	Abertura do disjuntor pela zona 1
ZONA 2-PARTIDA	Z2S	Partida do sinal pela zona 2
ZONA 2-TRIP	Z2T	Abertura do disjuntor pela zona 2 com canal piloto
ZONA 3-PARTIDA	Z3S	Partida do sinal pela zona 3
67NR-FRENTE	67NF	Partida do sinal pelo relé de terra direcional
67NR-REVERSA	67NR	Unidade reversa do relé de terra direcional
ENVIO POTT	TX	Transmissão do sinal pelo canal piloto
RECEP POTT	RX	Recepção do sinal pelo canal piloto
TRIP CB A	A	Abertura do contato da fase A do disjuntor
TRIP CB B	B	Abertura do contato da fase B do disjuntor
TRIP CB C	C	Abertura do contato da fase C do disjuntor

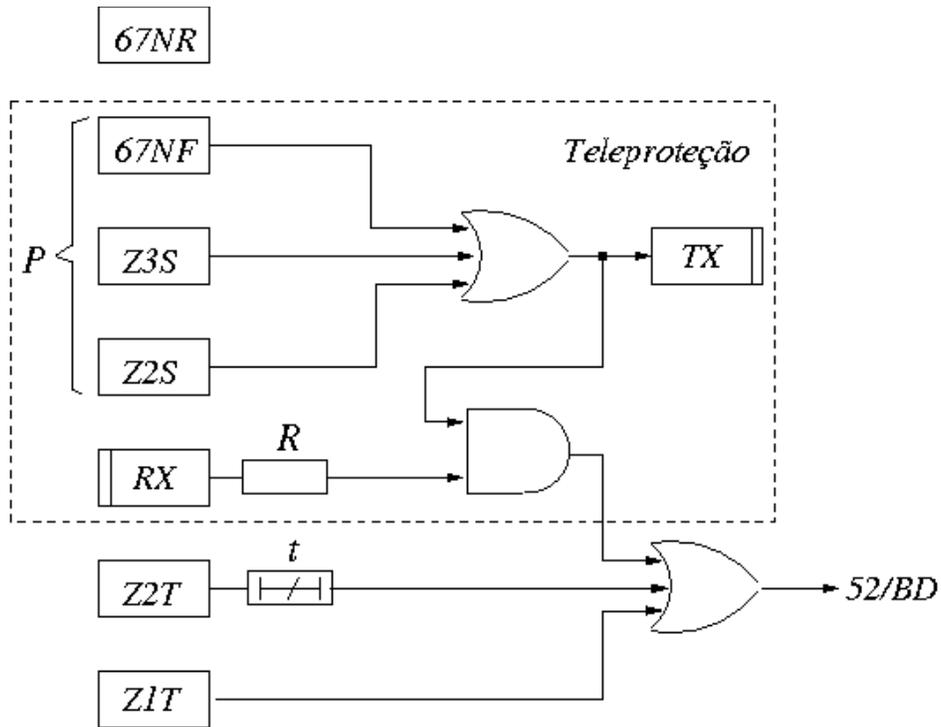


Figura 4.9 – Diagrama lógico do esquema do sistema de proteção

Nas páginas que se seguem são mostrados os sinais analógicos (tensões e correntes) e os sinais digitais (eventos) resultados das simulações no RTDS.

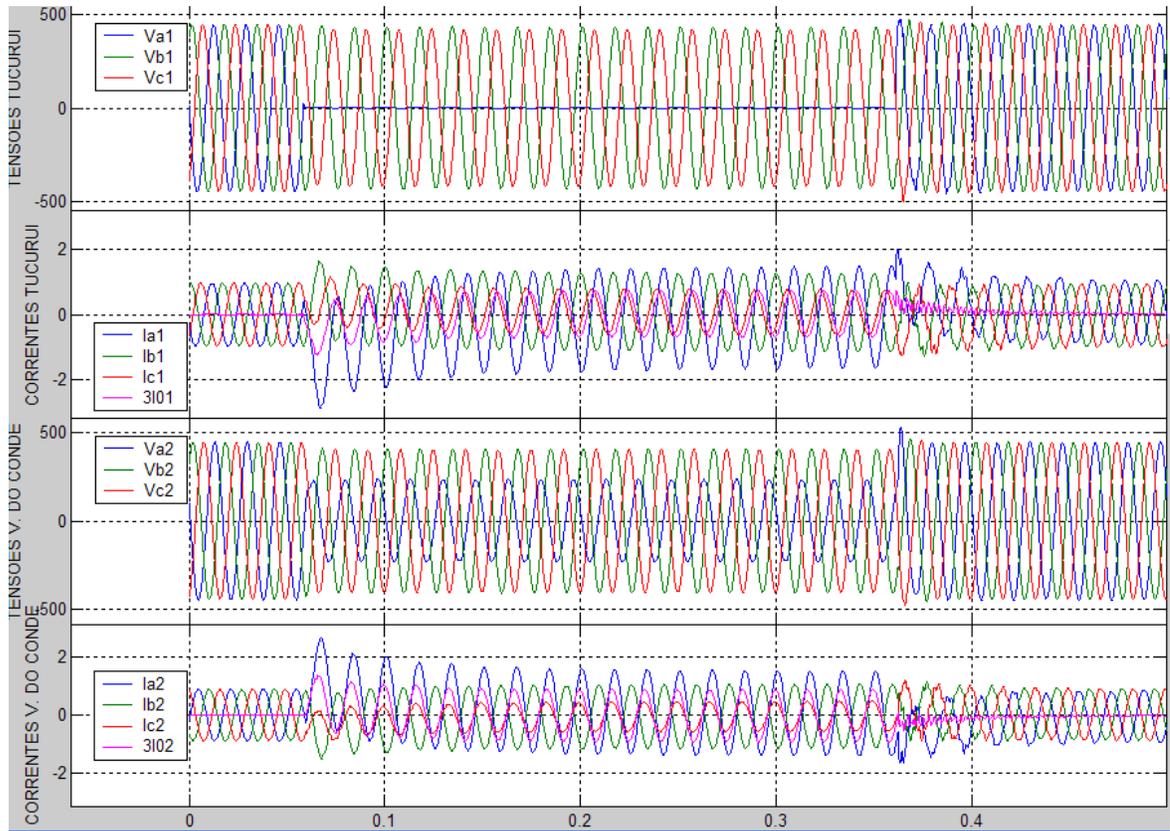


Figura 4.10 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 1

A figura 4.10 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.11 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.9 mostra as atuações das unidades 67NR e RX no terminal TU, porém sendo uma falta externa e reversa não houve as atuações das unidades direcionais (67NF, Z2S e Z3S) e conseqüentemente não houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$  e nem a transmissão do sinal para o terminal VC.

A tabela 4.10 mostra as atuações das unidades direcionais (67NF, Z2S e Z3S) no terminal VC, por ser uma falta à frente, e conseqüentemente houve a transmissão do sinal para o terminal TU. Não houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$ .

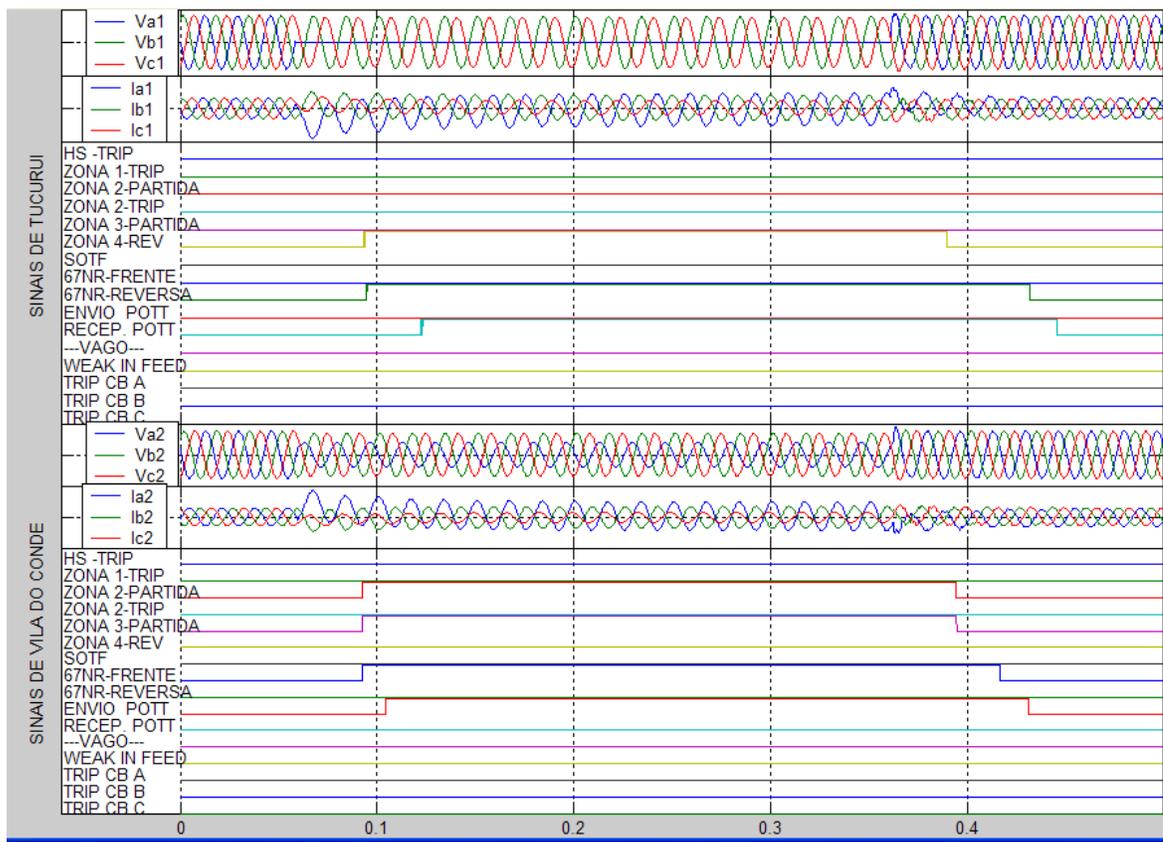


Figura 4.11 – Eventos da falta monofásica na posição 1

Tabela 4.9 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
					X		X				

Tabela 4.10 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X	X		X					

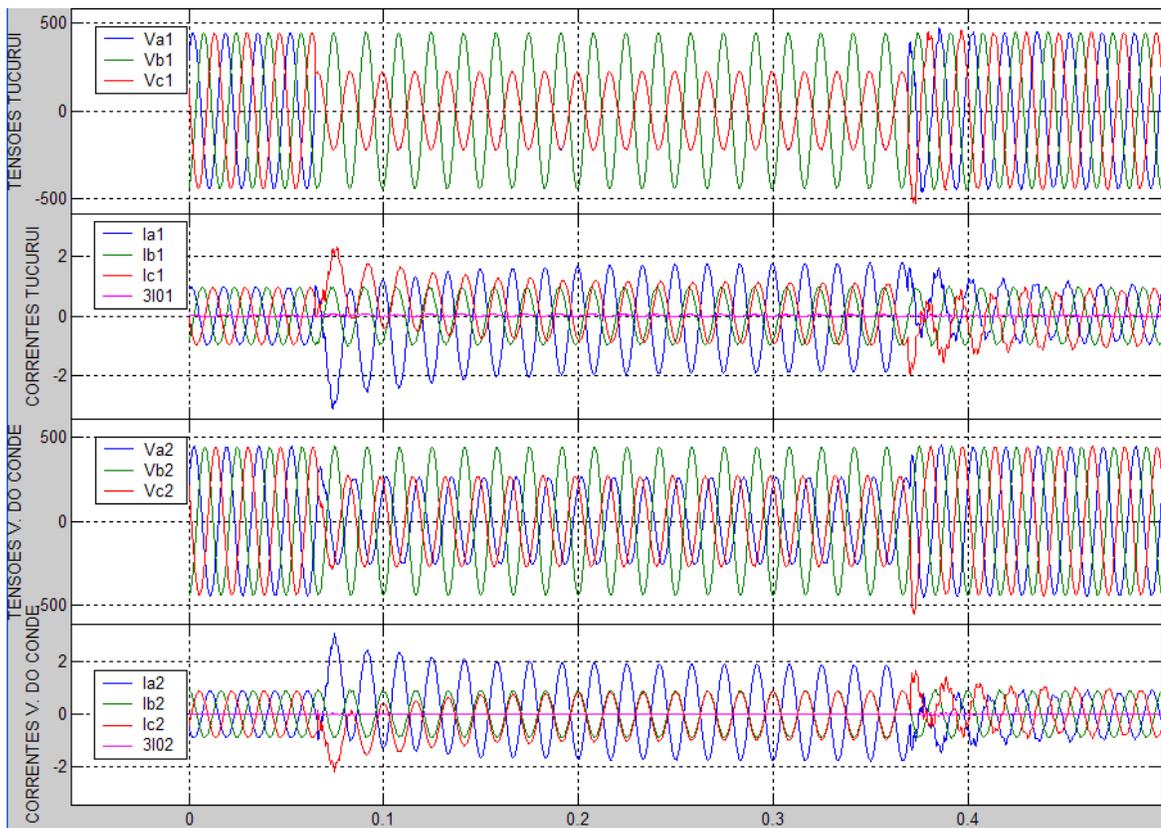


Figura 4.12 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 1

A figura 4.12 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.13 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.11 mostra a atuação da unidade RX no terminal TU, porém sendo uma falta externa e reversa não houve as atuações das unidades direcionais ( Z2S e Z3S) e conseqüentemente não houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$  e nem a transmissão do sinal para o terminal VC.

A tabela 4.12 mostra as atuações das unidades direcionais (Z2S e Z3S) no terminal VC, por ser uma falta à frente, e conseqüentemente houve a transmissão do sinal para o terminal TU. Não houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$ .

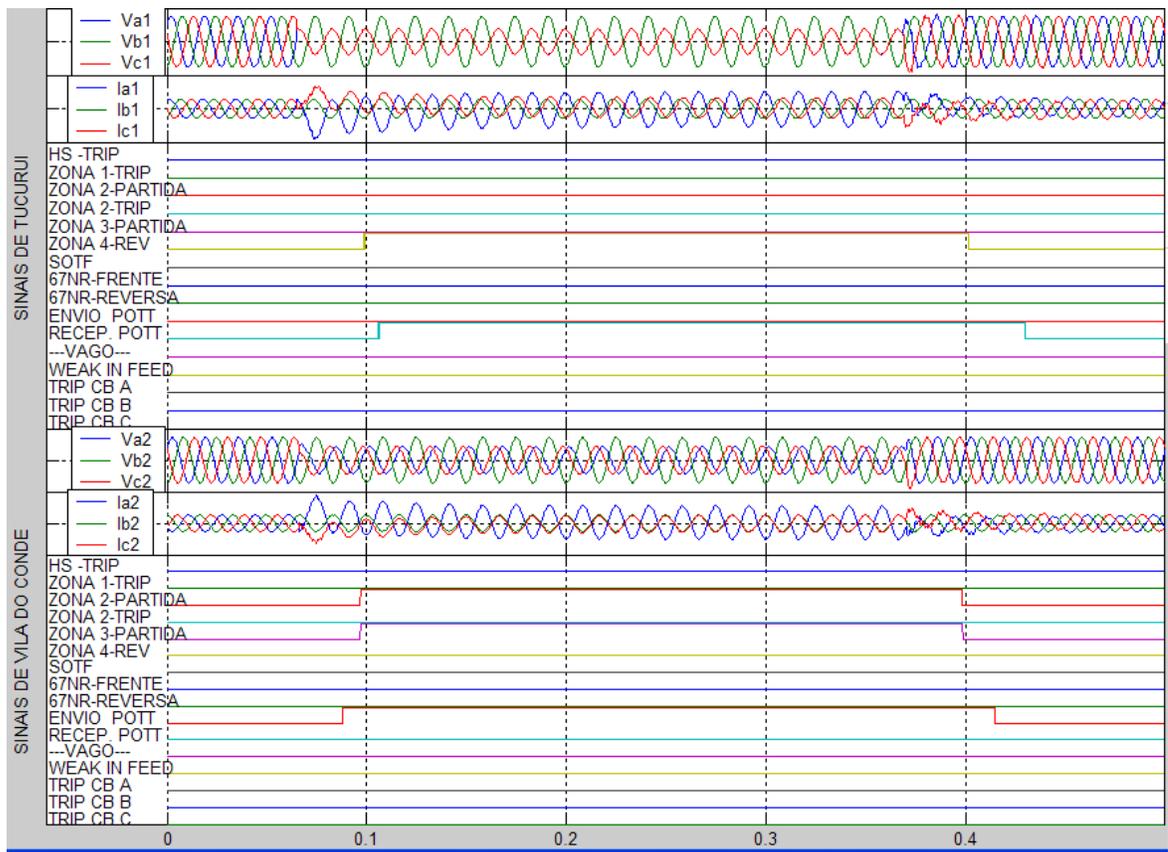


Figura 4.13 – Eventos da falta bifásica na posição 1

Tabela 4.11 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
							X				

Tabela 4.12 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X			X					

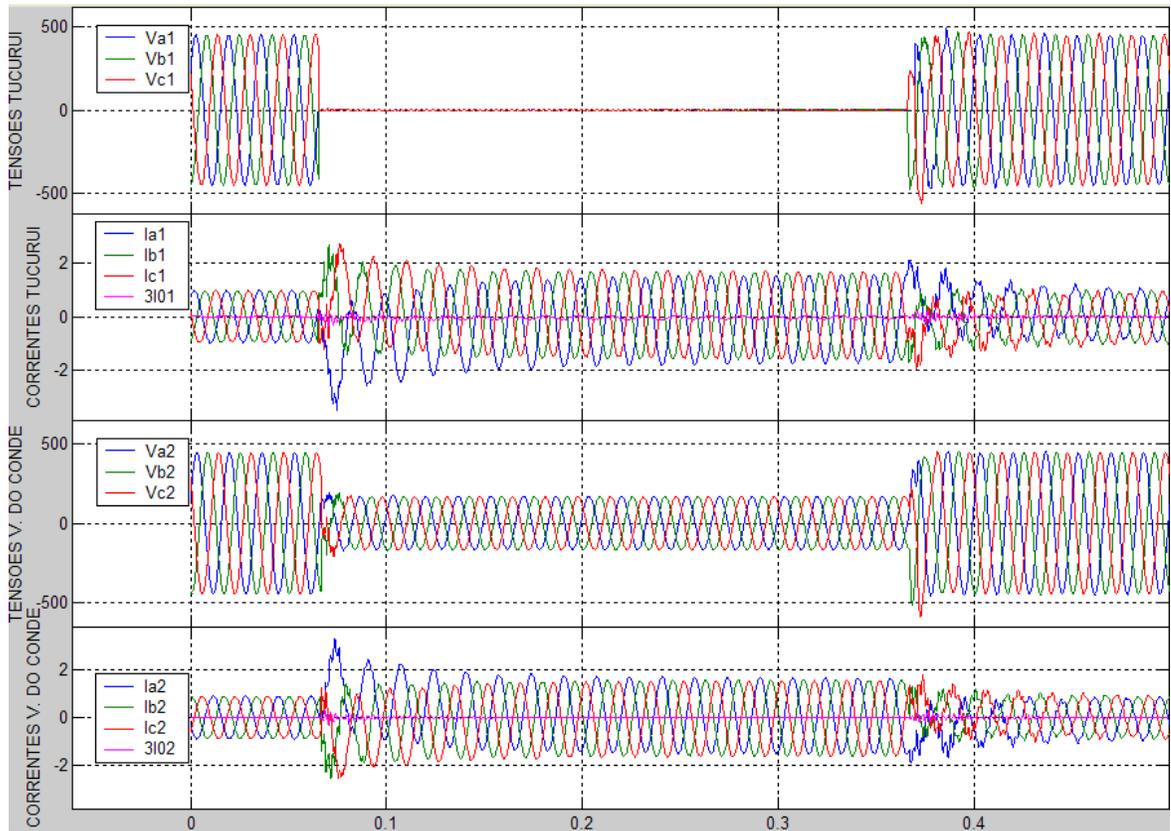


Figura 4.14 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 1

A figura 4.14 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.15 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.13 mostra a atuação da unidade RX no terminal TU, porém sendo uma falta externa e reversa não houve as atuações das unidades direcionais ( Z2S e Z3S) e conseqüentemente não houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$  e nem a transmissão do sinal para o terminal VC.

A tabela 4.14 mostra as atuações das unidades direcionais (Z2S e Z3S) no terminal VC, por ser uma falta à frente, e conseqüentemente houve a transmissão do sinal para o terminal TU. Não houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$ .

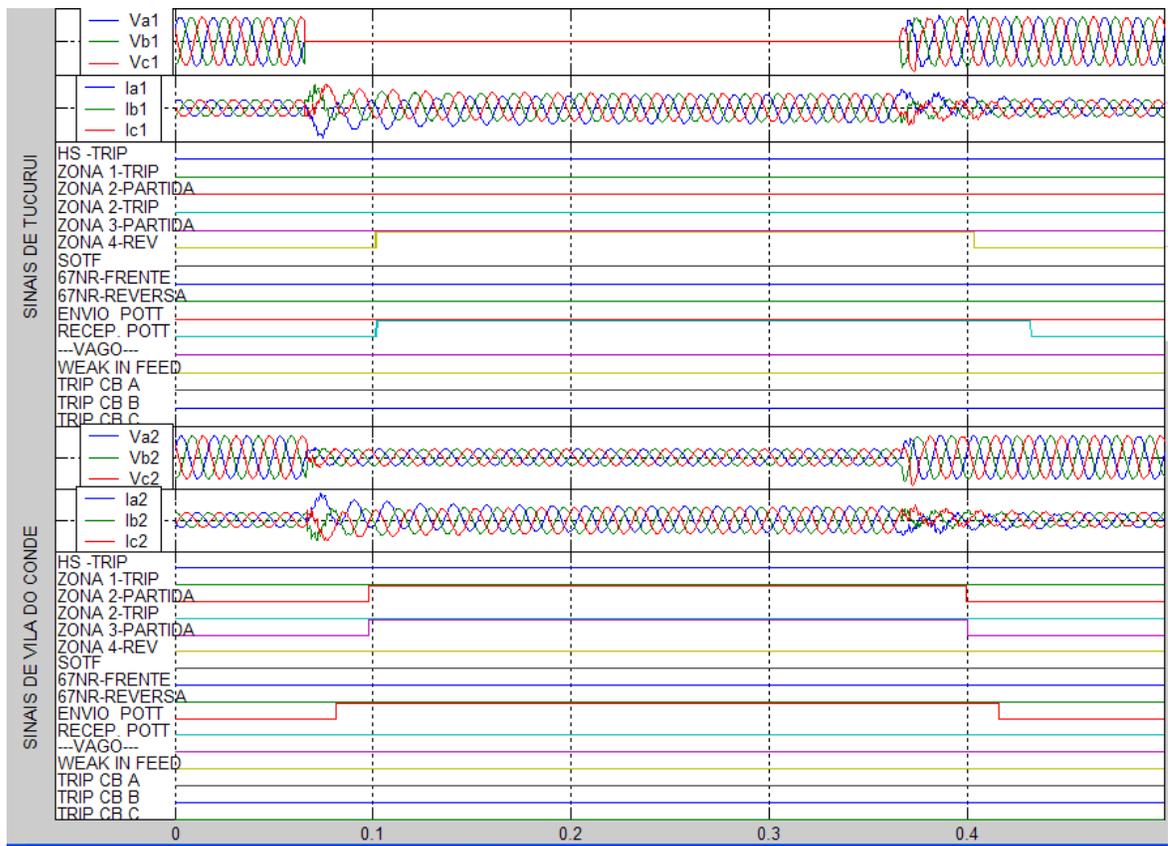


Figura 4.15 – Eventos da falta trifásica na posição 1

Tabela 4.13 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
							X				

Tabela 4.14 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X			X					

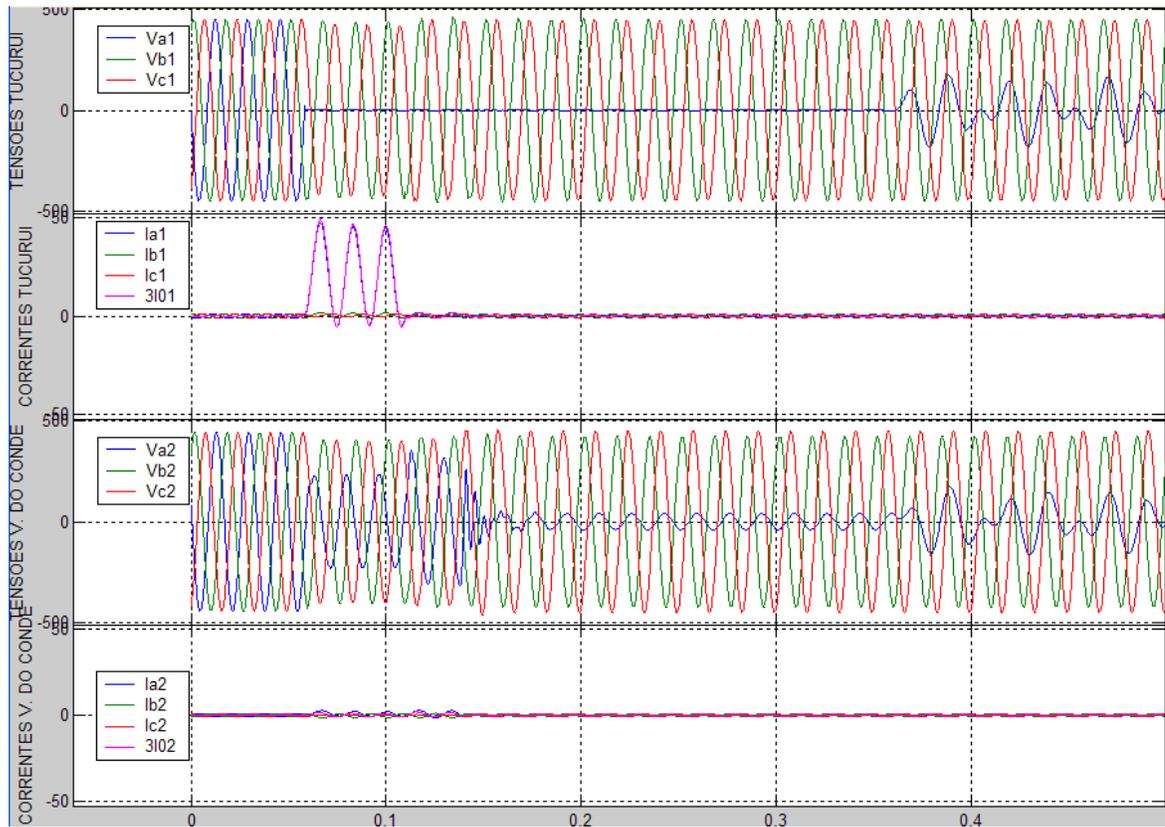


Figura 4.16 – Sinais analógicos da falta interna monofásica na posição 2

A figura 4.16 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.17 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.15 mostra as atuações das unidades direcionais (67NF, Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal TU e conseqüentemente houve o disparo monopolar do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.16 mostra as atuações das unidades direcionais (67NF, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal VC e conseqüentemente houve o disparo monopolar do disjuntor  $CB_{VC}$ .

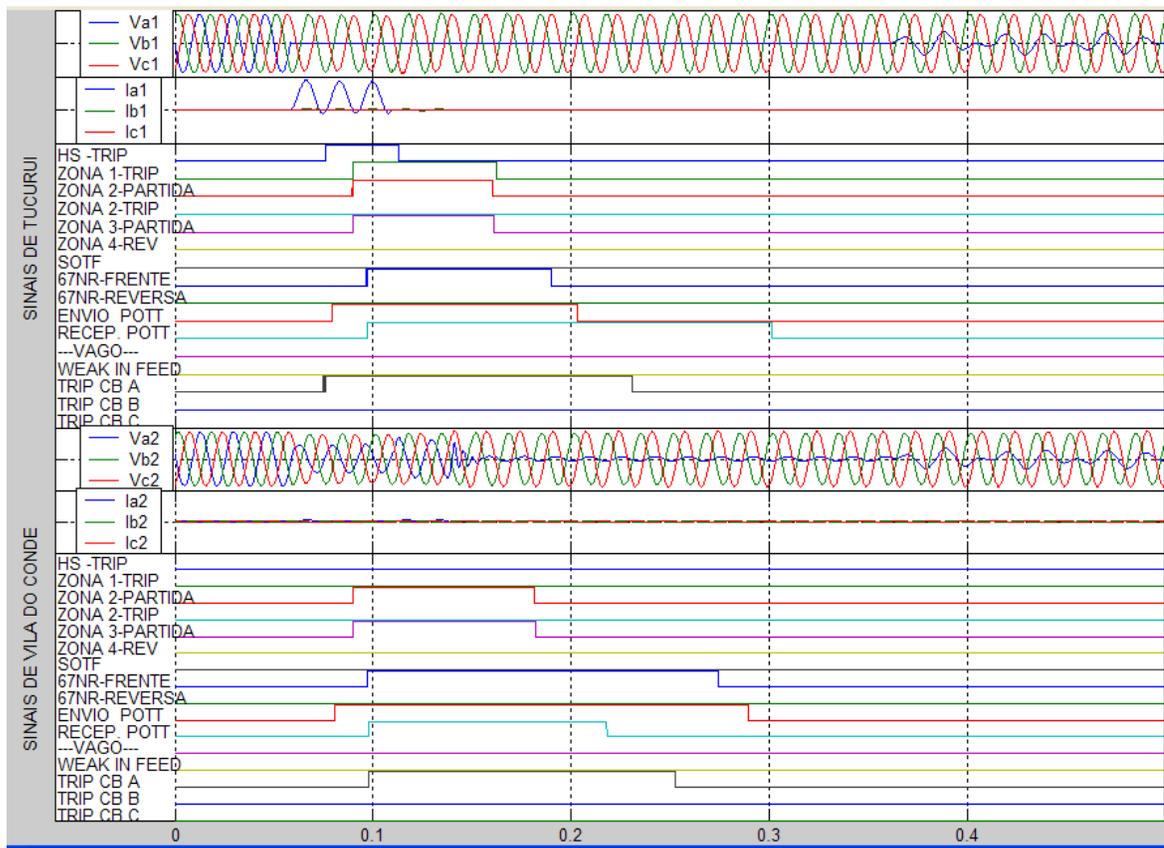


Figura 4.17 – Eventos da falta monofásica na posição 2

Tabela 4.15 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X	X		X	X	X			20,33

Tabela 4.16 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X	X		X	X	X			46,62

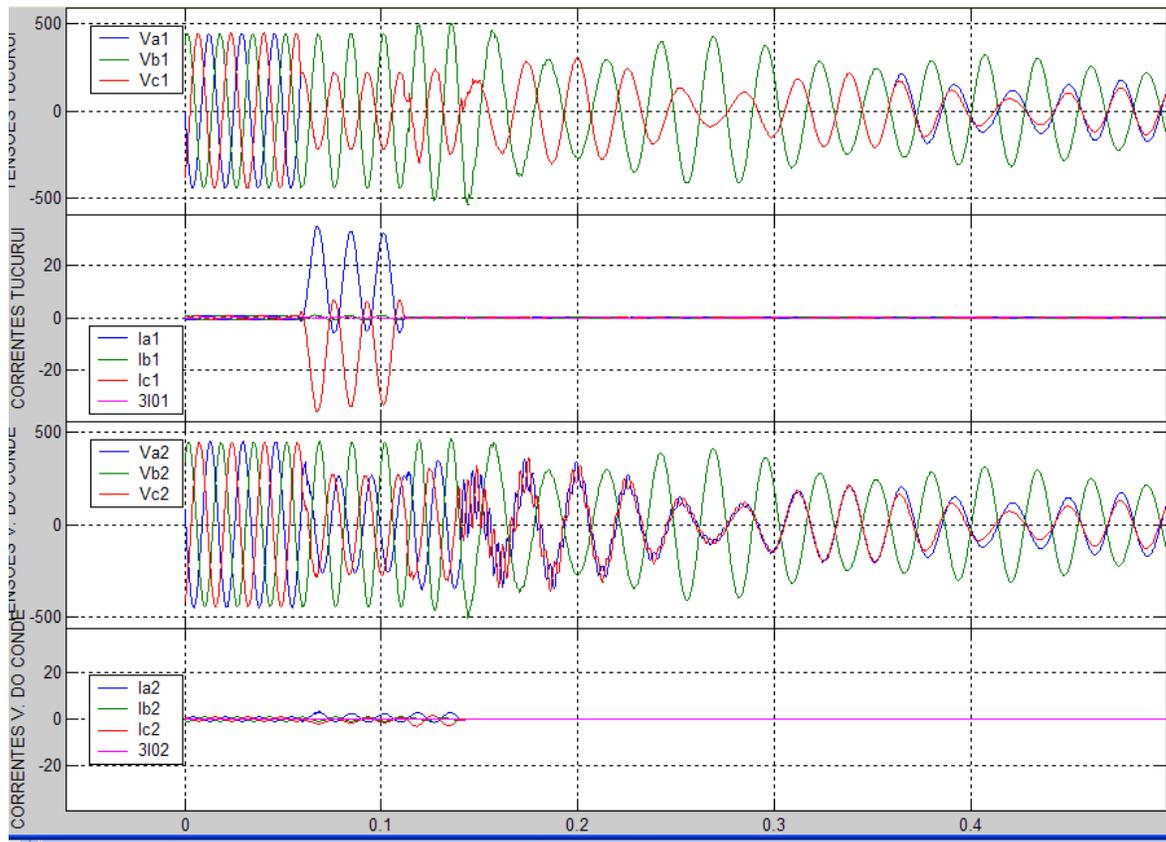


Figura 4.18 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 2

A figura 4.18 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.19 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.17 mostra as atuações das unidades direcionais (Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal TU e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.18 mostra as atuações das unidades direcionais (Z2S e Z3S), TX e RX no terminal VC e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{VC}$ .

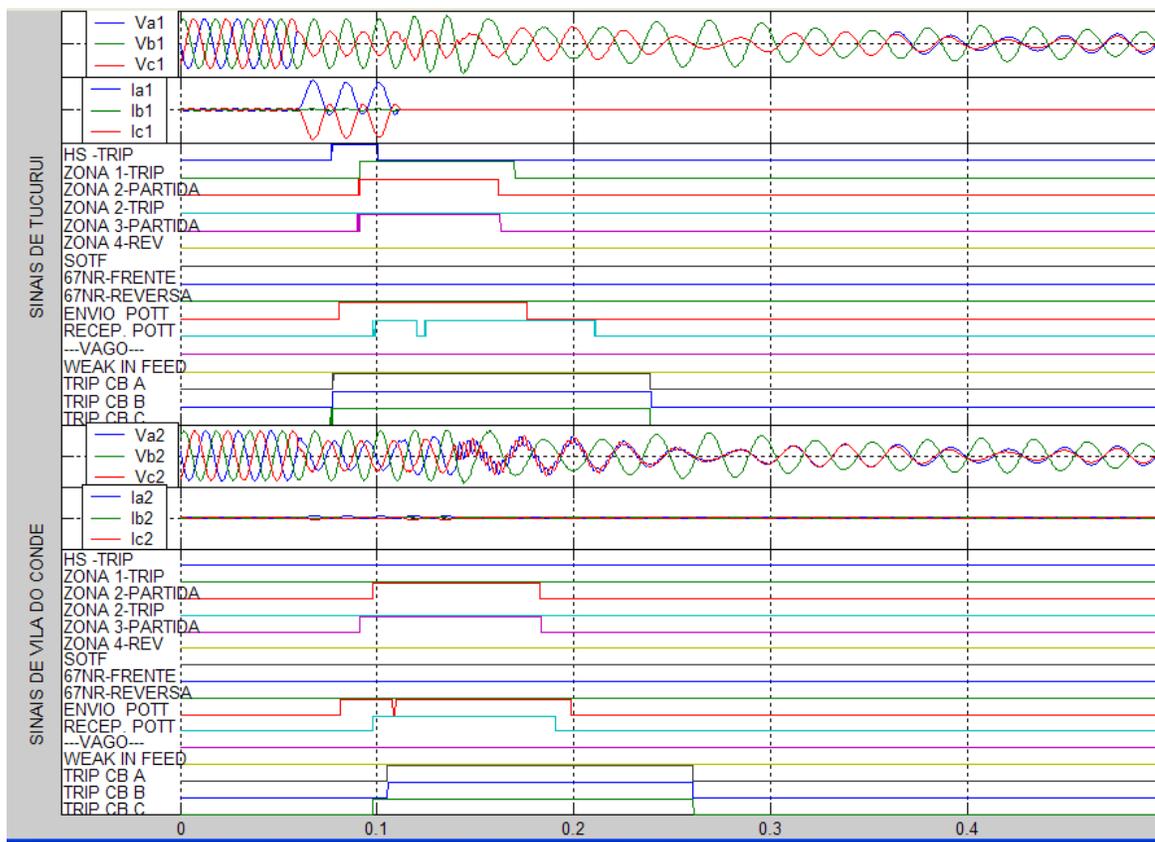


Figura 4.19 – Eventos da falta bifásica na posição 2

Tabela 4.17 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X			X	X	X	X	X	23,68

Tabela 4.18 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X			X	X	X	X	X	36,08

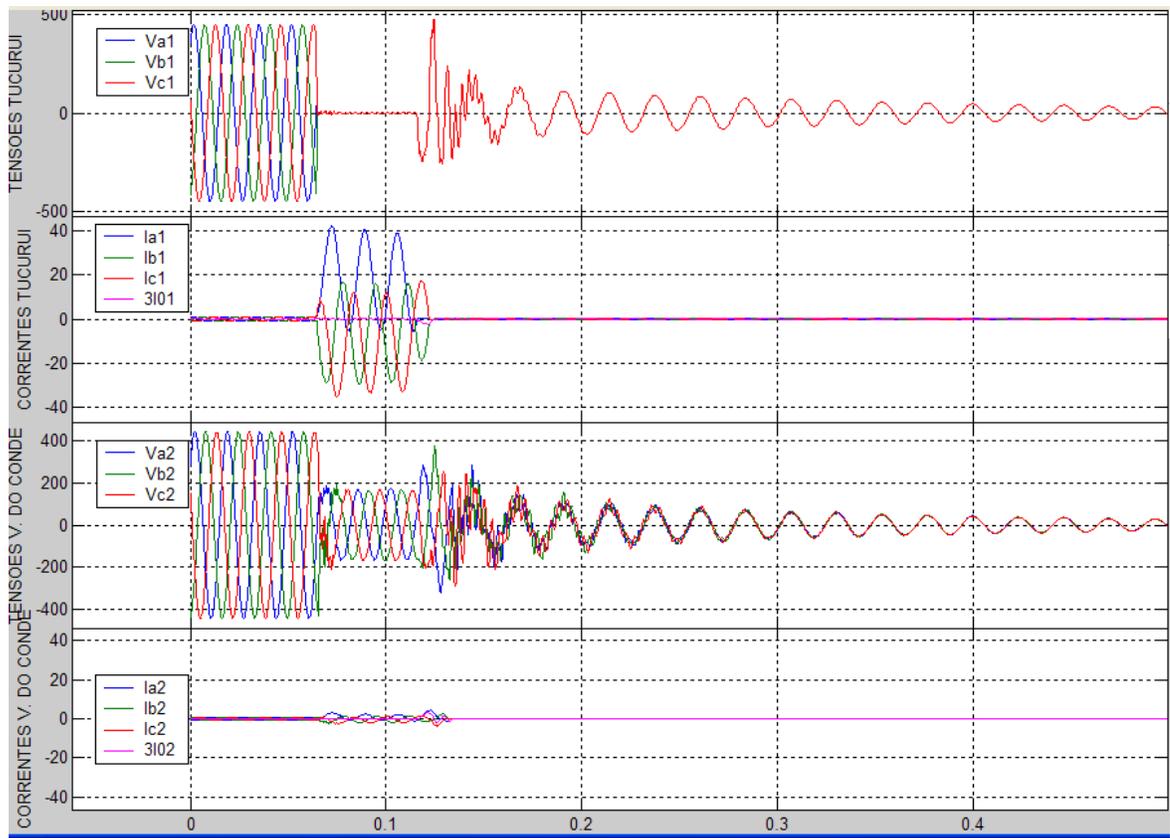


Figura 4.20 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 2

A figura 4.20 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.21 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.19 mostra as atuações das unidades direcionais (Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal TU e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.20 mostra as atuações das unidades direcionais (Z2S e Z3S), TX e RX no terminal VC e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{VC}$ .

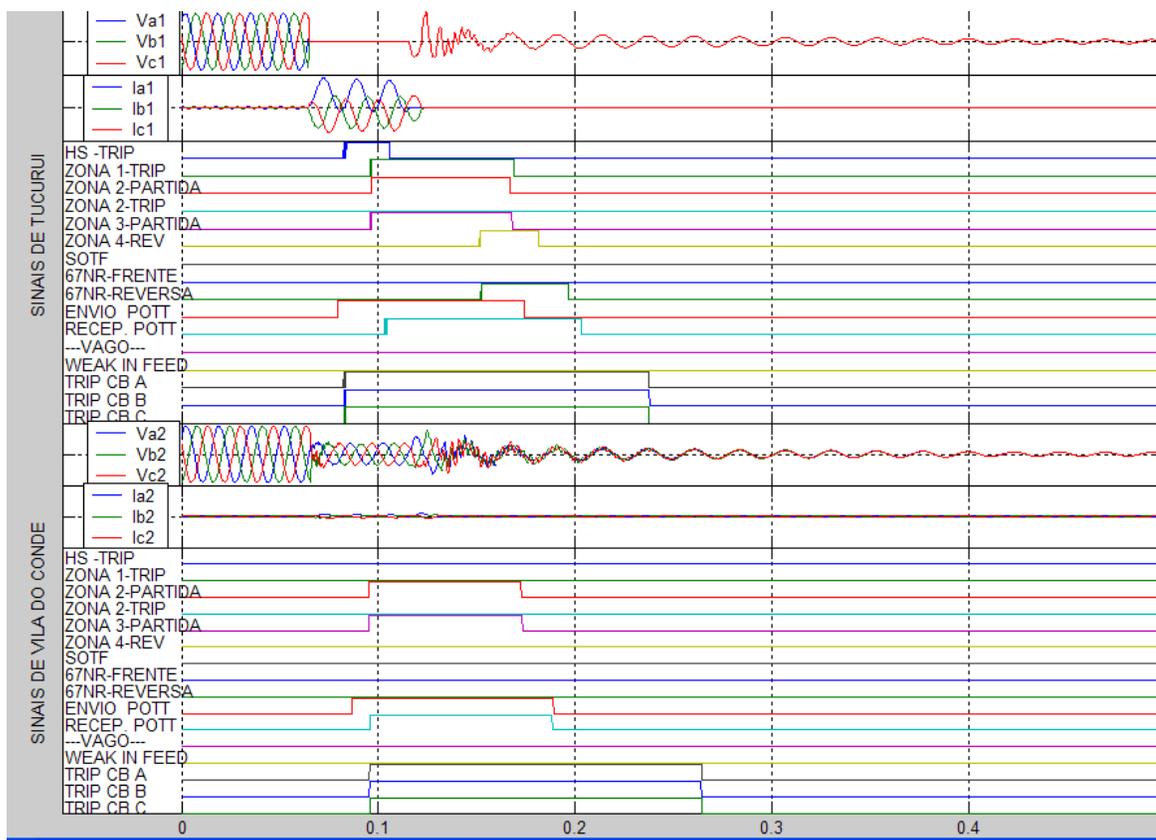


Figura 4.21 – Eventos da falta trifásica na posição 2

Tabela 4.19 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X		X	X	X	X	X	X	17,36

Tabela 4.20 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X			X	X	X	X	X	32,61

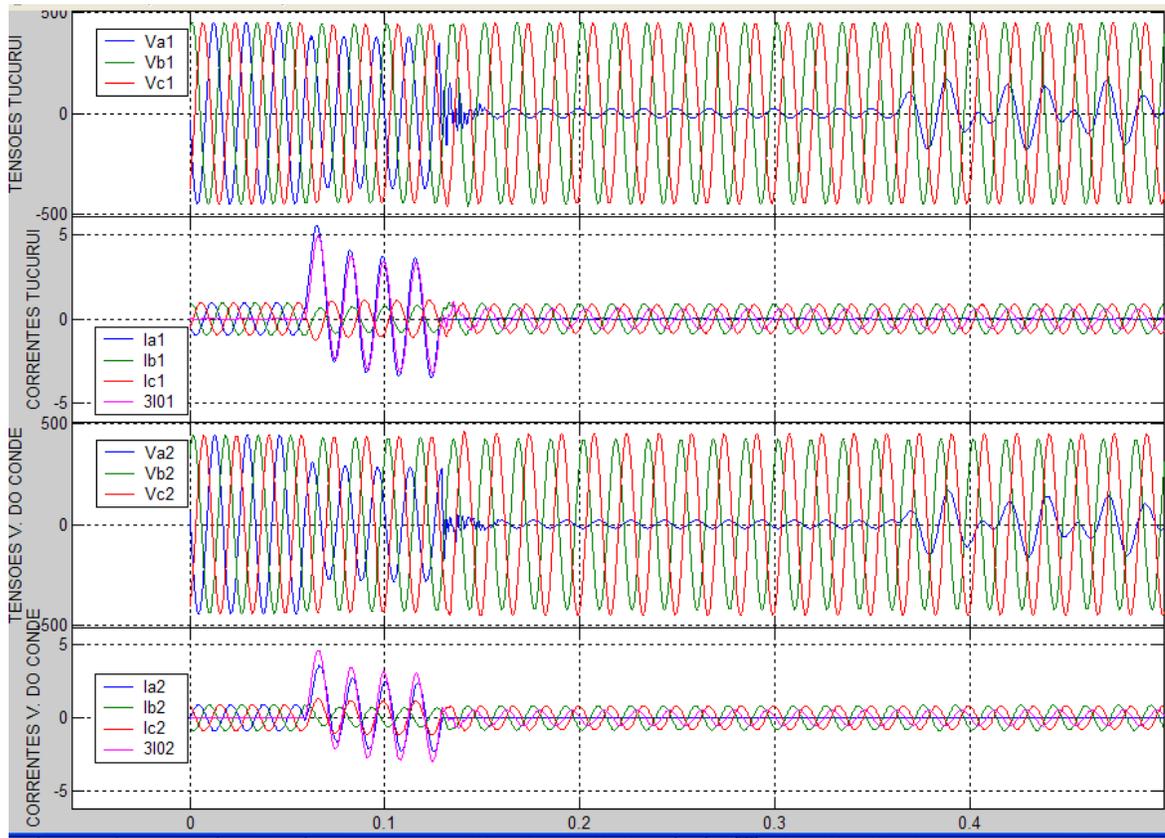


Figura 4.22 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 4

A figura 4.22 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.23 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.21 mostra as atuações das unidades direcionais (67NF, Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal TU e conseqüentemente houve o disparo monopolar do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.22 mostra as atuações das unidades direcionais (67NF, Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal VC e conseqüentemente houve o disparo monopolar do disjuntor  $CB_{VC}$ .

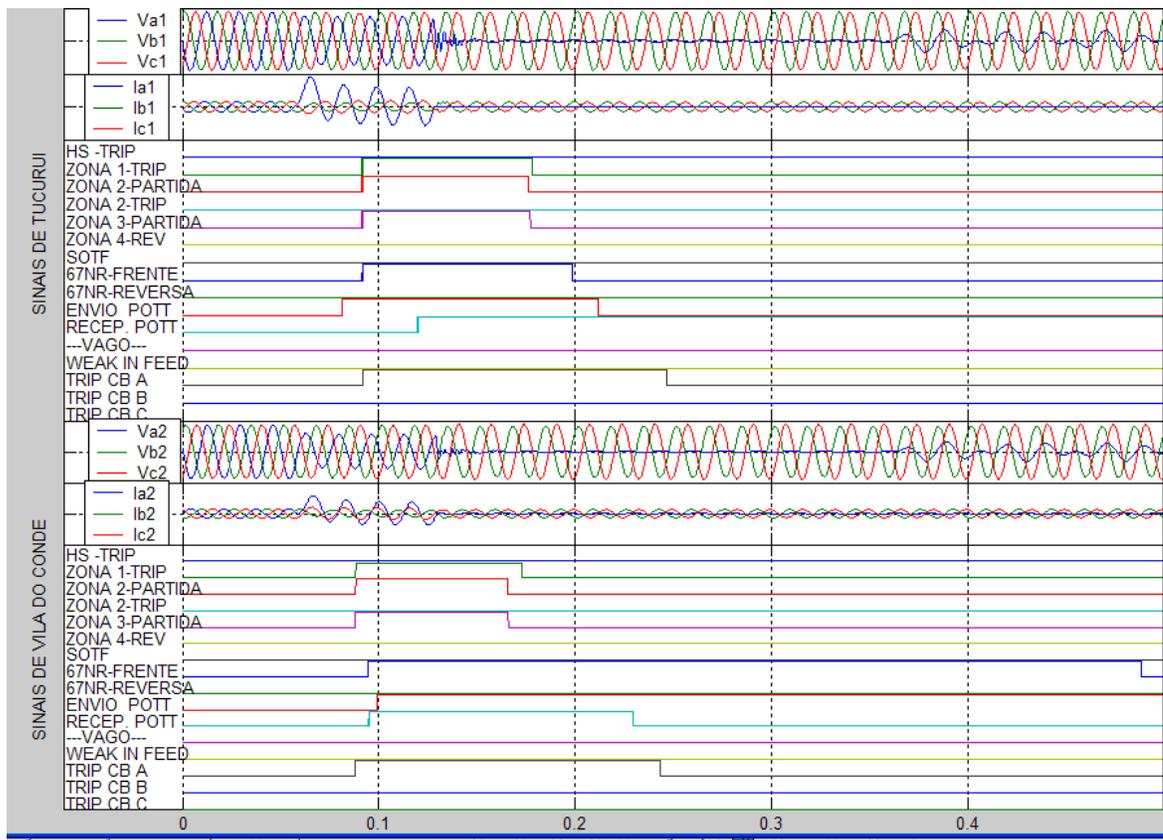


Figura 4.23 – Eventos da falta monofásica na posição 4

Tabela 4.21 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X	X		X	X	X			29,76

Tabela 4.22 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X	X		X	X	X			30,75

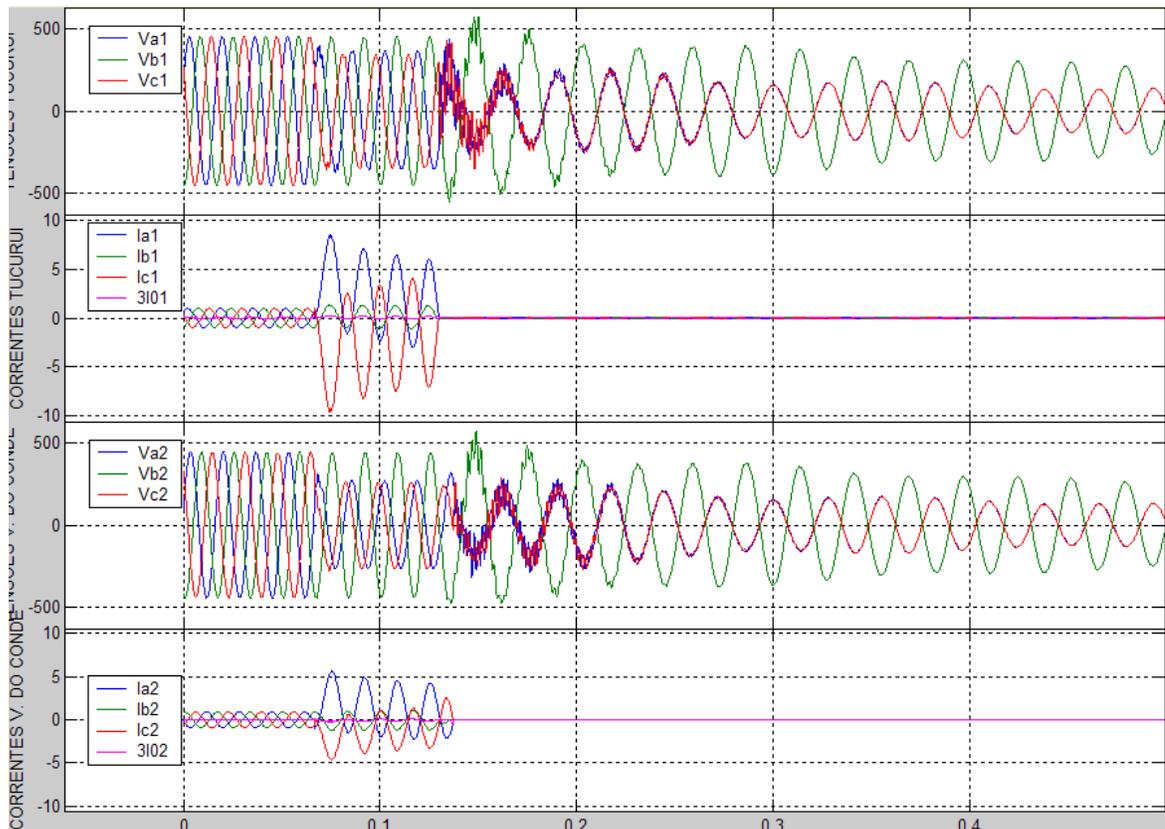


Figura 4.24 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 4

A figura 4.24 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.25 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.23 mostra as atuações das unidades direcionais (Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal TU e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.24 mostra as atuações das unidades direcionais (Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal VC e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{VC}$ .

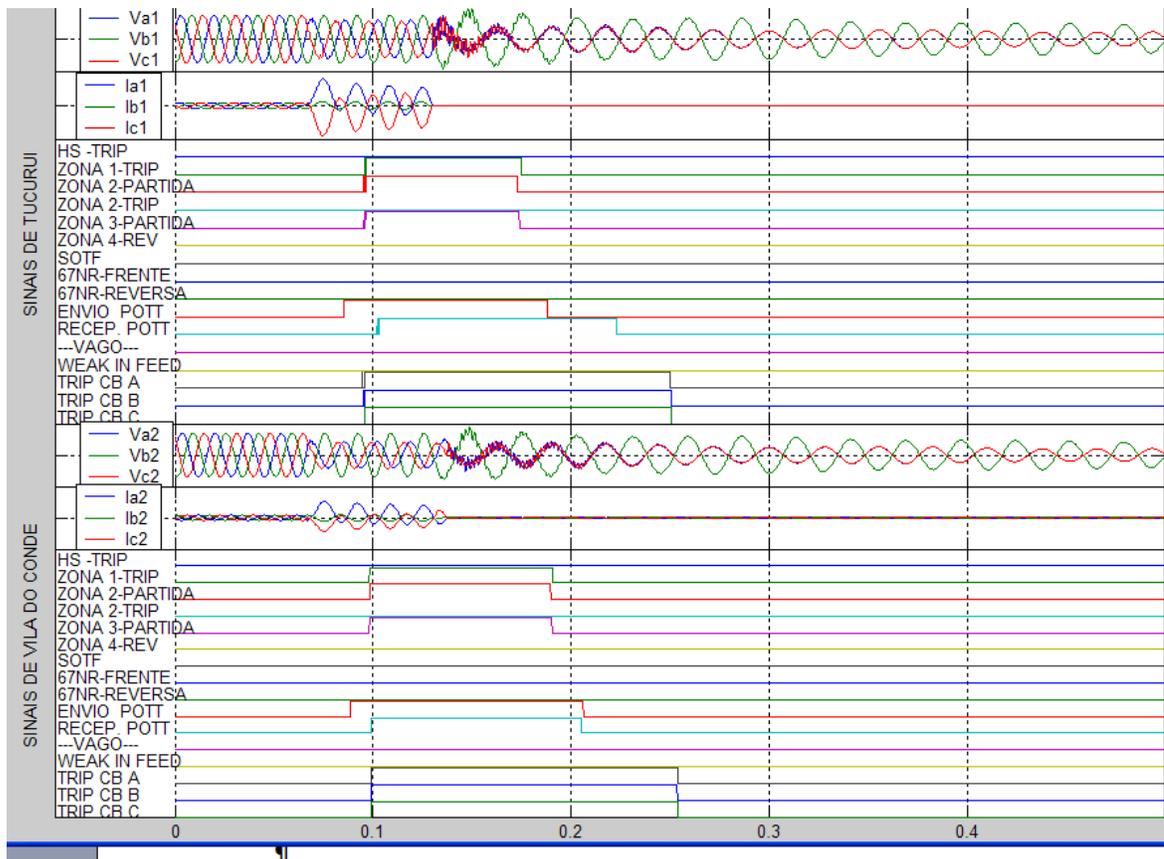


Figura 4.25 – Eventos da falta bifásica na posição 4

Tabela 4.23 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X			X	X	X	X	X	34,72

Tabela 4.24 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X			X	X	X	X	X	35,21

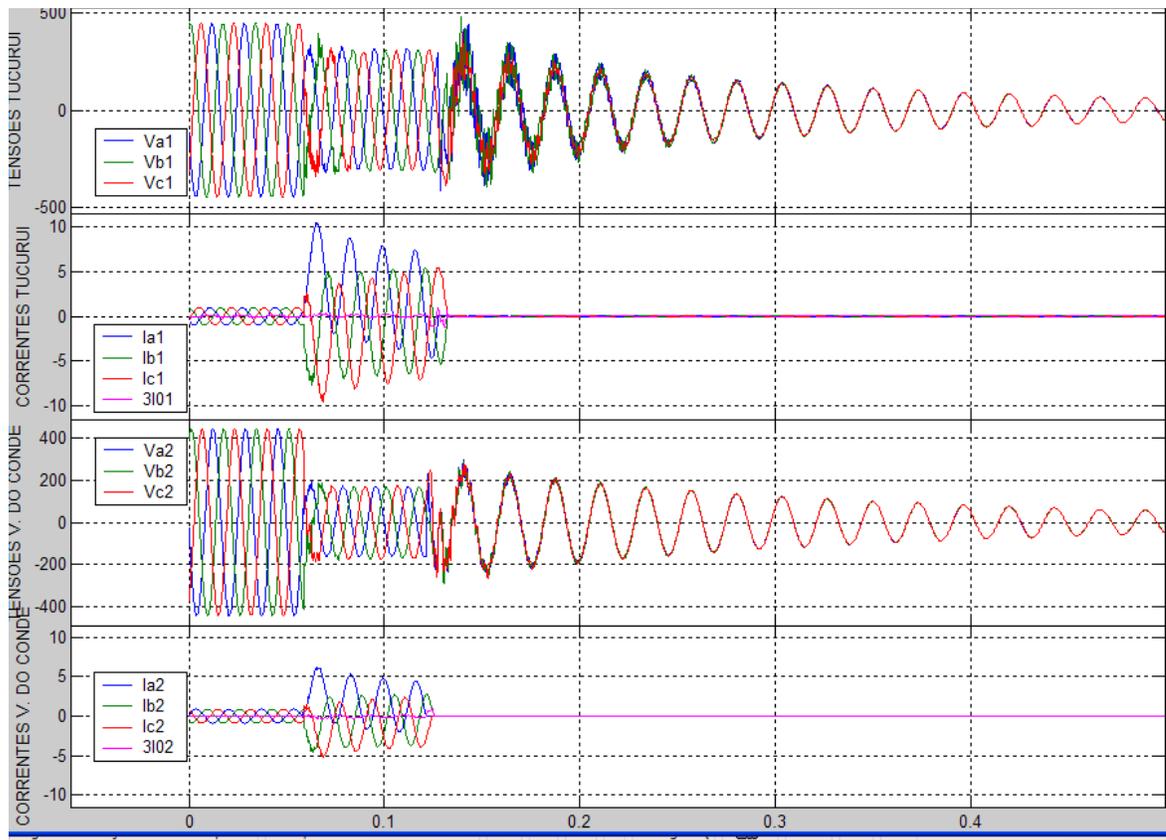


Figura 4.26 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 4

A figura 4.26 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.27 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.25 mostra as atuações das unidades direcionais (Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal TU e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.26 mostra as atuações das unidades direcionais (Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal VC e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{VC}$ .

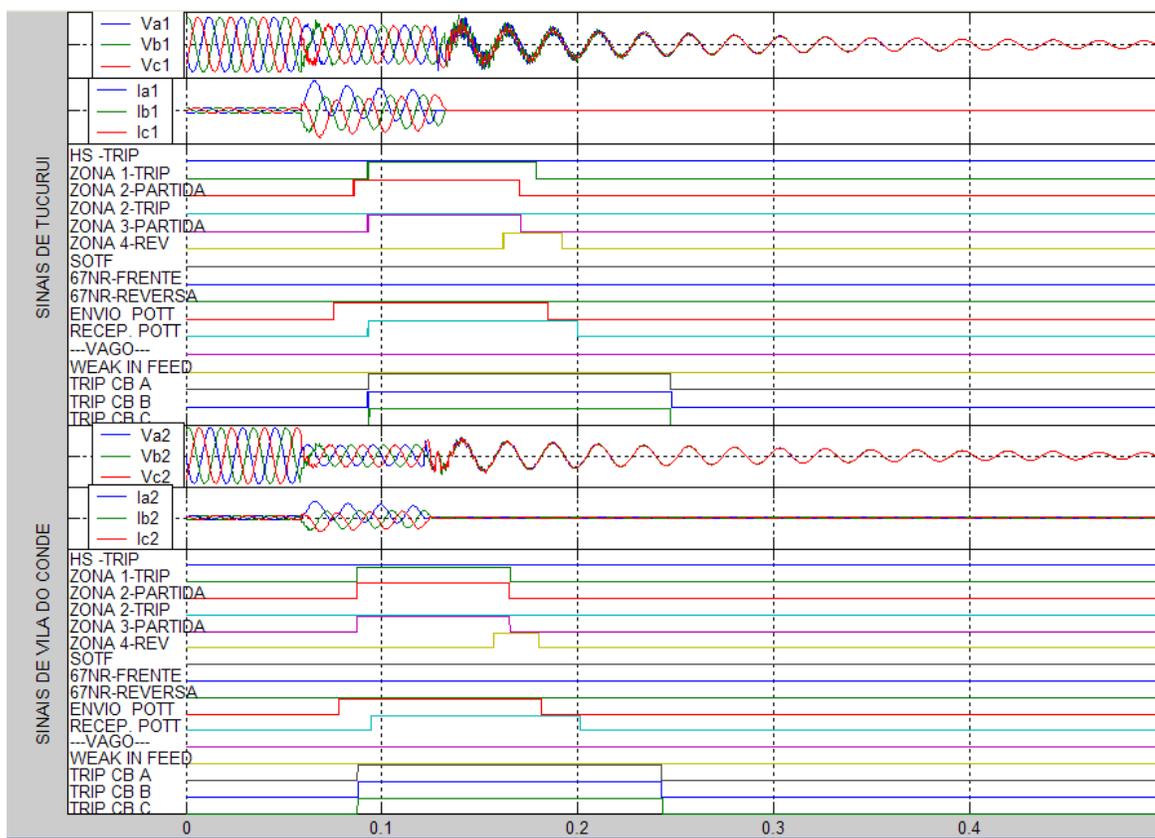


Figura 4.27 – Eventos da falta trifásica na posição 4

Tabela 4.25 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X			X	X	X	X	X	34,84

Tabela 4.26 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X			X	X	X	X	X	34,47

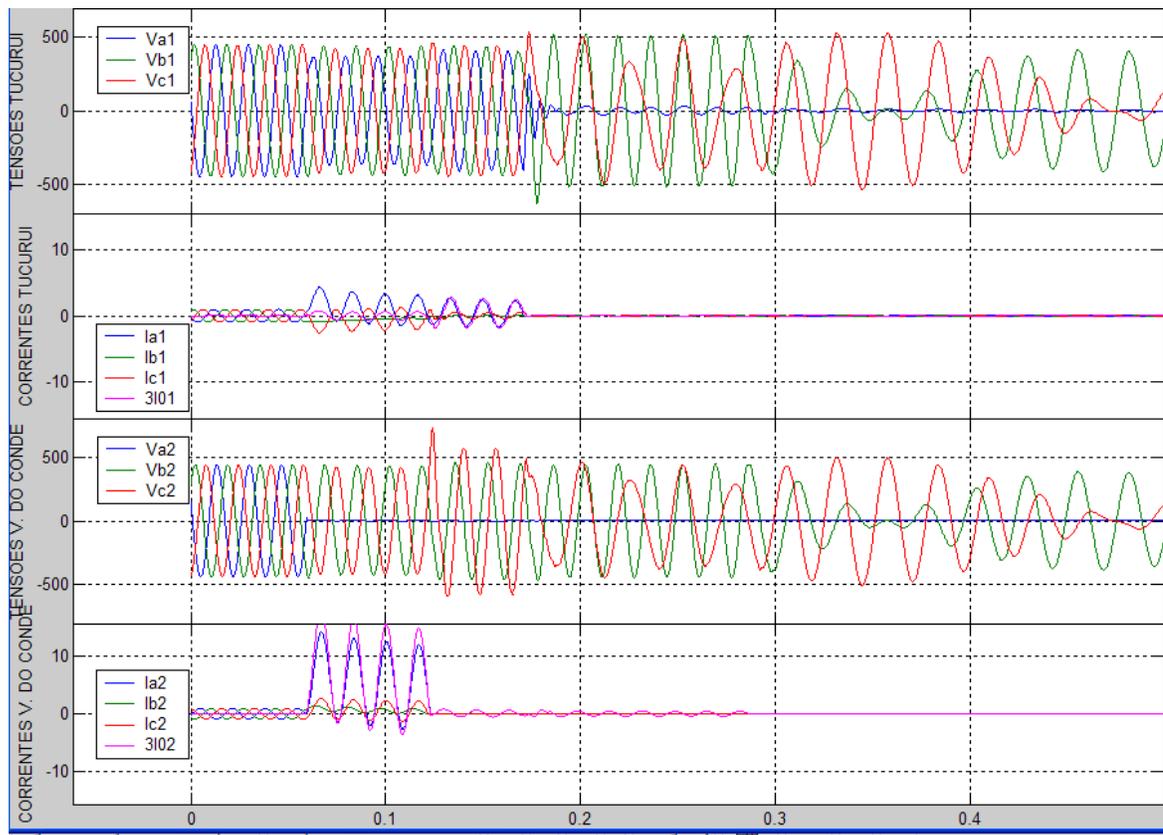


Figura 4.28 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 6

A figura 4.28 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.29 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.27 mostra as atuações das unidades direcionais (67NF, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal TU e conseqüentemente houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.28 mostra as atuações das unidades direcionais (67NF, Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal VC e conseqüentemente houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$ .

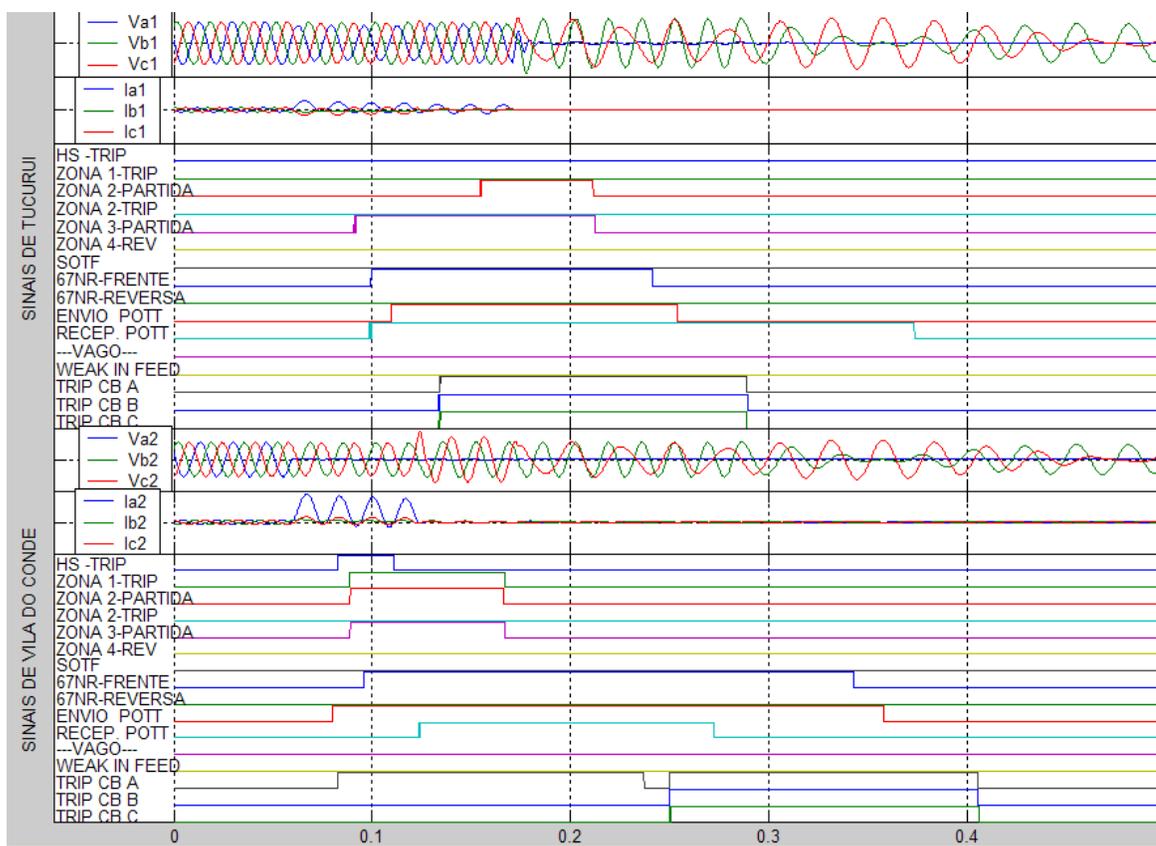


Figura 4.29 – Eventos da falta monofásica na posição 6

Tabela 4.27 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X	X		X	X	X	X	X	70,06

Tabela 4.28 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X	X		X	X	X	X	X	22,56

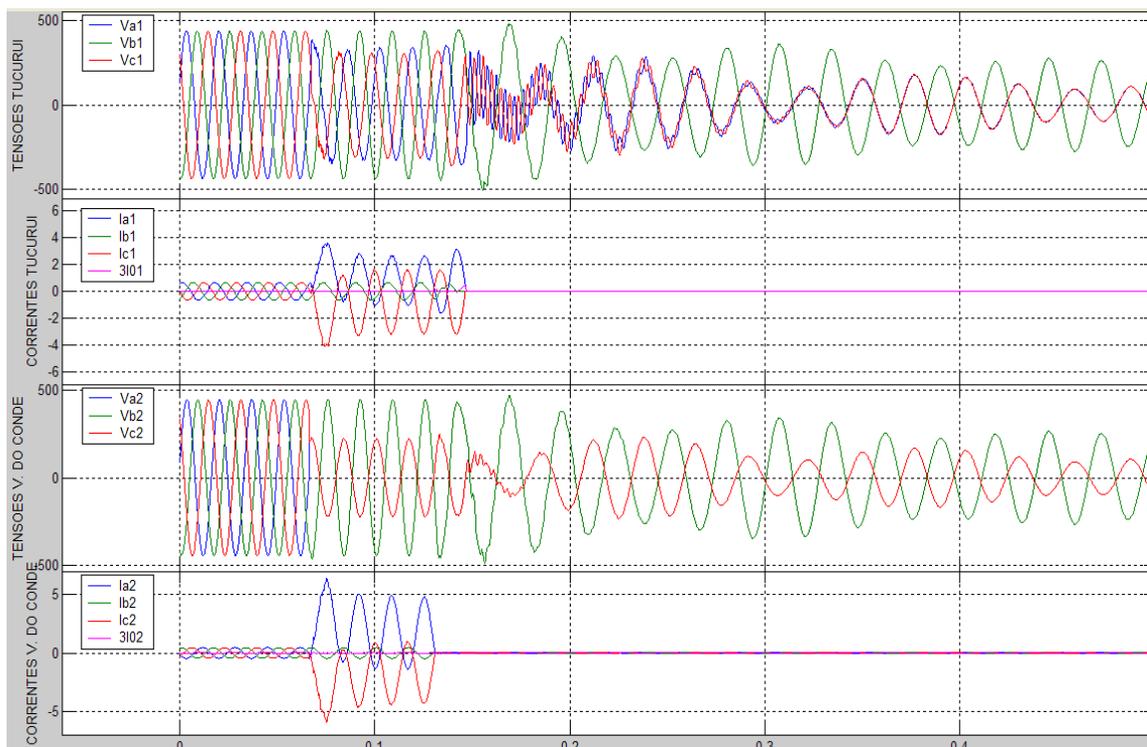


Figura 4.30 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 6

A figura 4.30 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.31 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.29 mostra as atuações das unidades direcionais (Z2S e Z3S), TX e RX no terminal TU e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.30 mostra as atuações das unidades direcionais (Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal VC e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{VC}$ .

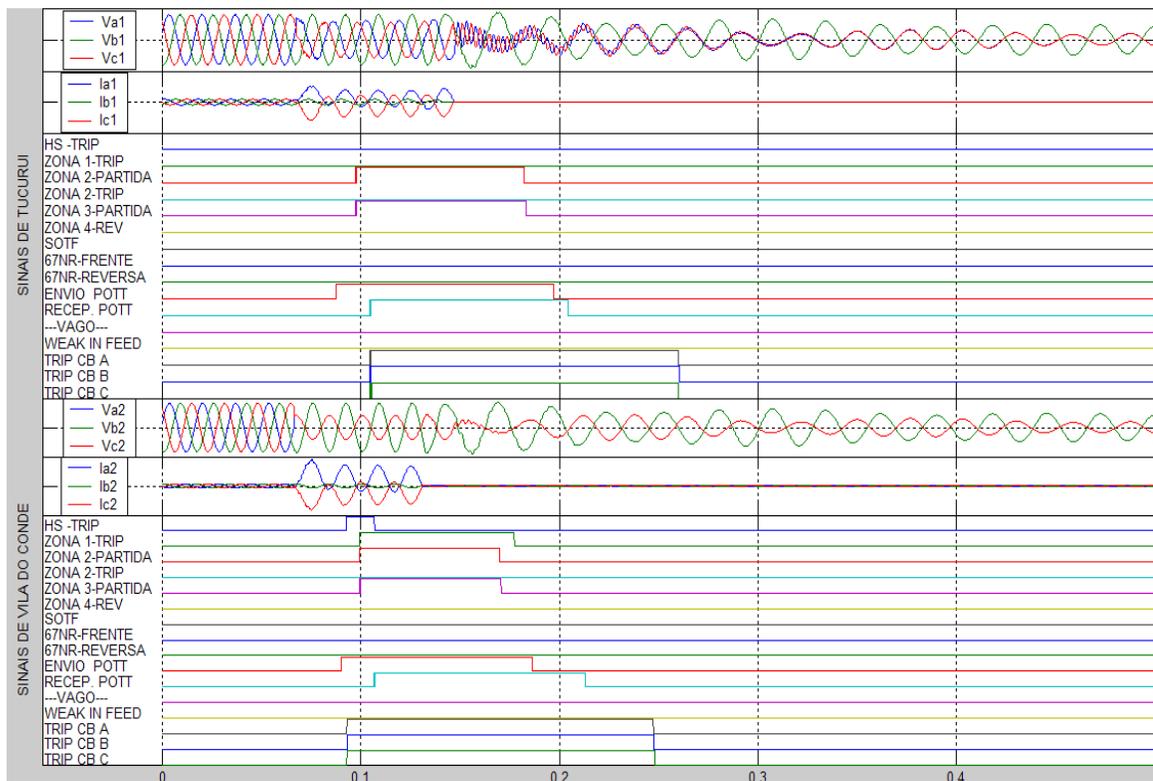


Figura 4.31 – Eventos da falta bifásica na posição 6

Tabela 4.29 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X			X	X	X	X	X	38,68

Tabela 4.30 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X			X	X	X	X	X	26,53

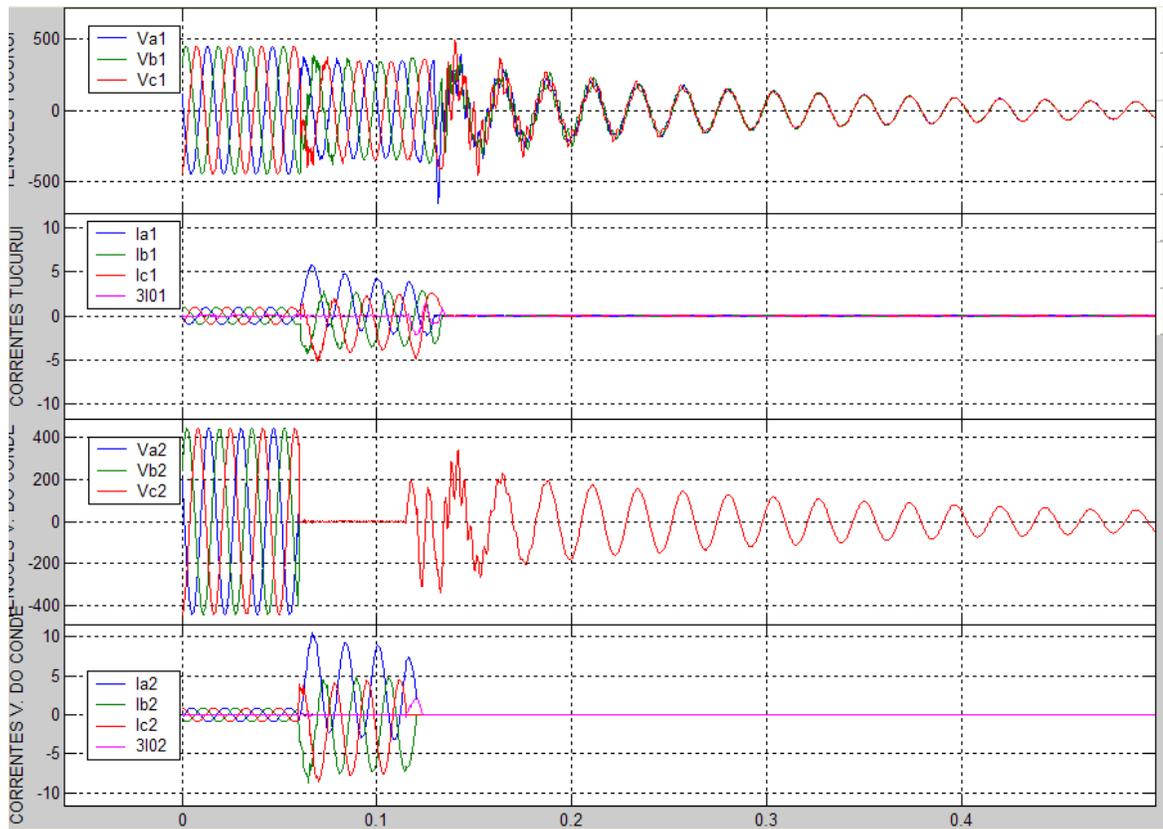


Figura 4.32 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 6

A figura 4.32 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.33 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.31 mostra as atuações das unidades direcionais (Z2S e Z3S), TX e RX no terminal TU e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.32 mostra as atuações das unidades direcionais (Z1T, Z2S e Z3S), TX e RX no terminal VC e conseqüentemente houve o disparo tripolar do disjuntor  $CB_{VC}$ .

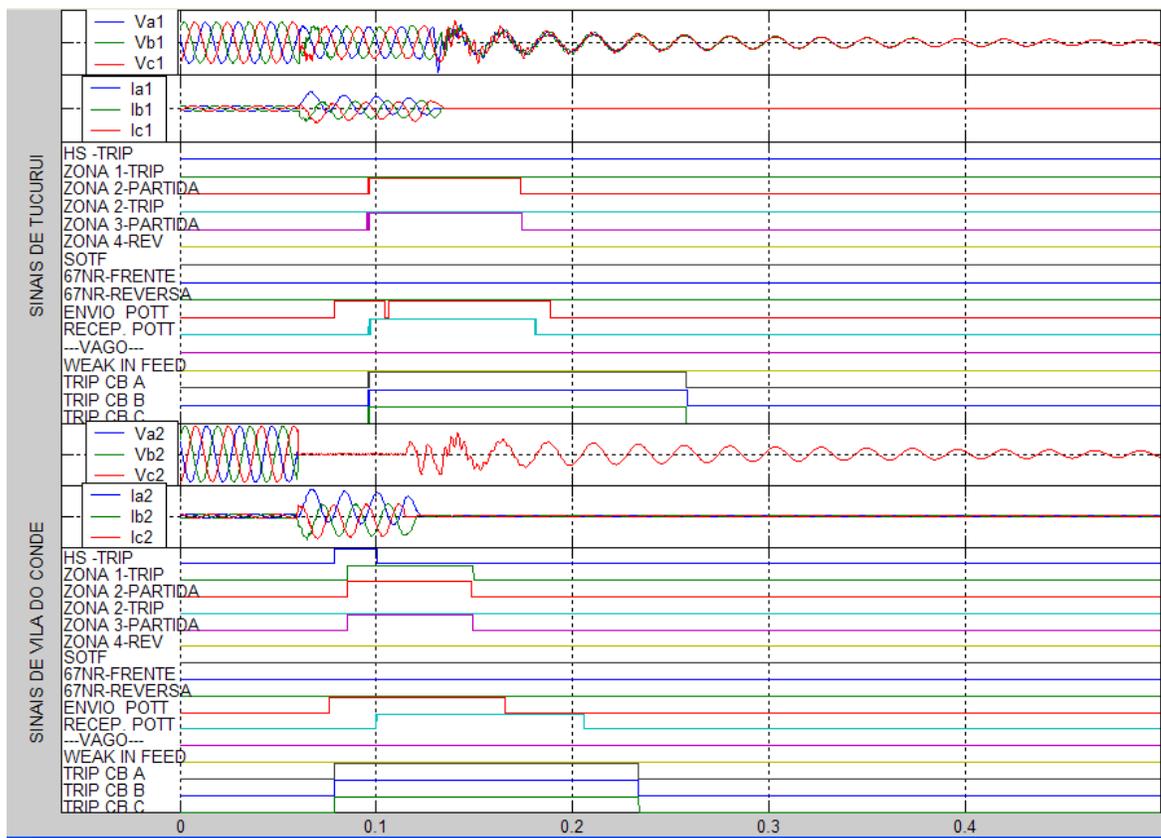


Figura 4.33 – Eventos da falta trifásica na posição 6

Tabela 4.31 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X			X	X	X	X	X	34,59

Tabela 4.32 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
X	X		X			X	X	X	X	X	28,02

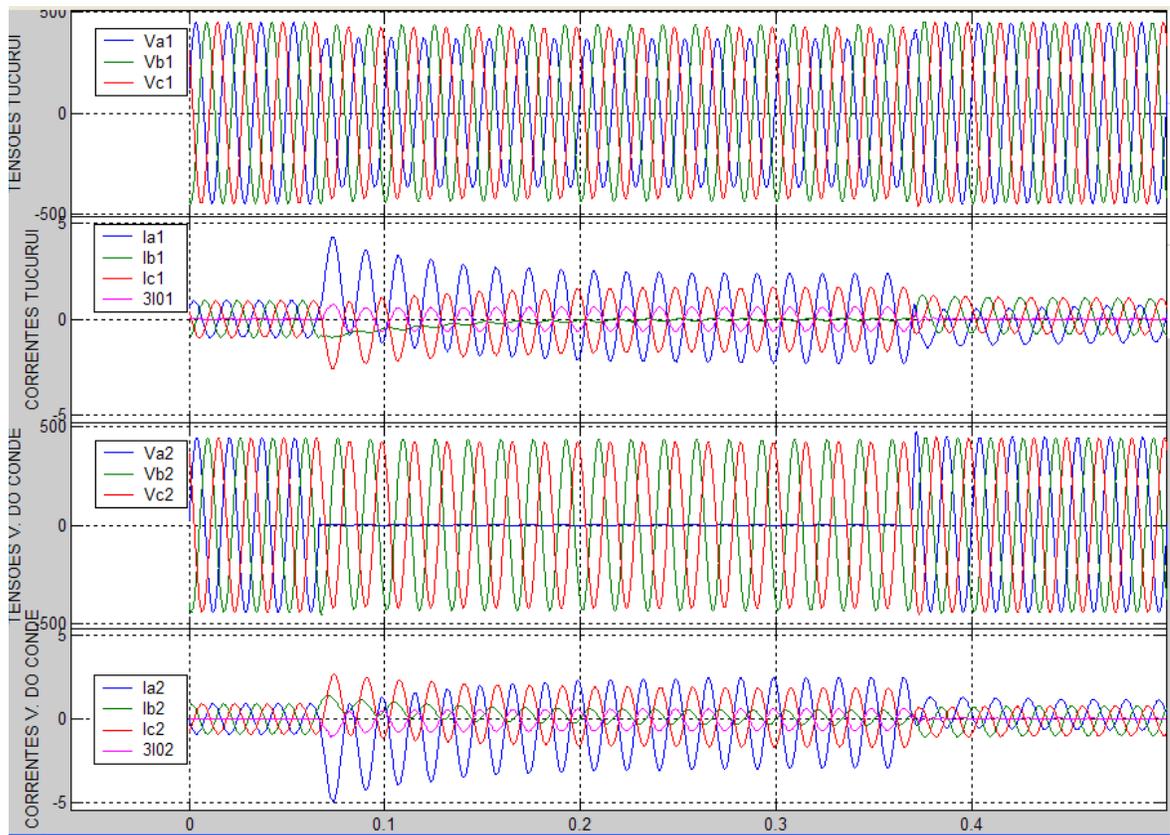


Figura 4.34 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 7

A figura 4.34 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.35 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.33 mostra as atuações das unidades direcionais (67NF e Z3S) no terminal TU, por ser uma falta à frente, e conseqüentemente houve a transmissão do sinal para o terminal VC. Não houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.34 mostra as atuações das unidades 67NR e RX no terminal VC, porém sendo uma falta externa e reversa não houve as atuações das unidades direcionais (67NF, Z2S e Z3S) e conseqüentemente não houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$  e nem a transmissão do sinal para o terminal TU.

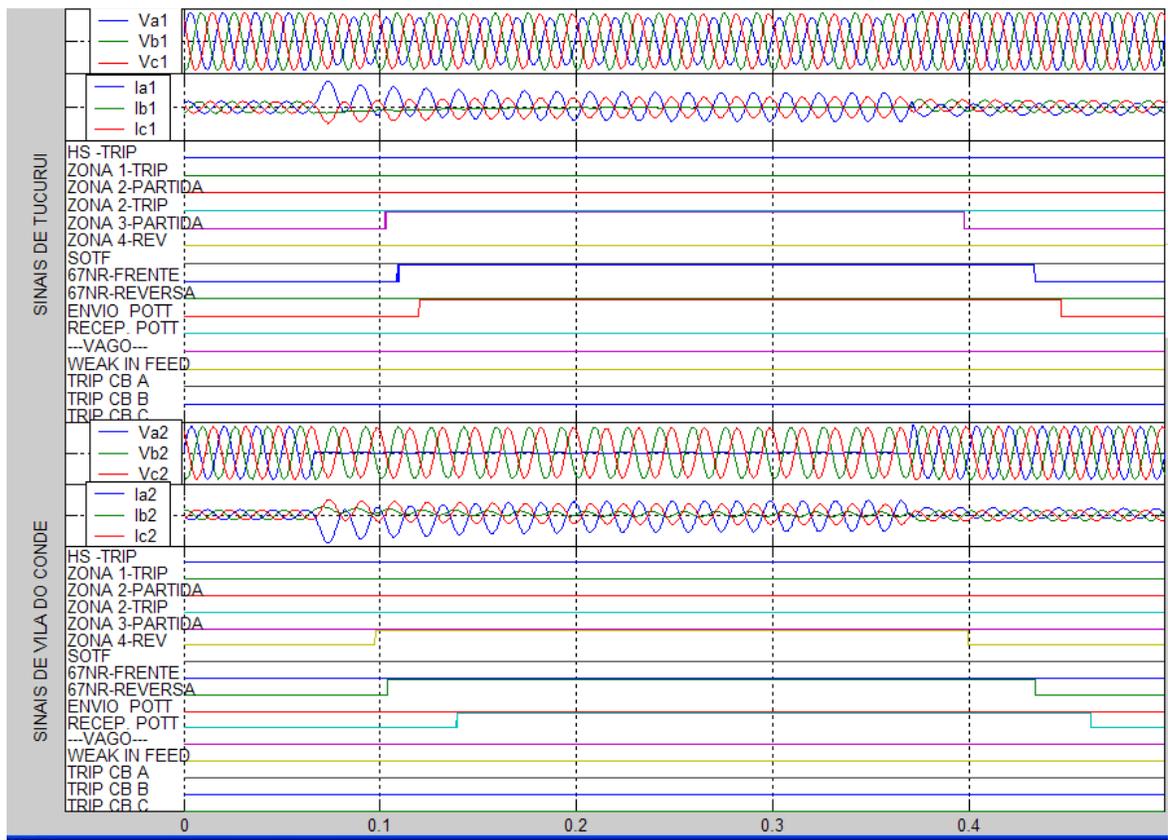


Figura 4.35 – Eventos da falta monofásica na posição 7

Tabela 4.33 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
			X	X		X					

Tabela 4.34 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
					X		X				

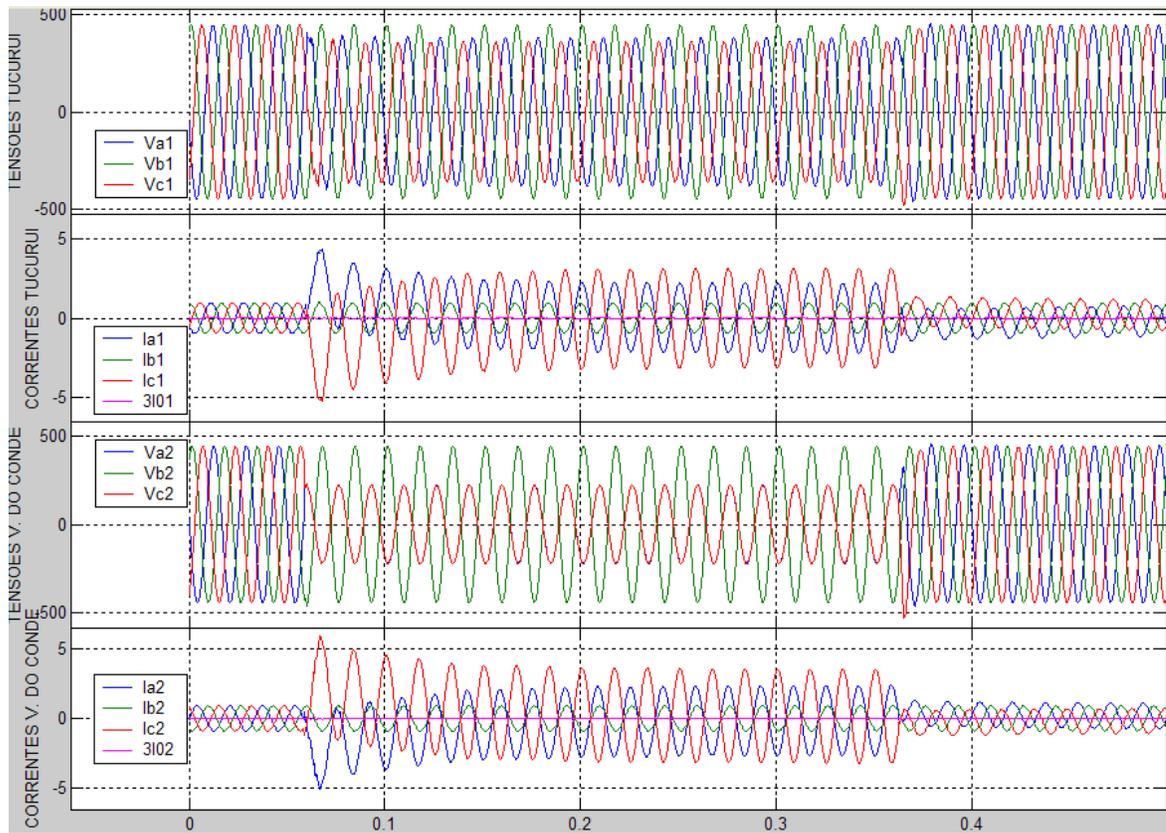


Figura 4.36 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 7

A figura 4.36 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.37 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.35 mostra as atuações das unidades direcionais (Z2S e Z3S) no terminal TU, por ser uma falta à frente, e conseqüentemente houve a transmissão do sinal para o terminal VC. Não houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.36 mostra a atuação da unidade RX no terminal VC, porém sendo uma falta externa e reversa não houve as atuações das unidades direcionais e conseqüentemente não houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$  e nem a transmissão do sinal para o terminal TU.

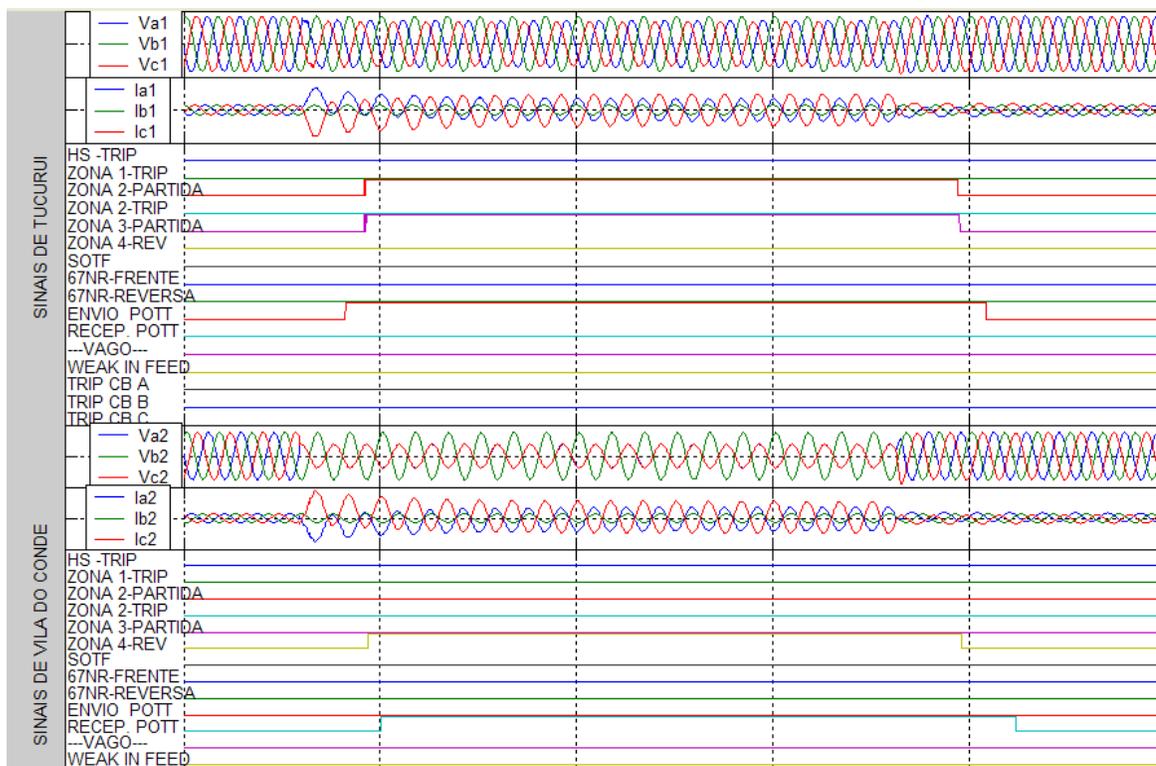


Figura 4.37 – Eventos da falta bifásica na posição 7

Tabela 4.35 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X			X					

Tabela 4.36 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
							X				

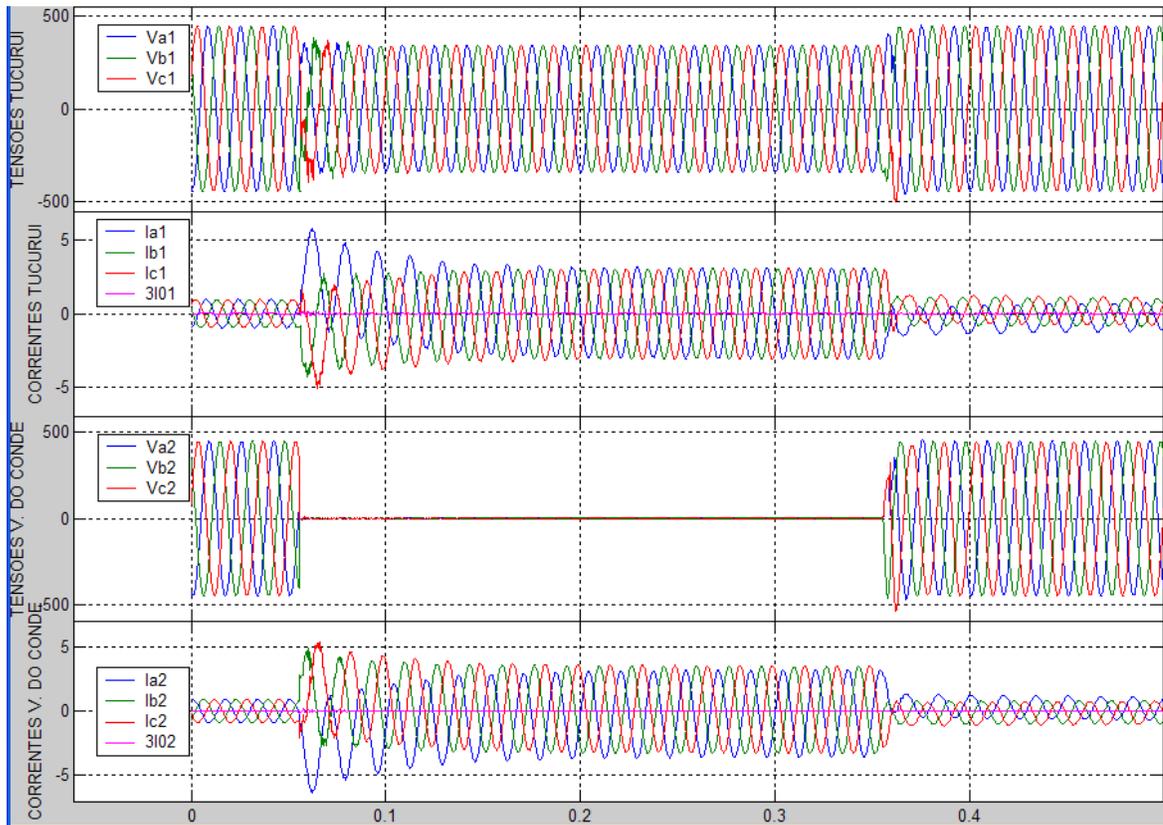


Figura 4.38 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 7

A figura 4.38 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.39 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.37 mostra as atuações das unidades direcionais (Z2S e Z3S) no terminal TU, por ser uma falta à frente, e conseqüentemente houve a transmissão do sinal para o terminal VC. Não houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.38 mostra a atuação da unidade RX no terminal VC, porém sendo uma falta externa e reversa não houve as atuações das unidades direcionais e conseqüentemente não houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$  e nem a transmissão do sinal para o terminal TU.

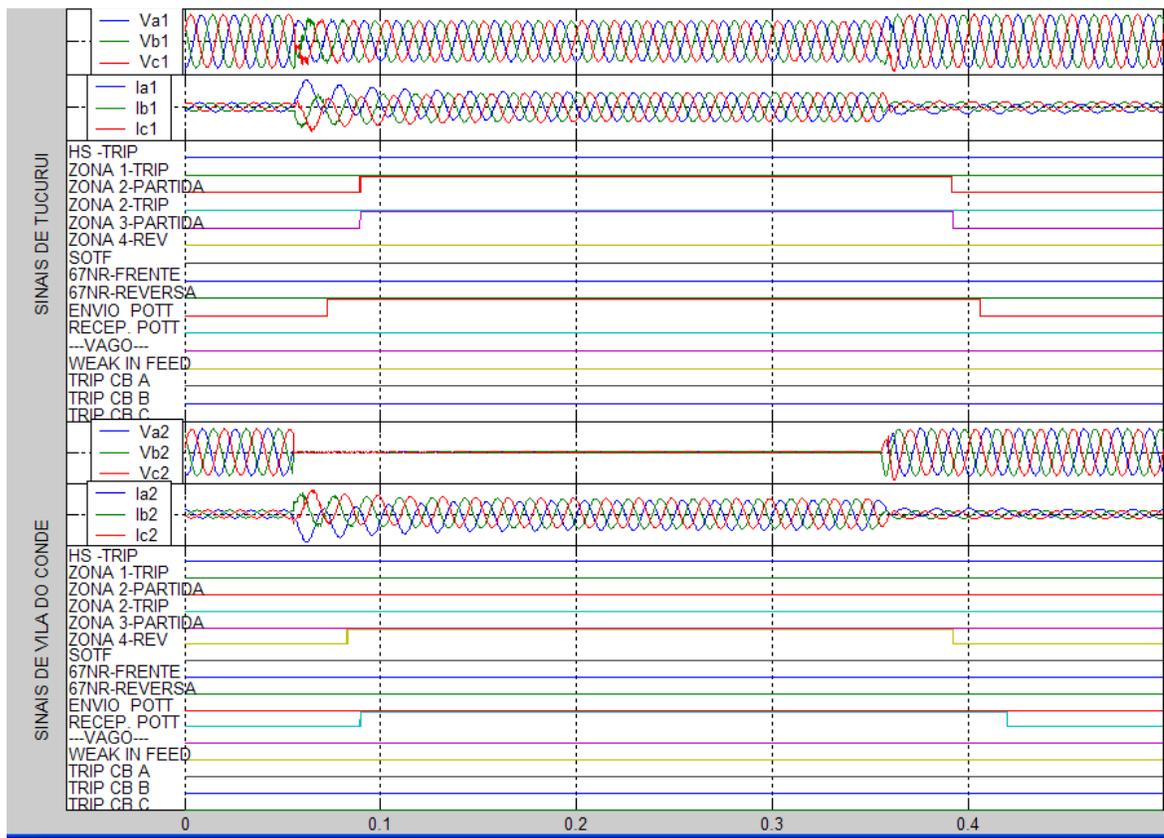


Figura 4.39 – Eventos da falta trifásica na posição 7

Tabela 4.37 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
	X		X			X					

Tabela 4.38 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
							X				

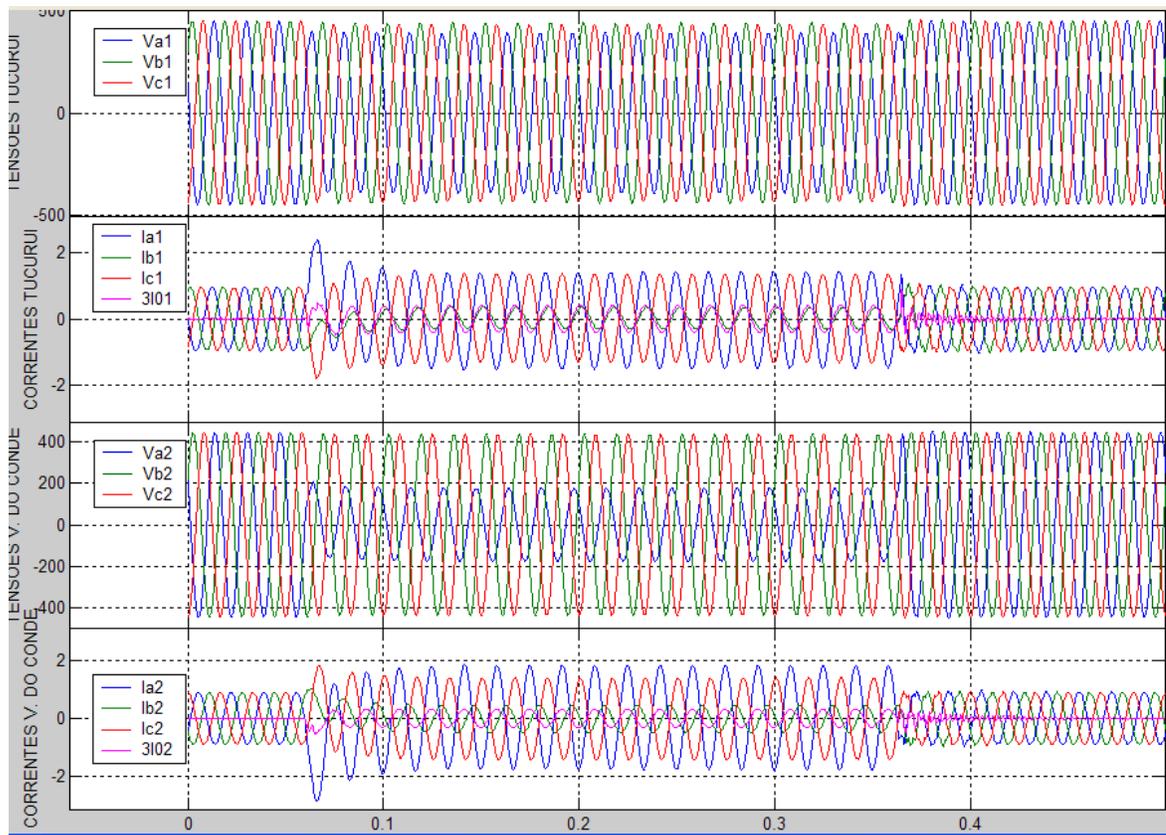


Figura 4.40 – Sinais analógicos da falta monofásica na posição 8

A figura 4.40 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.41 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.39 mostra a atuação da unidade direcional (67NF) no terminal TU, por ser uma falta à frente, e conseqüentemente houve a transmissão do sinal para o terminal VC. Não houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.40 mostra as atuações das unidades 67NR e RX no terminal VC, porém sendo uma falta externa e reversa não houve as atuações das unidades direcionais e conseqüentemente não houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$  e nem a transmissão do sinal para o terminal TU.

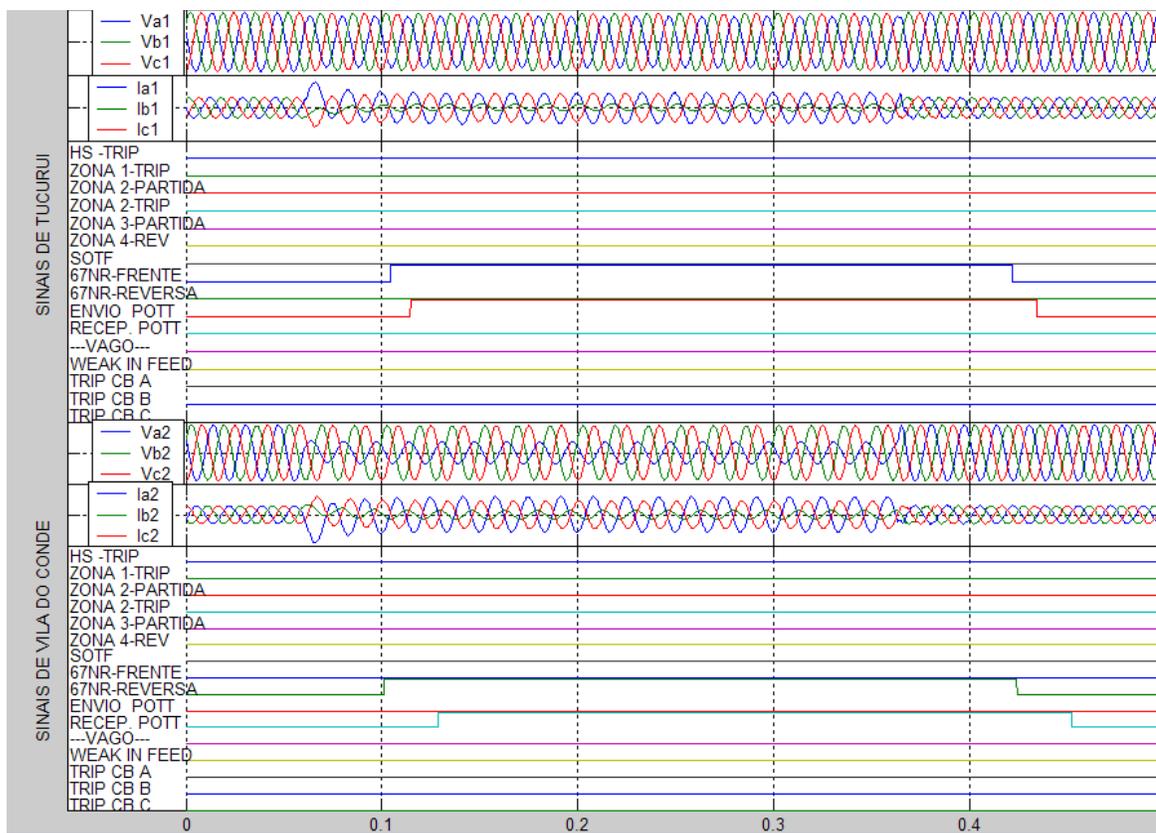


Figura 4.41 – Eventos da falta monofásica na posição 8

Tabela 4.39 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
				X		X					

Tabela 4.40 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
					X		X				

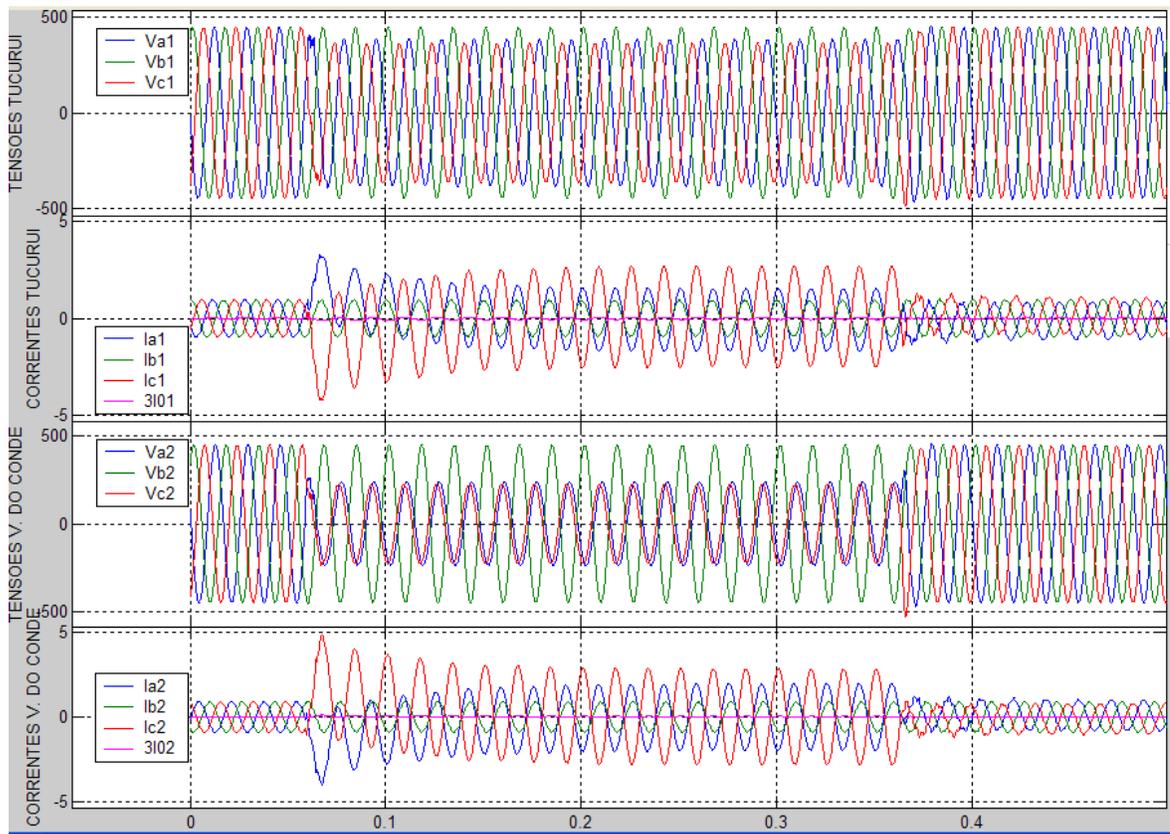


Figura 4.42 – Sinais analógicos da falta bifásica na posição 8

A figura 4.42 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.43 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.41 mostra a atuação da unidade direcional (Z3S) no terminal TU, por ser uma falta à frente, e conseqüentemente houve a transmissão do sinal para o terminal VC. Não houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.42 mostra a atuação da unidade RX no terminal VC, porém sendo uma falta externa e reversa não houve as atuações das unidades direcionais e conseqüentemente não houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$  e nem a transmissão do sinal para o terminal TU.

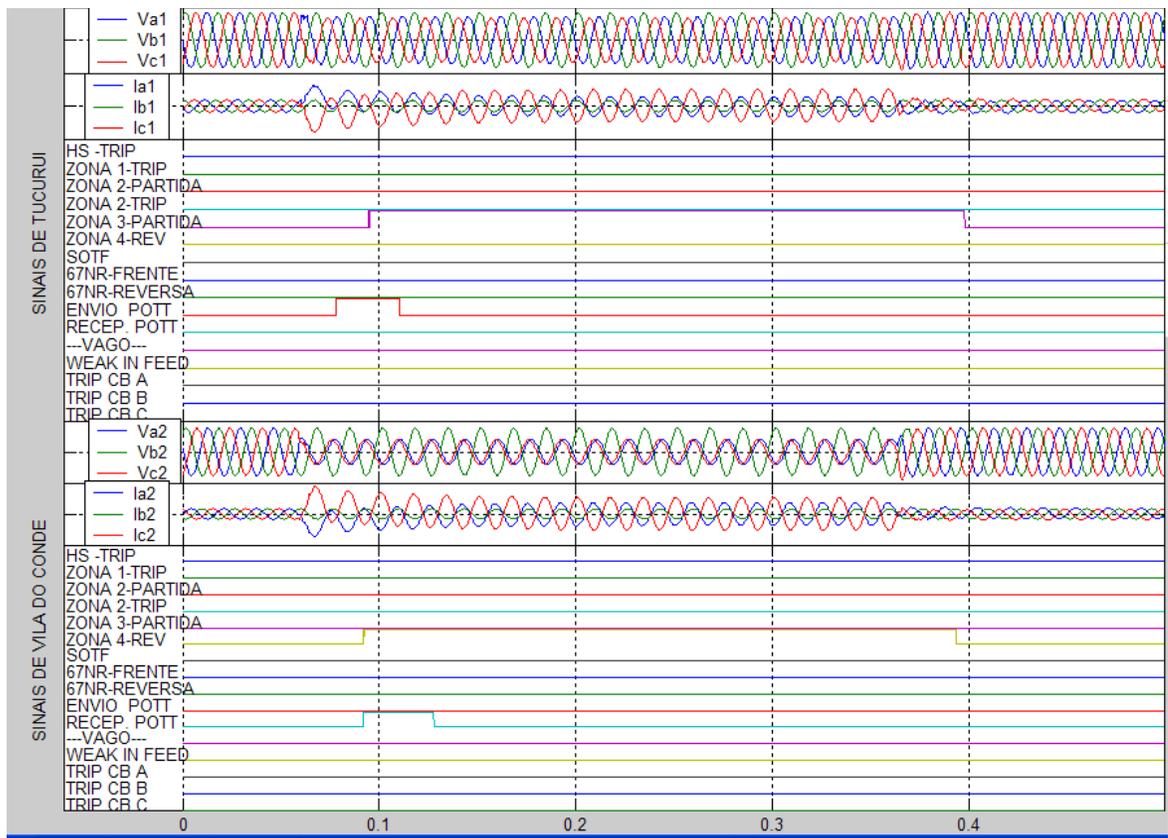


Figura 4.43 – Eventos da falta bifásica na posição 8

Tabela 4.41 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
			X			X					

Tabela 4.42 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
							X				

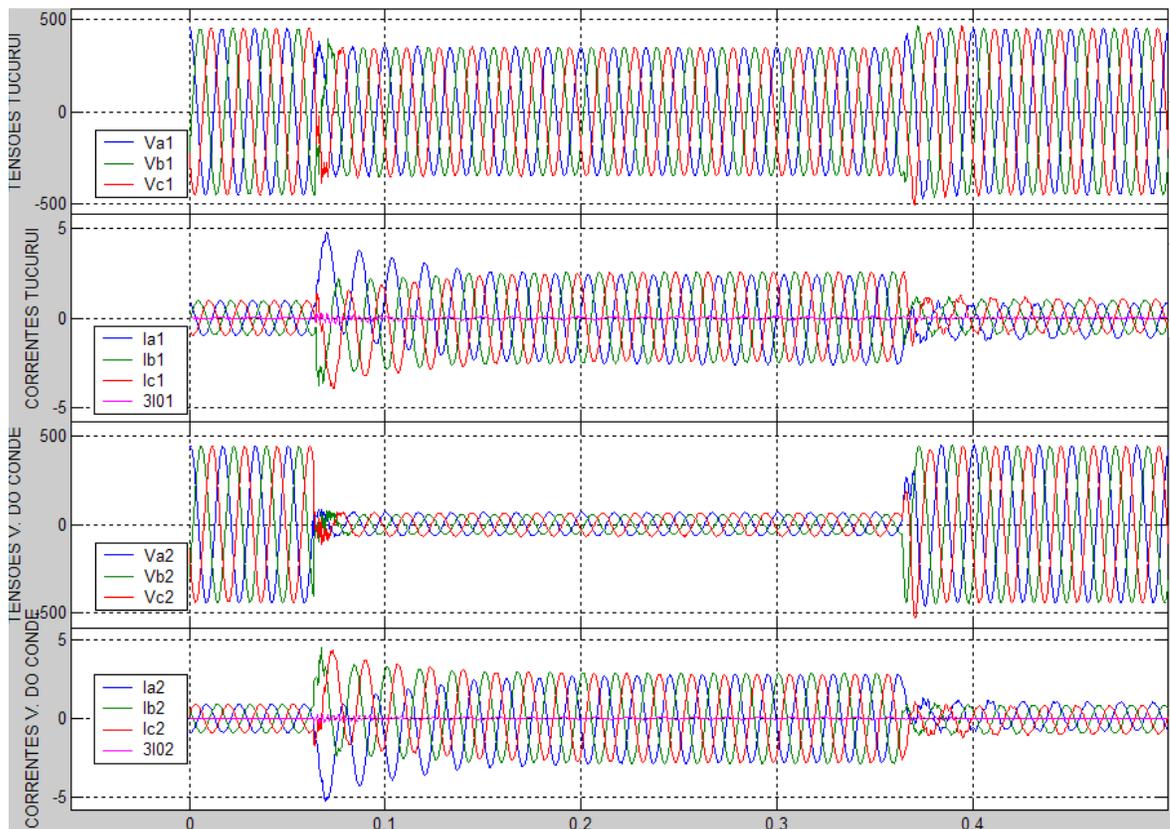


Figura 4.44 – Sinais analógicos da falta trifásica na posição 8

A figura 4.44 mostra os sinais analógicos da falta e a figura 4.45 os eventos da mesma falta.

A tabela 4.43 mostra a atuação da unidade direcional (Z3S) no terminal TU, por ser uma falta à frente, e conseqüentemente houve a transmissão do sinal para o terminal VC. Não houve o disparo do disjuntor  $CB_{TU}$ .

A tabela 4.44 mostra a atuação da unidade RX no terminal VC, porém sendo uma falta externa e reversa não houve as atuações das unidades direcionais e conseqüentemente não houve o disparo do disjuntor  $CB_{VC}$  e nem a transmissão do sinal para o terminal TU.

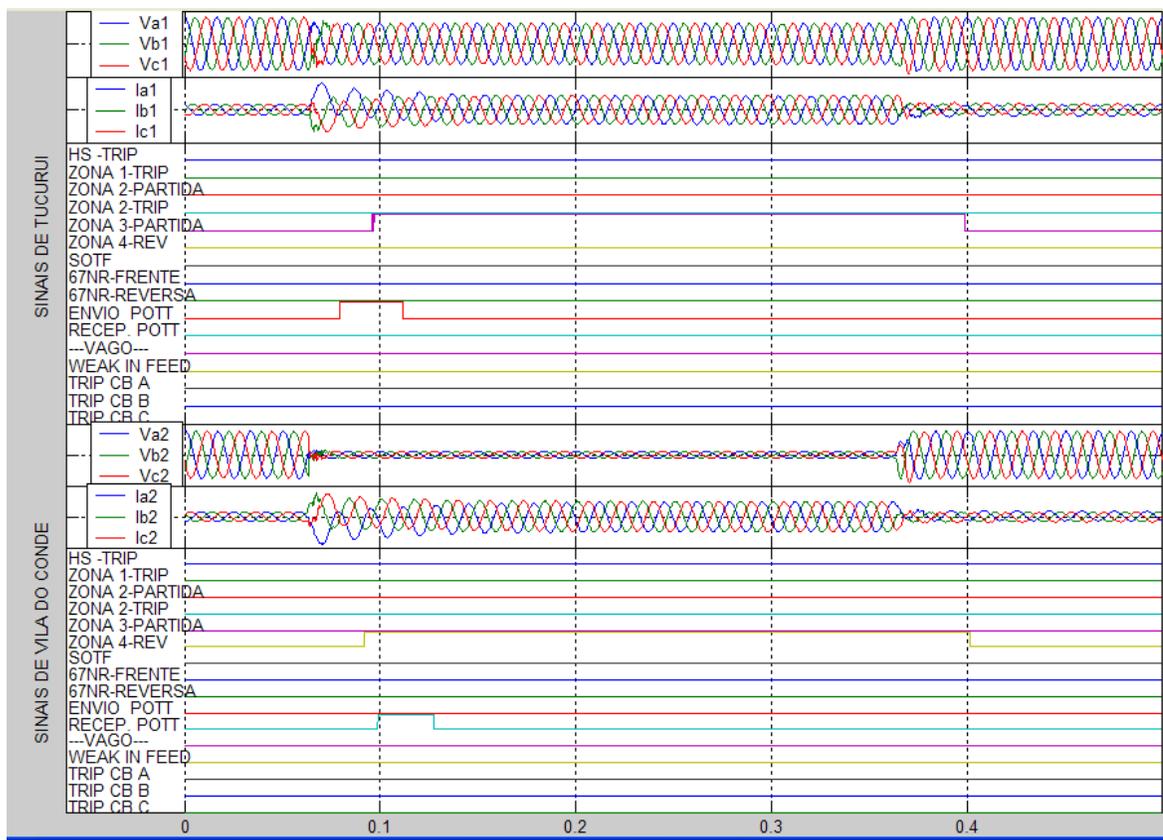


Figura 4.45 – Eventos da falta trifásica na posição 8

Tabela 4.43 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Tucuruí

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
			X			X					

Tabela 4.44 – Desempenho do sistema de proteção no terminal Vila do Conde

Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	67NF	67NR	TX	RX	A	B	C	t(ms)
							X				



## **CAPÍTULO 5**

### **5 SIMULAÇÕES NO MODELO COMPUTACIONAL**

#### **5.1. Introdução**

Neste Capítulo está sendo descrito e implementado o modelo computacional do relé de distância, tendo como objetivo verificar:

- Filtragem analógica passa-baixa anti-aliasing
- Filtragem digital da componente contínua da corrente assimétrica de curto-circuito
- Filtragem digital dos sinais amostrados (algoritmo de Fourier)
- Trajetória da impedância de falta no plano R-X

#### **5.2. Diagrama de blocos do modelo computacional**

Na figura 5.1 é mostrado o diagrama de blocos do modelo computacional

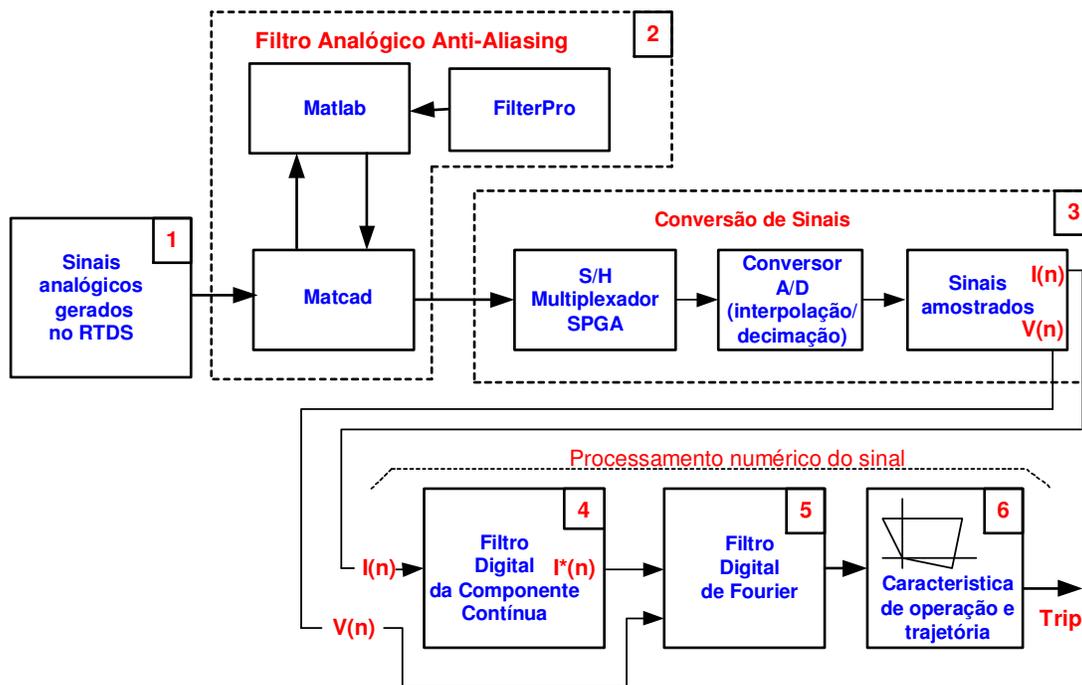


Figura 5.1 – Diagrama de blocos do modelo computacional para simulação dos algoritmos do relé de distância

### 5.2.1. Sinais analógicos de entrada (bloco 1)

O bloco 1 do diagrama refere-se aos arquivos \*.dat e \*.mpb de dados gerados nas simulações das faltas no RTDS, parametrizados com passo de integração na Frequência de amostragem de 8,064 kHz e intervalos de amostragem de 124  $\mu$ s com 4032 amostras e tempo da simulação de 500ms e que são lidos e exteriorizados pelo programa Mathcad<sup>TM</sup>.

Como exemplo são mostradas nas figuras 5.2 a 5.5 os sinais de tensões e corrente de uma falta monofásica na posição 4 da LT 500 kV Tucuruí Vila do Conde, C#1 nos dois terminais.

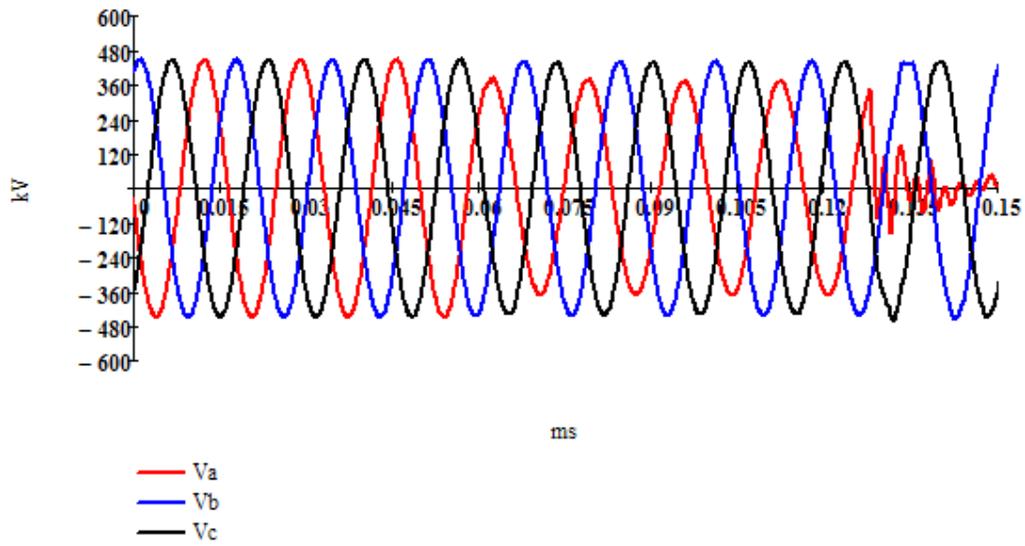


Figura 5.2 - Tensões no terminal Tucuruí

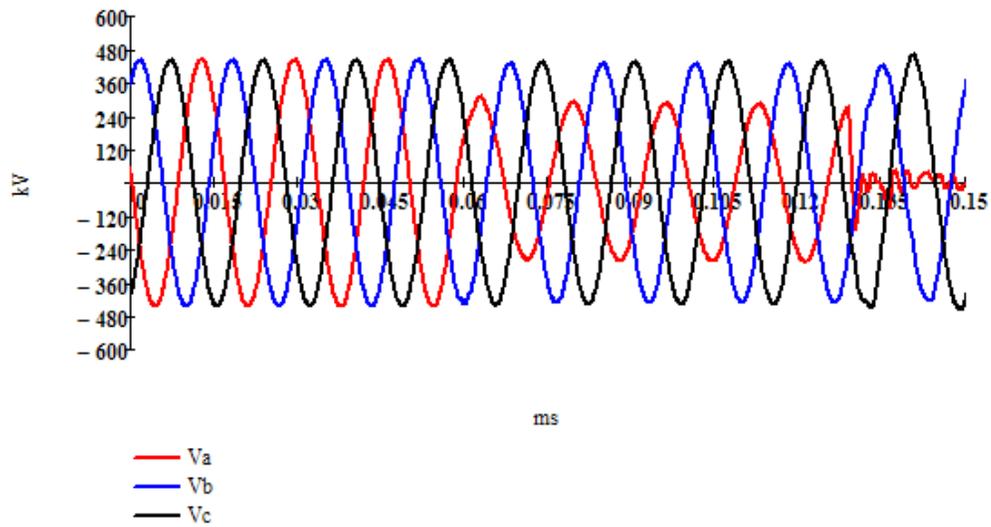


Figura 5.3 - Tensões no terminal Vila do Conde

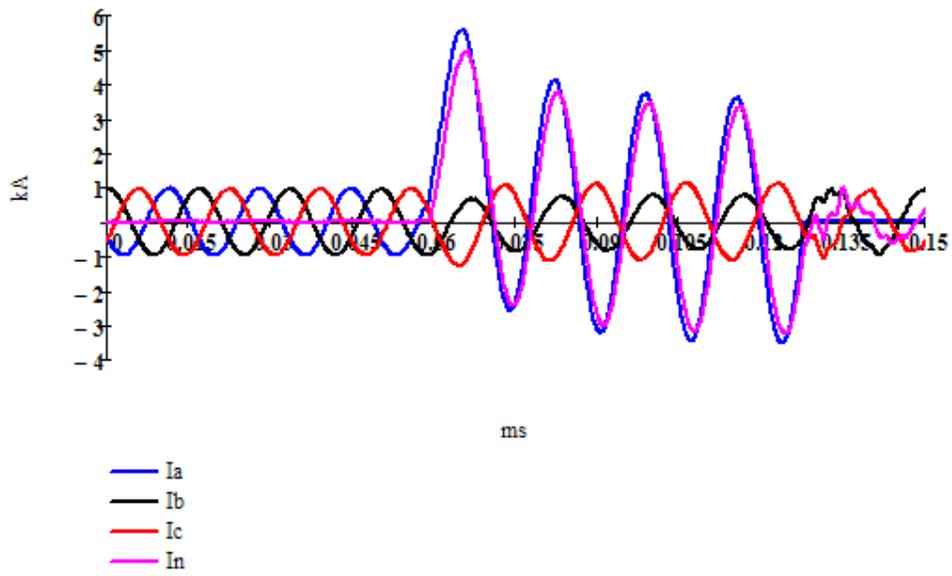


Figura 5.4 - Correntes no terminal Tucuruí

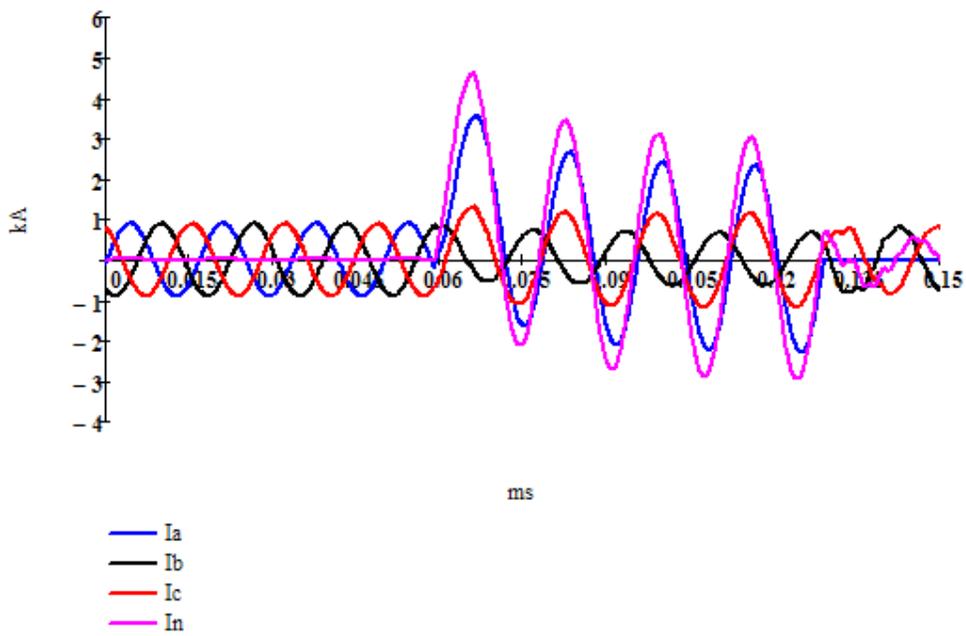


Figura 5.5 - Correntes no terminal Vila do Conde

## 5.2.2. Filtro analógico anti-aliasing (bloco 2)

Os sinais analógicos de entrada foram tratados pelos três aplicativos citados na sequencia:

- FilterPro™ é um software para o projeto de filtro ativo [69].
- Mathcad™ é um software que possibilita a avaliação numérica e simbólica de expressões matemáticas, a construção de gráficos [70], a construção de algoritmos para a realização de tarefas matemáticas
- Matlab™ é um software interativo de alta performance voltado para o cálculo numérico, que integra análise numérica, cálculo com matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos em ambiente fácil de usar onde problemas e soluções são expressos somente como eles são escritos matematicamente, ao contrário da programação tradicional [71].

Após a análise foi adotado o filtro ativo passa-baixo Butterworth de terceira ordem com topologia Sallen-Key, com frequência de corte de 232 Hz, atenuação mínima de -60 dB/década, atenuação máxima de -3 dB/década e ganho unitário. Neste estudo, utilizamos a frequência de amostragem de 960 Hz de forma a assegurar que o sinal possa ser amostrado e limitado em seu conteúdo espectral para evitar aliasing. A função de transferência é mostrada na equação 5.1 e cujos parâmetros foram baseados na referência [48].

$$H_3(s) = \frac{3,259 \times 10^9}{s^3 + (2,961 \times 10^3)s^2 + (4,94 \times 10^6)s + 3,259 \times 10^9} \quad (5.1)$$

As figuras 5.6 a 5.8 mostram os sinais antes e após a filtragem anti-aliasing

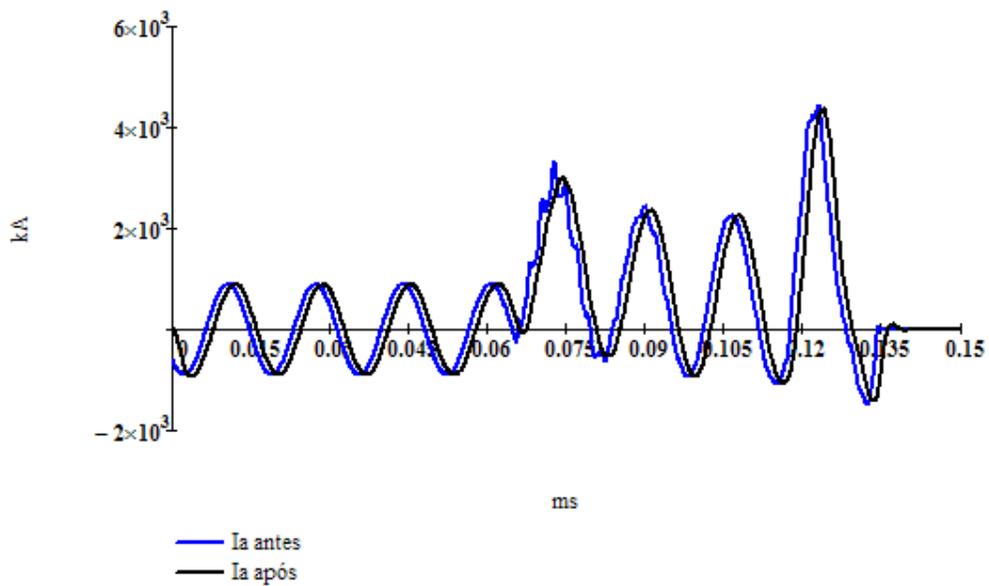


Figura 5.6 – Corrente da fase a para falta trifásica na posição 2 em Vila do Conde antes e após a filtragem anti-aliasing

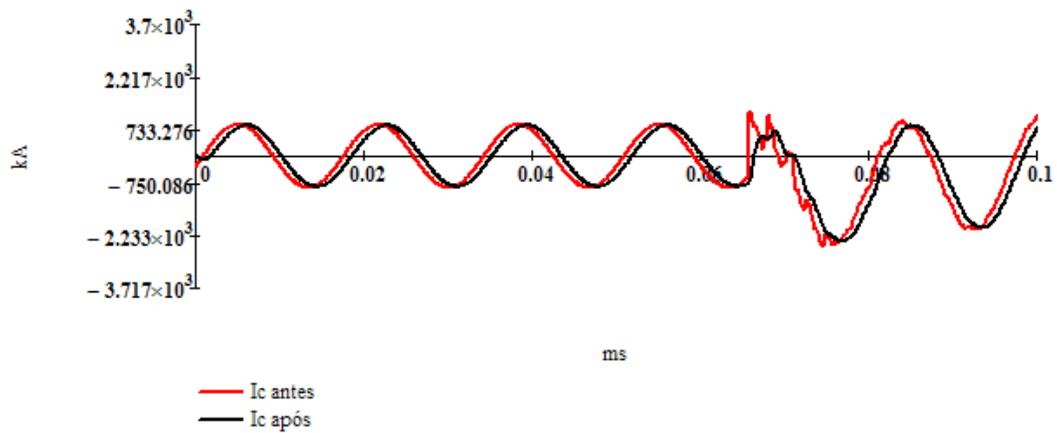


Figura 5.7 – Corrente da fase c de falta trifásica na posição 2 em Vila do Conde antes e após a filtragem anti-aliasing

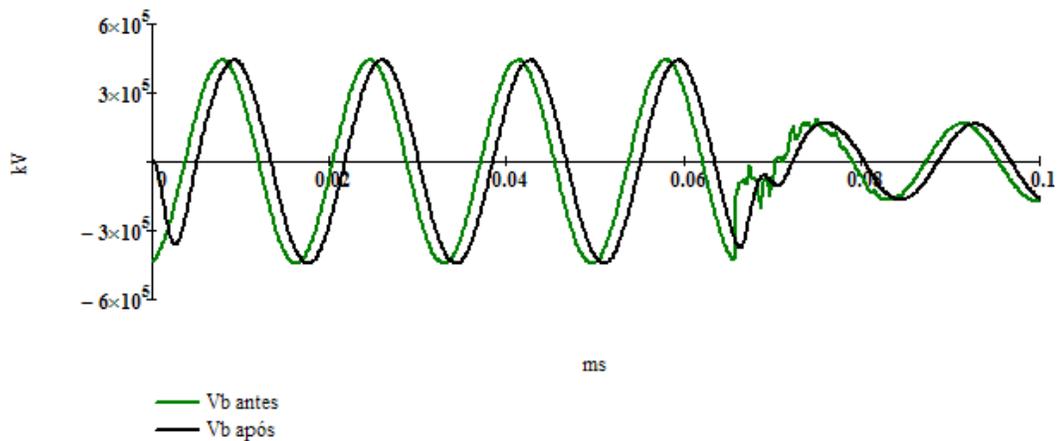


Figura 5.8 – Tensão da fase b para falta trifásica na posição 2 em Vila do Conde antes e após a filtragem anti-aliasing

### 5.2.3. Conversão dos sinais A/D (bloco 3)

O bloco 3 refere-se a amostragem, multiplexação e conversão A/D. Como exemplo é mostrada na figura 5.9 o curto-circuito monofásico (fase a) na posição 4.

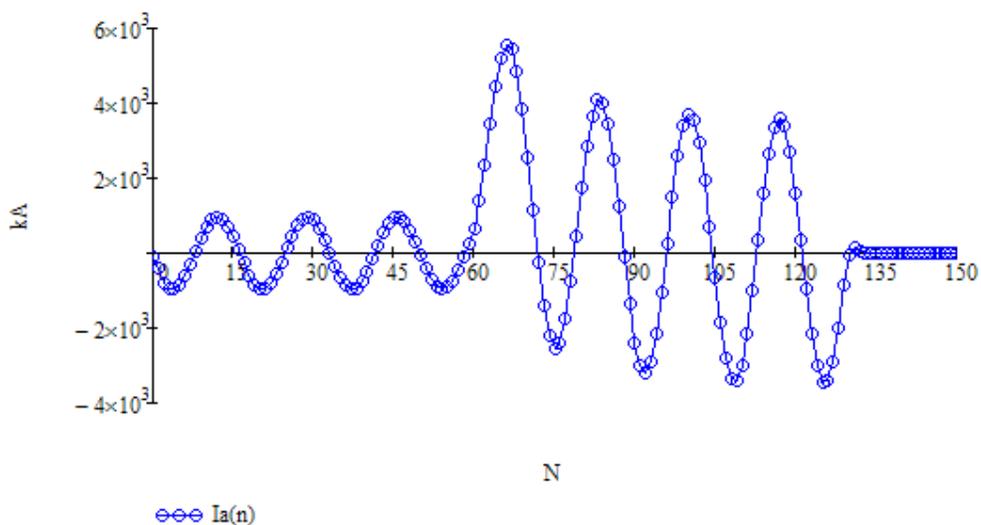


Figura 5.9 – Sinal amostrado

#### 5.2.4. Filtro digital da componente contínua da corrente assimétrica de curto-circuito (bloco 4)

A componente contínua da corrente assimétrica de curto-circuito deve ser pré-filtrada antes de processar o algoritmo de Fourier. Esta pré-filtragem é necessária para evitar o cálculo incorreto da impedância aparente e conseqüentemente o sobrealcance da zona do relé de distância.

Neste trabalho foi utilizado o conceito do algoritmo desenvolvido por Kezunovic M. e Chen Q. da referência [72]. Desta forma, a filtragem da componente contínua pode ser removida usando a equação 5.2.

$$I_c(n) = I(n) - \left[ \frac{I(n) + I\left(n - \frac{N}{2}\right)}{1 + e^{\left(\frac{\pi}{\tan \theta}\right)}} \right] \quad (5.2)$$

$I(n)$ : valor atual da corrente amostrada

$n$  = índice das amostras

$I(n-N/2)$ : valor da corrente amostrada em meio ciclo anterior.

$N$ : número de amostras/ciclo

$\theta$ : ângulo da linha de transmissão,

$I_c(n)$ : valor corrigido de  $I(n)$

As figuras 5.10 e 5.11 mostram o sinal da corrente de falta monofásica da fase A no terminal de Tucuruí e o mesmo sinal da corrente reduzindo o efeito da componente contínua.

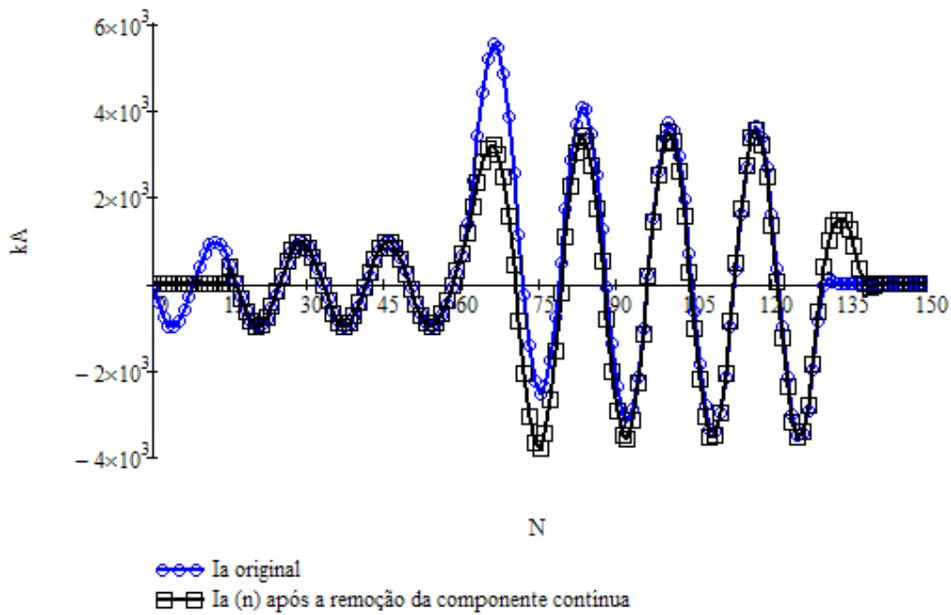


Figura 5.10 – Corrente de falta monofásica na posição 4 no terminal Tucuruí antes e após a remoção da componente contínua

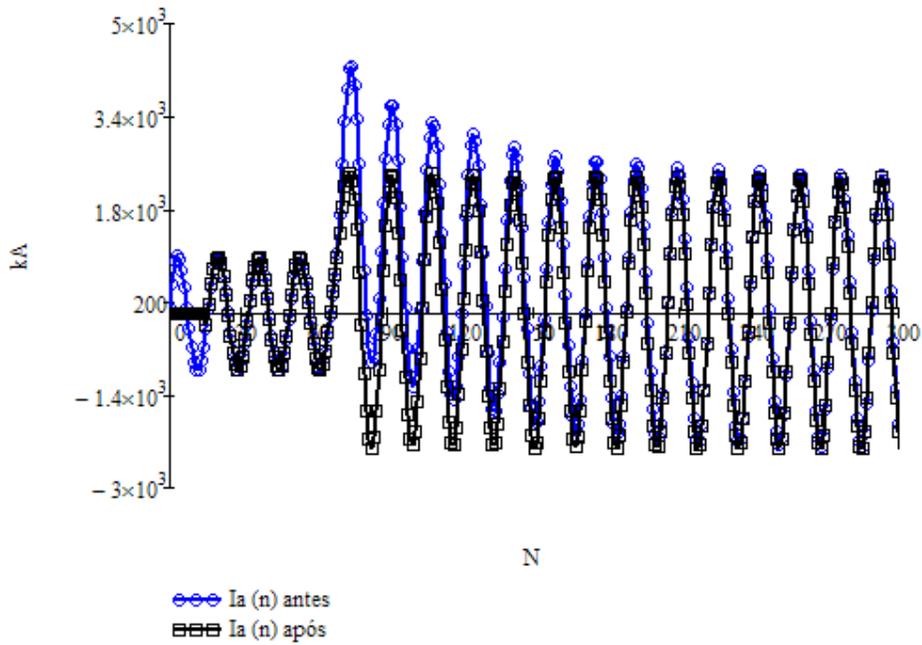


Figura 5.11 – Corrente de falta monofásica na posição 7 no terminal Tucuruí antes e após a remoção da componente contínua

### 5.2.5. Algoritmo de Fourier (Bloco 5)

A figura 5.12 mostra todas as etapas que passa o sinal até o processamento do algoritmo de Fourier

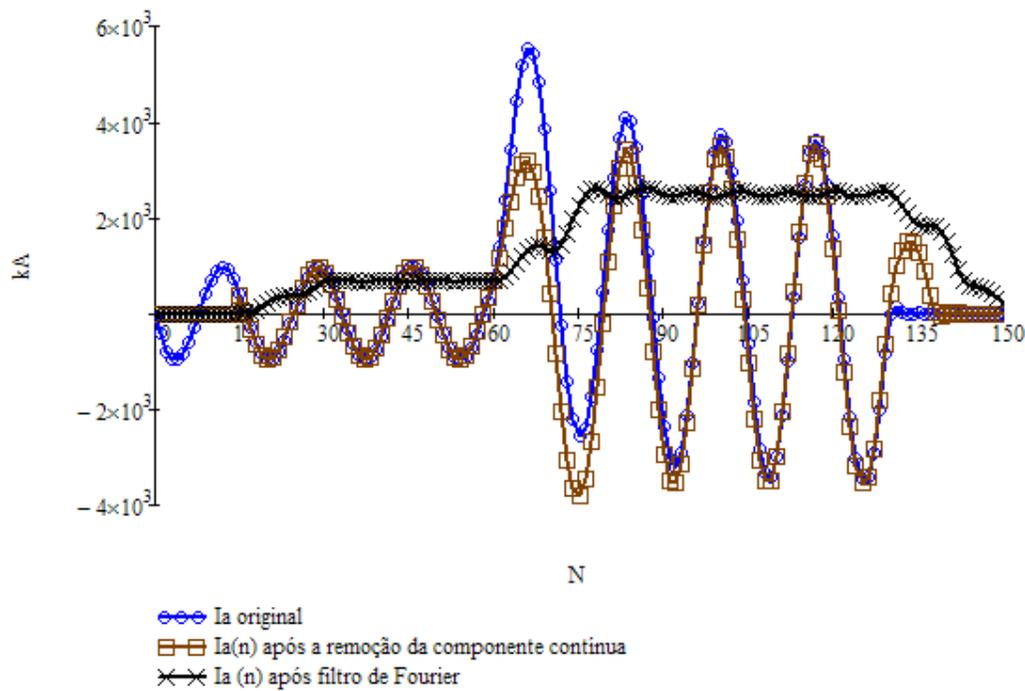


Figura 5.12 – Corrente de falta monofásica na posição 4 após o filtro de Fourier de um ciclo

### 5.2.6. Características do relé e trajetórias das impedâncias de faltas (Bloco 6)

Com base nos sinais estimados através do filtro digital de Fourier de um ciclo, foram verificadas as trajetórias das impedâncias de faltas vistas pelo terminal Tucuruí no plano R-X e confrontá-las com as características quadrilaterais do relé de distância. Esta confrontação permite determinar se as faltas são internas ou externas à zonas de proteção mostradas nas figuras 5.13 a 5.30.

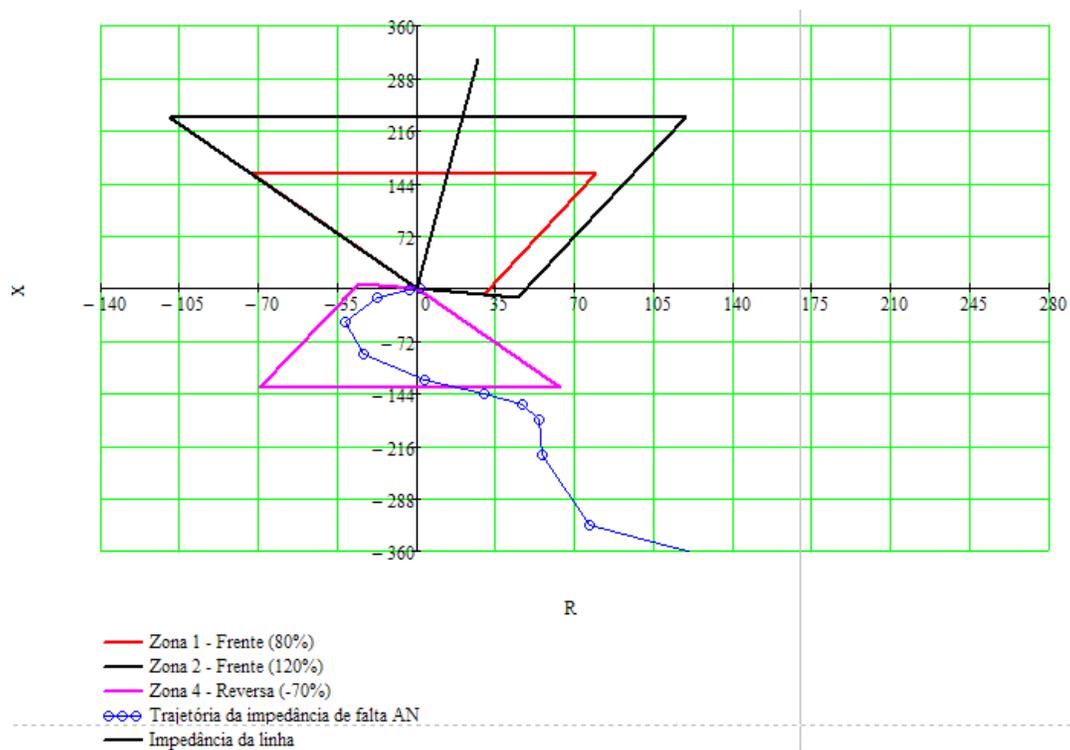


Figura 5.13 – Falta monofásica na posição 1 do terminal Tucuruí

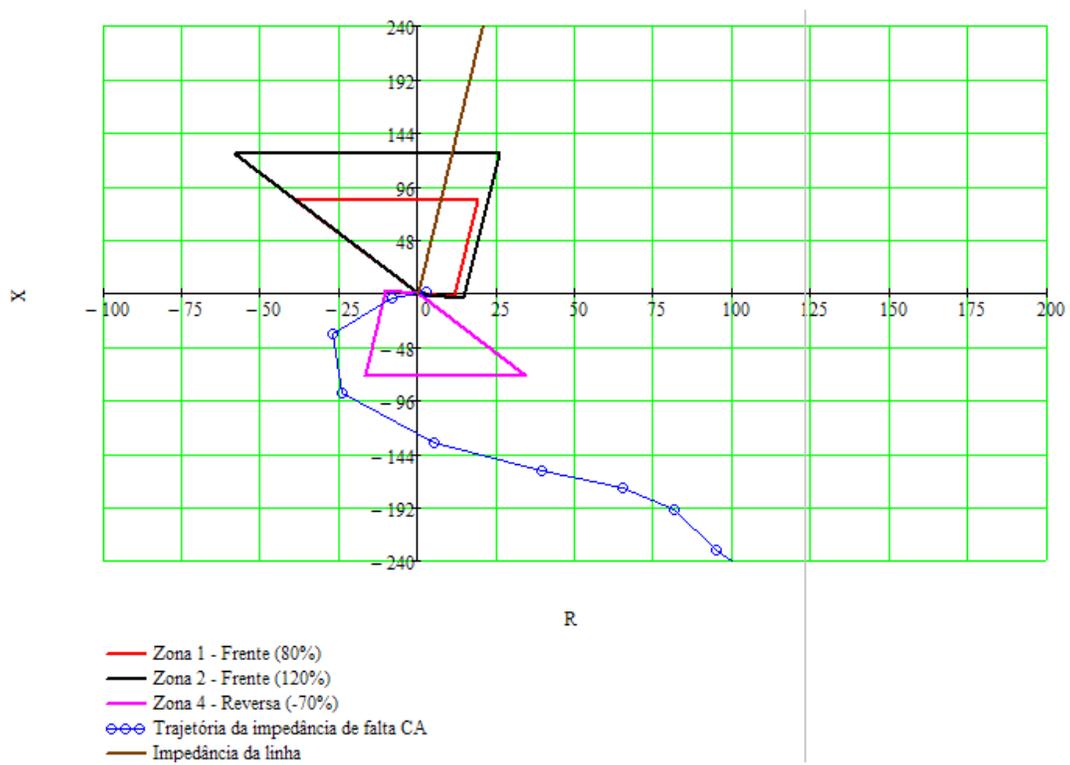


Figura 5.14 – Falta bifásica na posição 1 do terminal Tucuruí

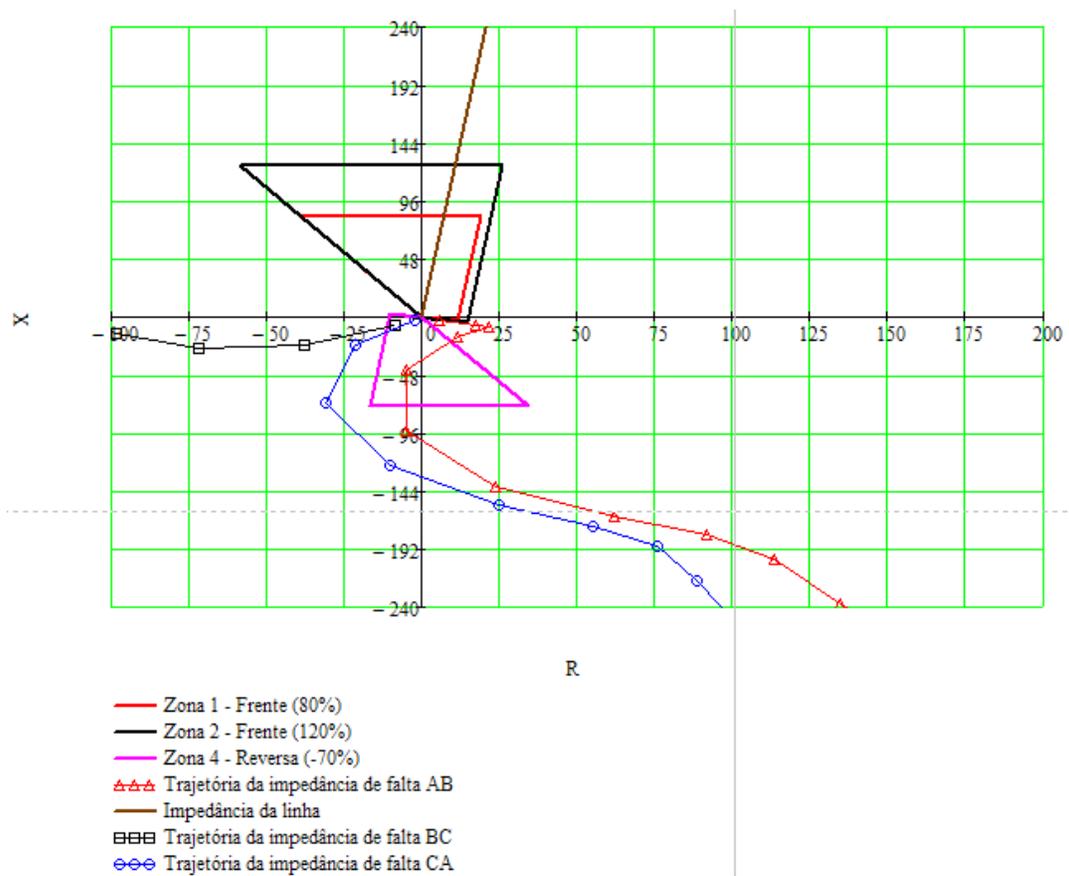


Figura 5.15 – Falta trifásica na posição 1 do terminal Tucuruí

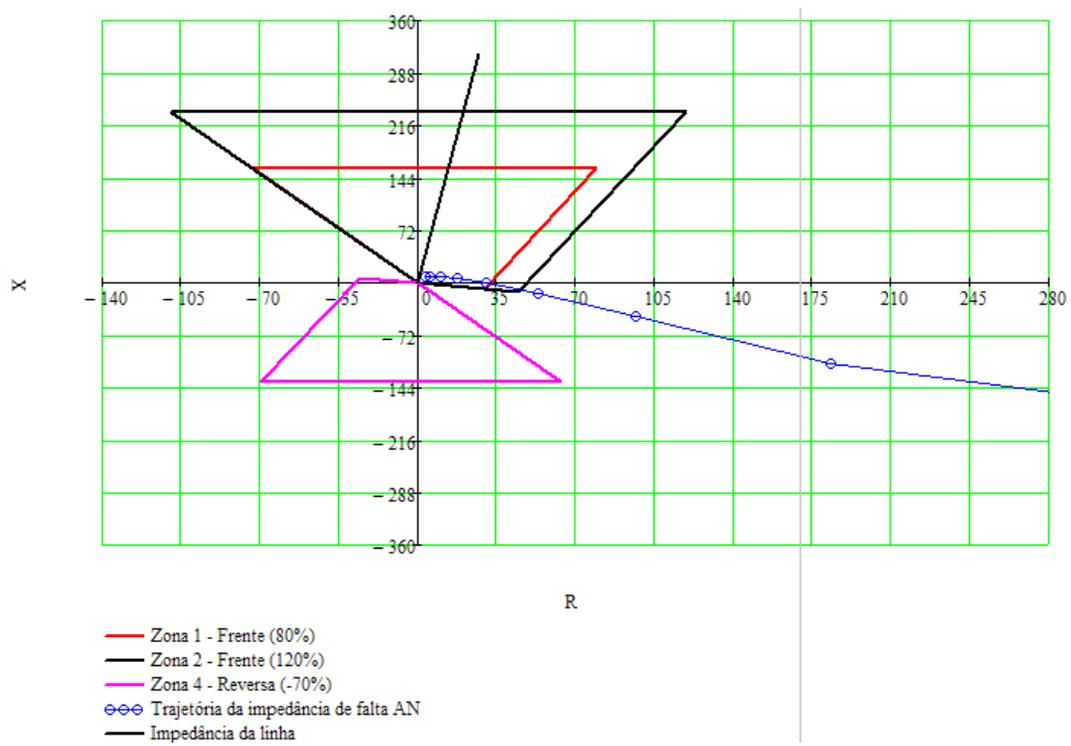


Figura 5.16 – Falta monofásica na posição 2 do terminal Tucuruí

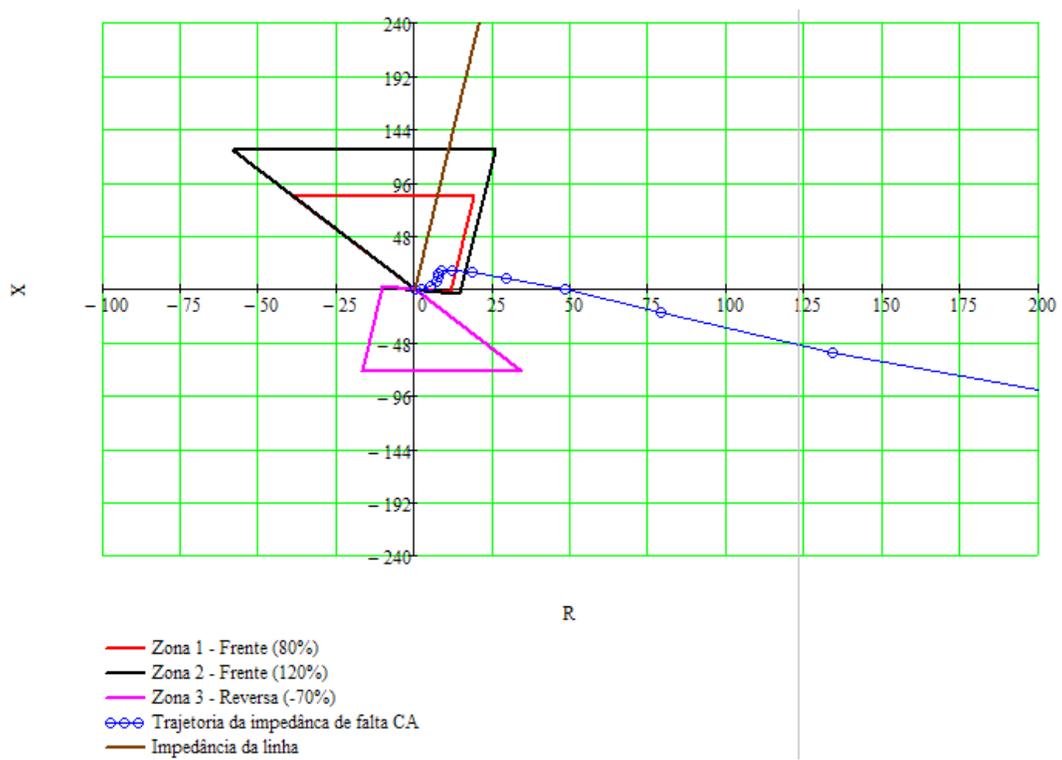


Figura 5.17 – Falta bifásica na posição 2 do terminal Tucuruí

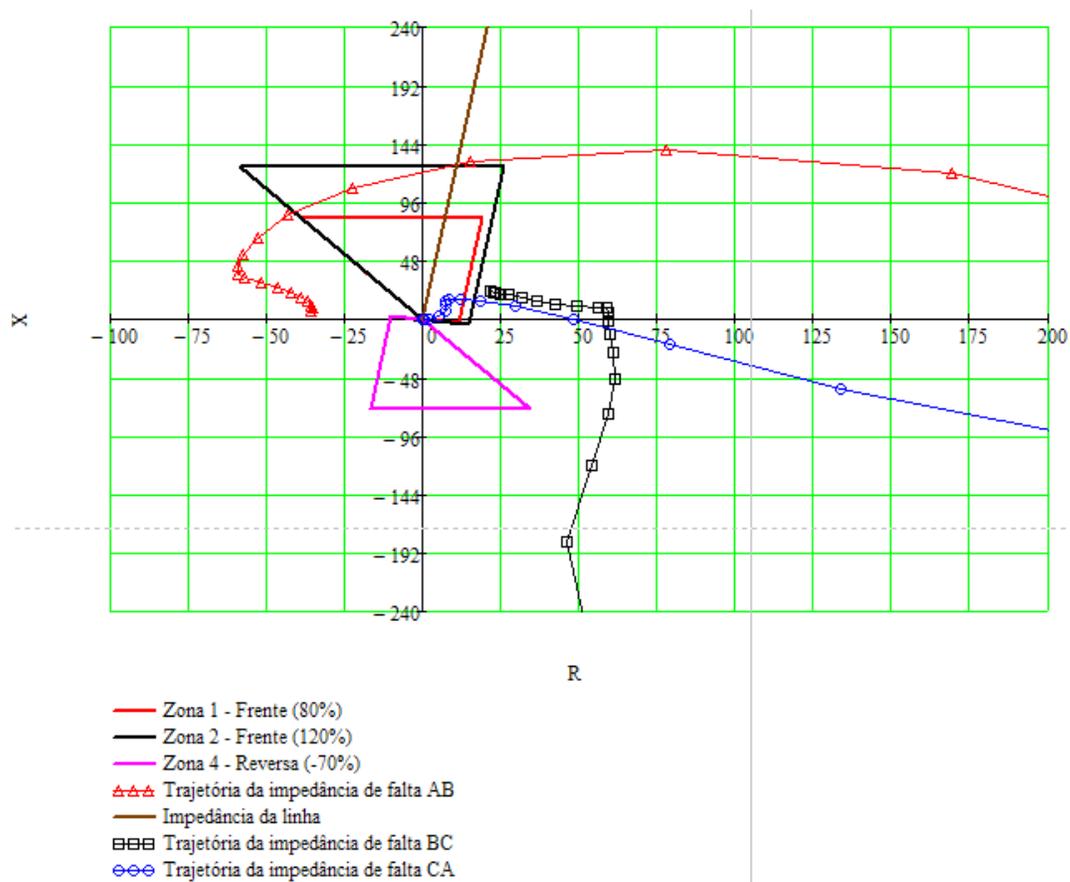


Figura 5.18 – Falta trifásica na posição 2 do terminal Tucuruí

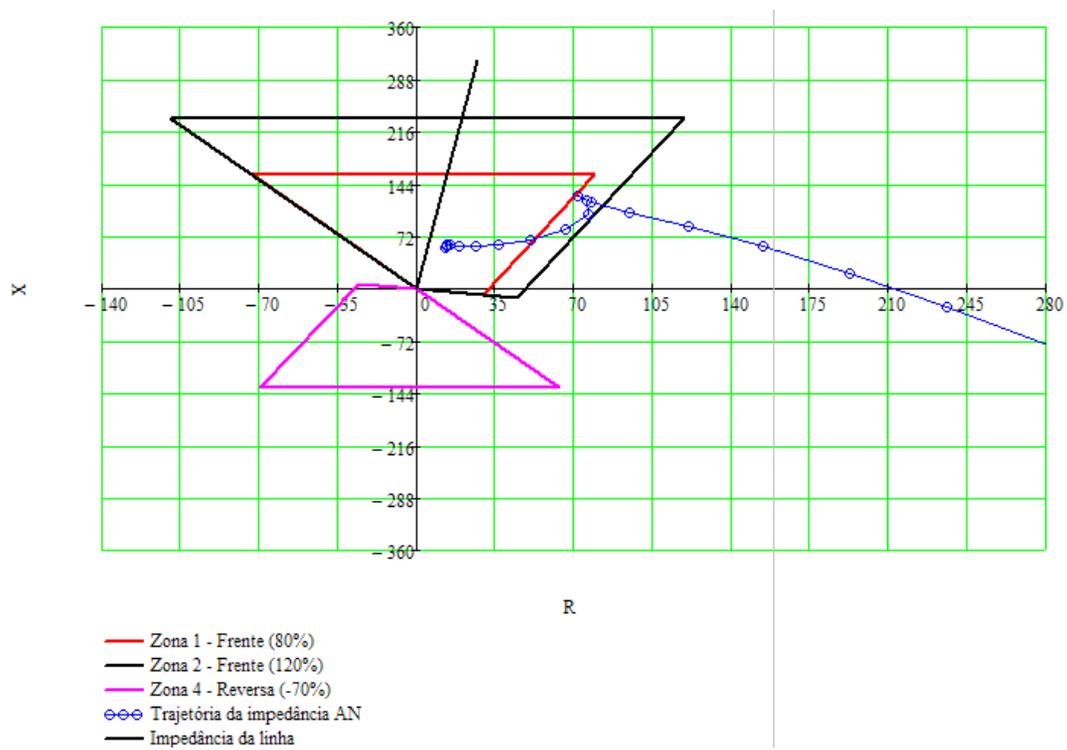


Figura 5.19 – Falta monofásica na posição 4 do terminal Tucuruí

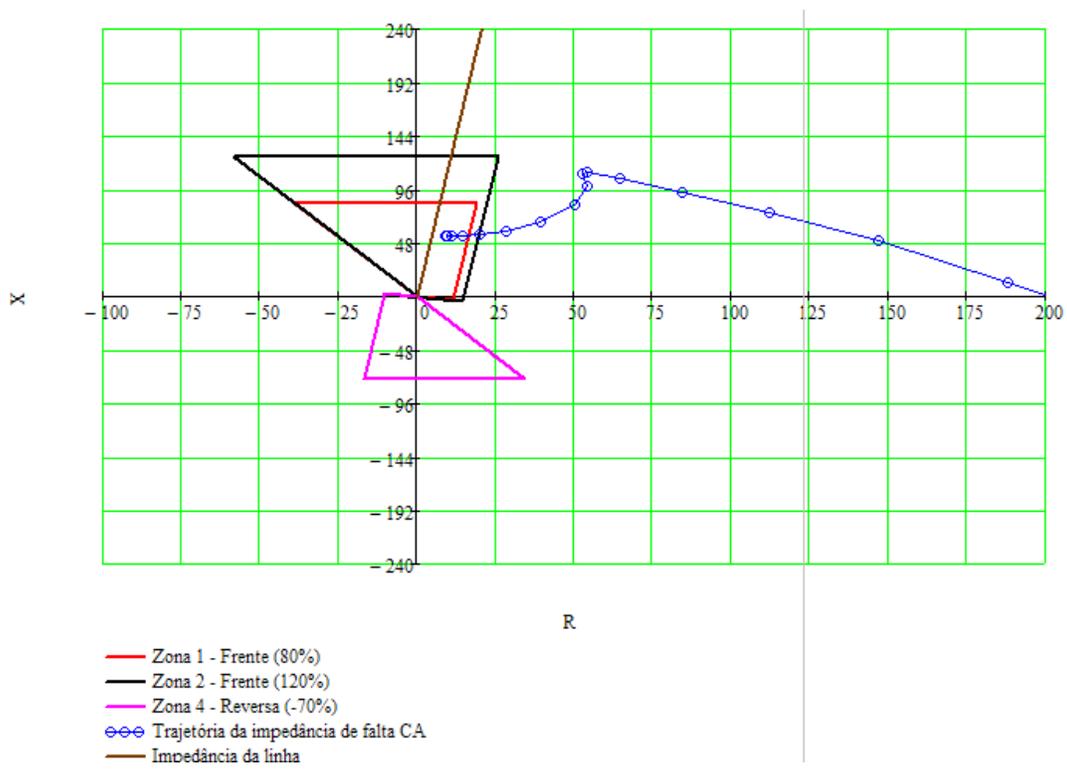


Figura 5.20 – Falta bifásica na posição 4 do terminal Tucuruí

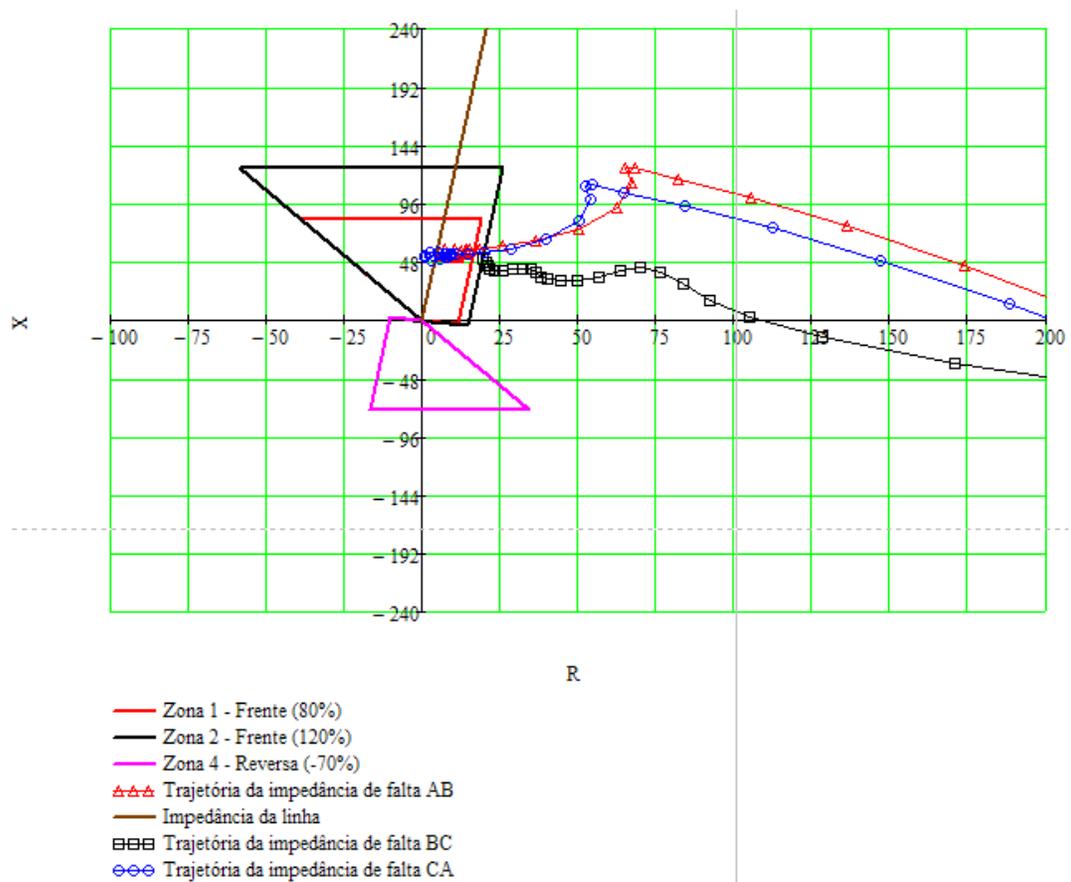


Figura 5.21 – Falta trifásica na posição 4 do terminal Tucuruí

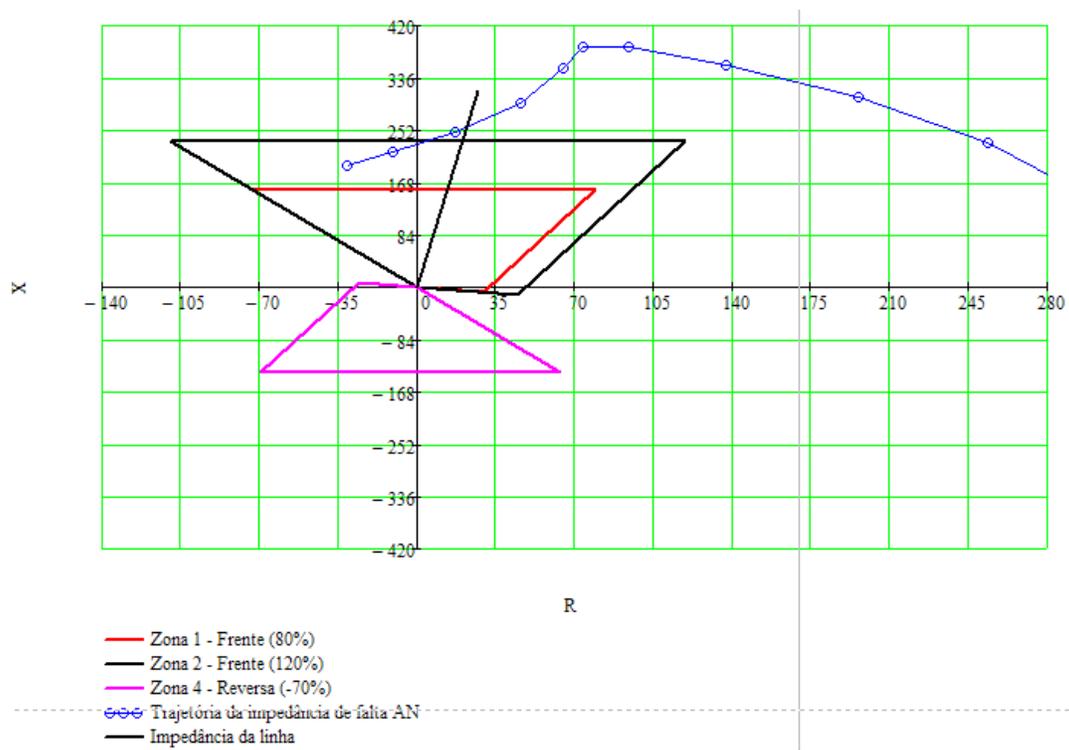


Figura 5.22 – Falta monofásica na posição 6 do terminal Tucuruí

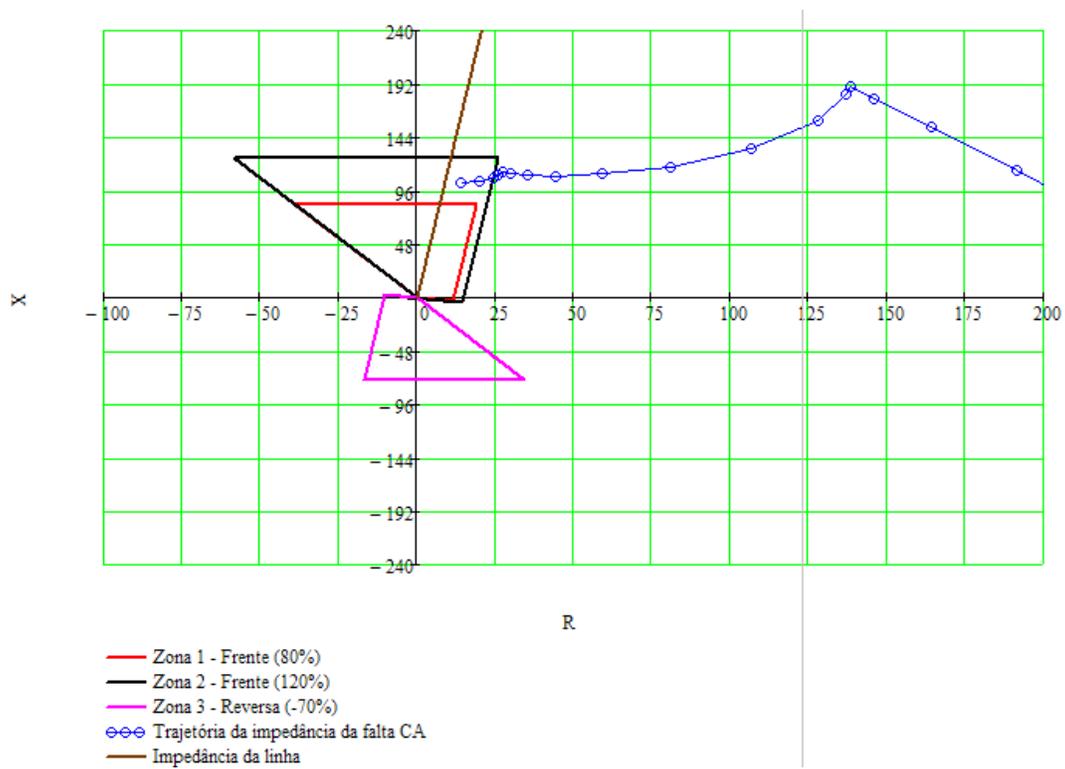


Figura 5.23 – Falta bifásica na posição 6 do terminal Tucuruí

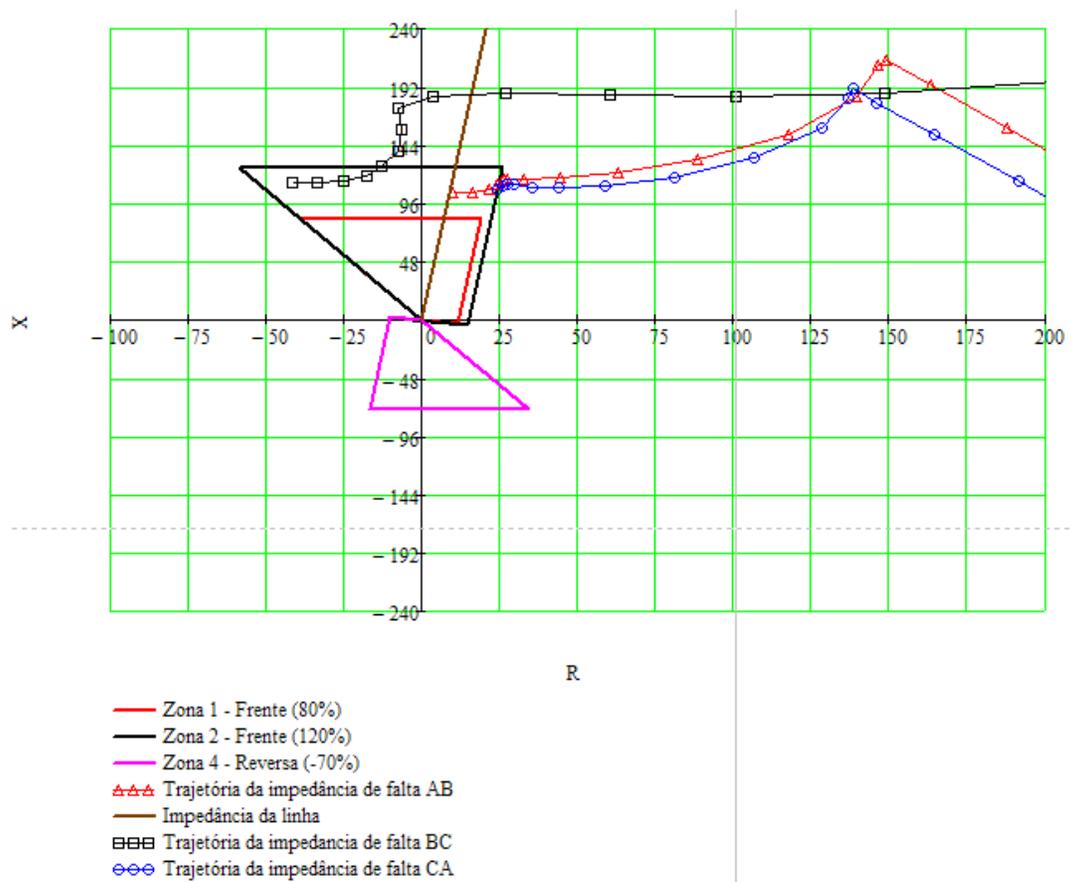


Figura 5.24 – Falta trifásica na posição 6 do terminal Tucuruí

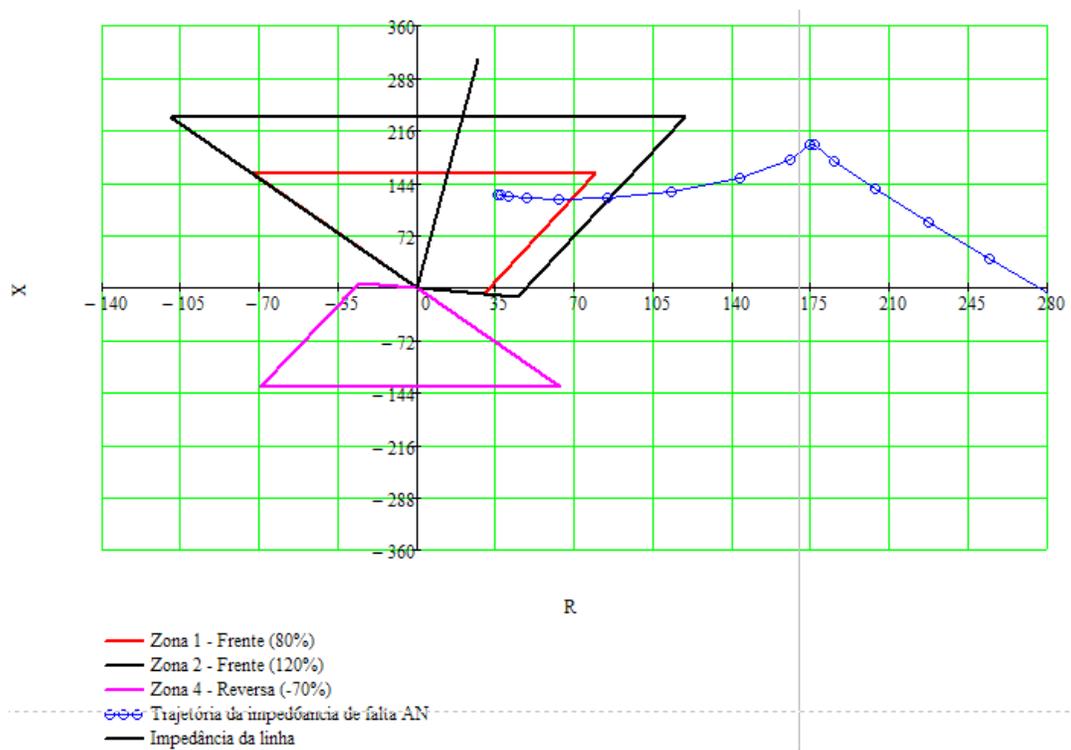


Figura 5.25 – Falta monofásica na posição 7 do terminal Tucuruí

Observação: Na falta externa, posição 7 simulada no RTDS e mostrada na figura 4.35, não ocorreu a operação do relé. No caso simulado neste trabalho, conforme a figura acima, ocorreu o sobre alcance para a atuação do relé pela zona 1.

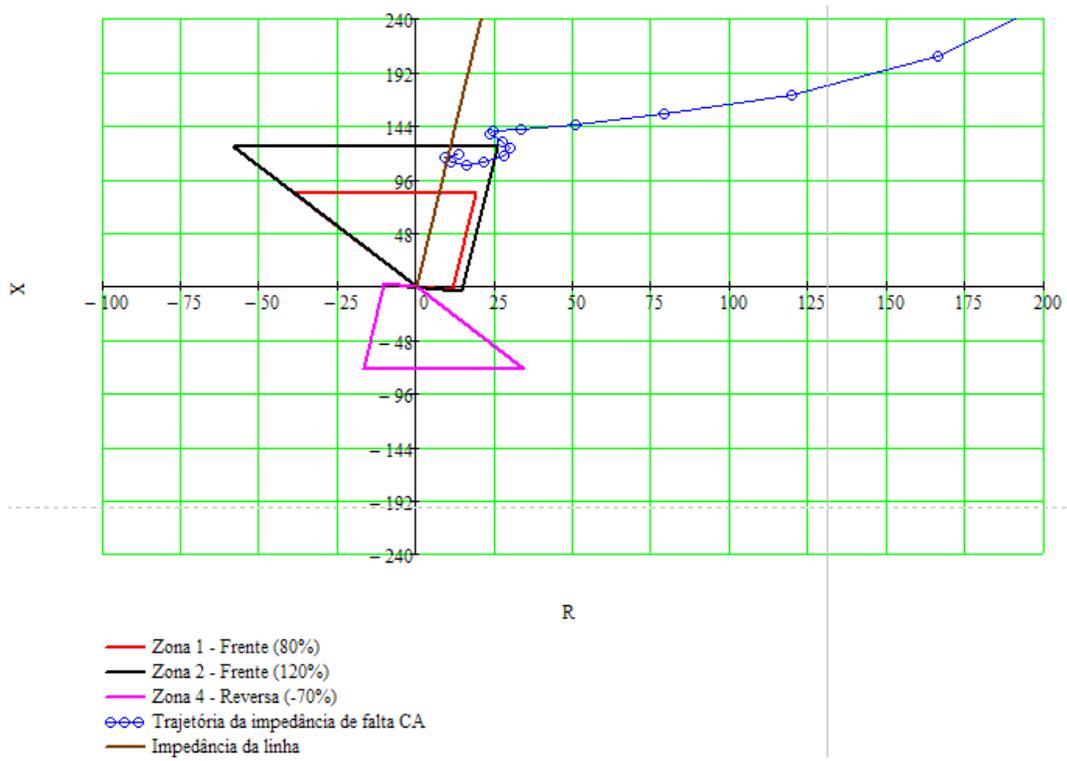


Figura 5.26 – Falta bifásica na posição 7 do terminal Tucuruí

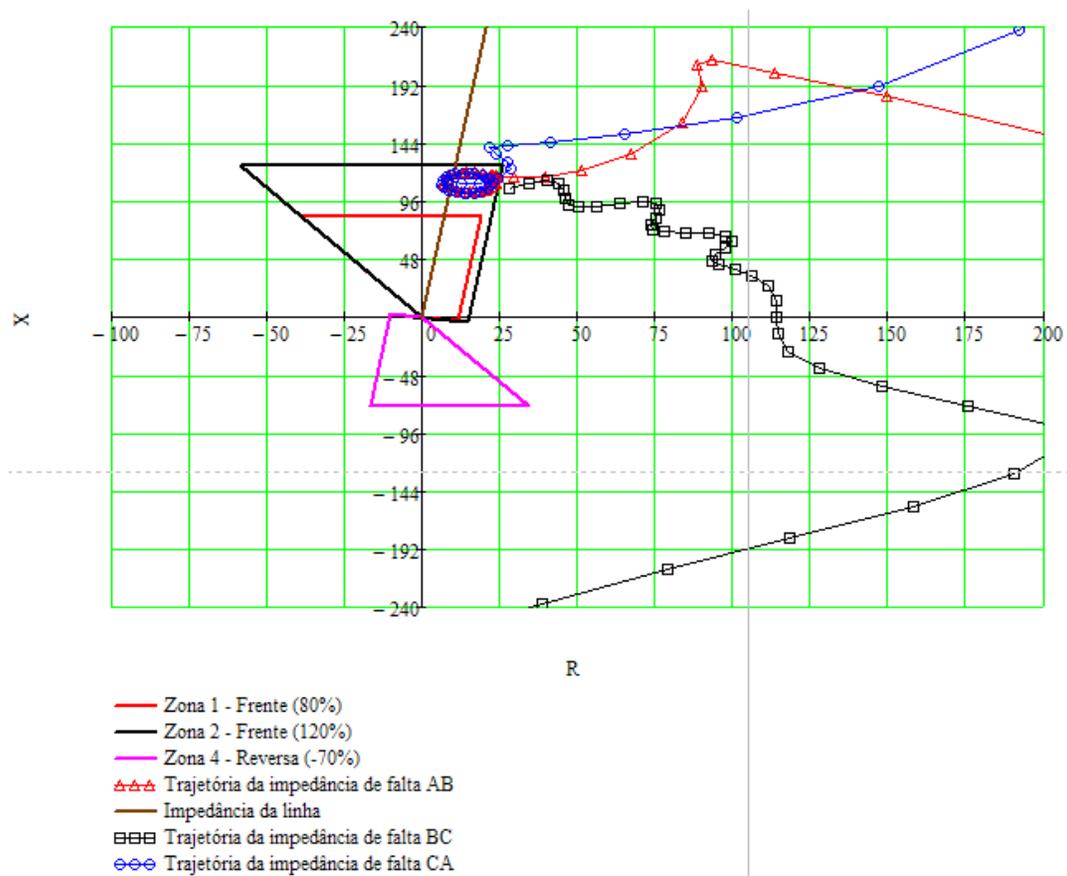


Figura 5.27 – Falta trifásica na posição 7 do terminal Tucuruí

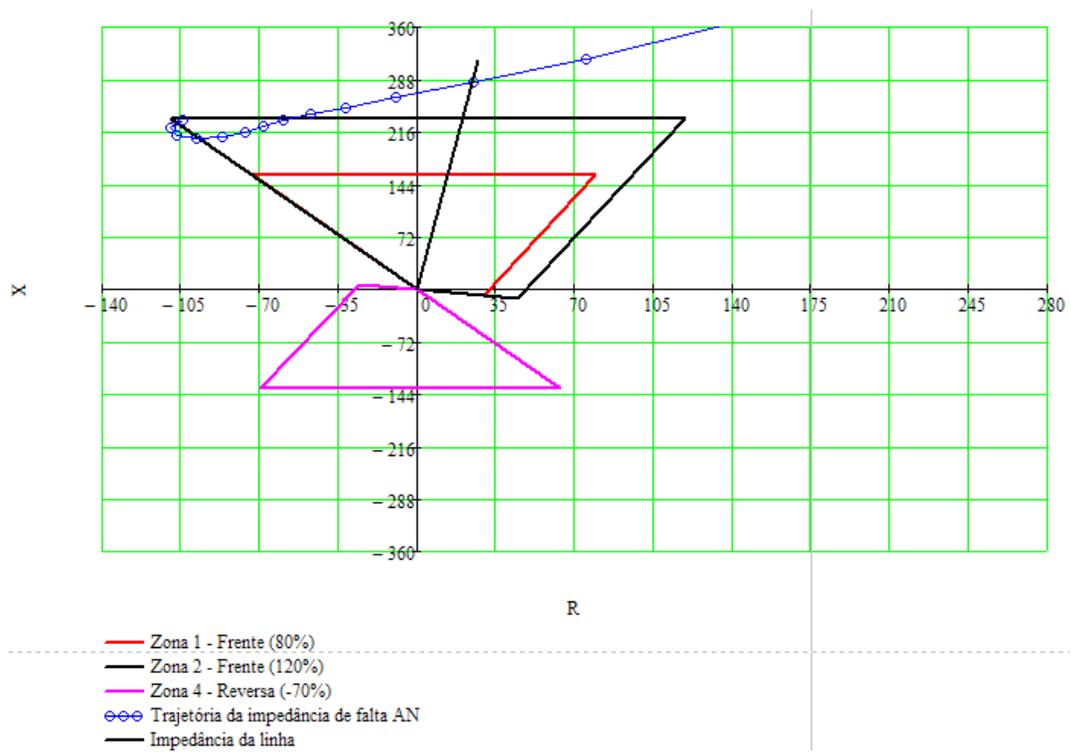


Figura 5.28 – Falta monofásica na posição 8 do terminal Tucuruí

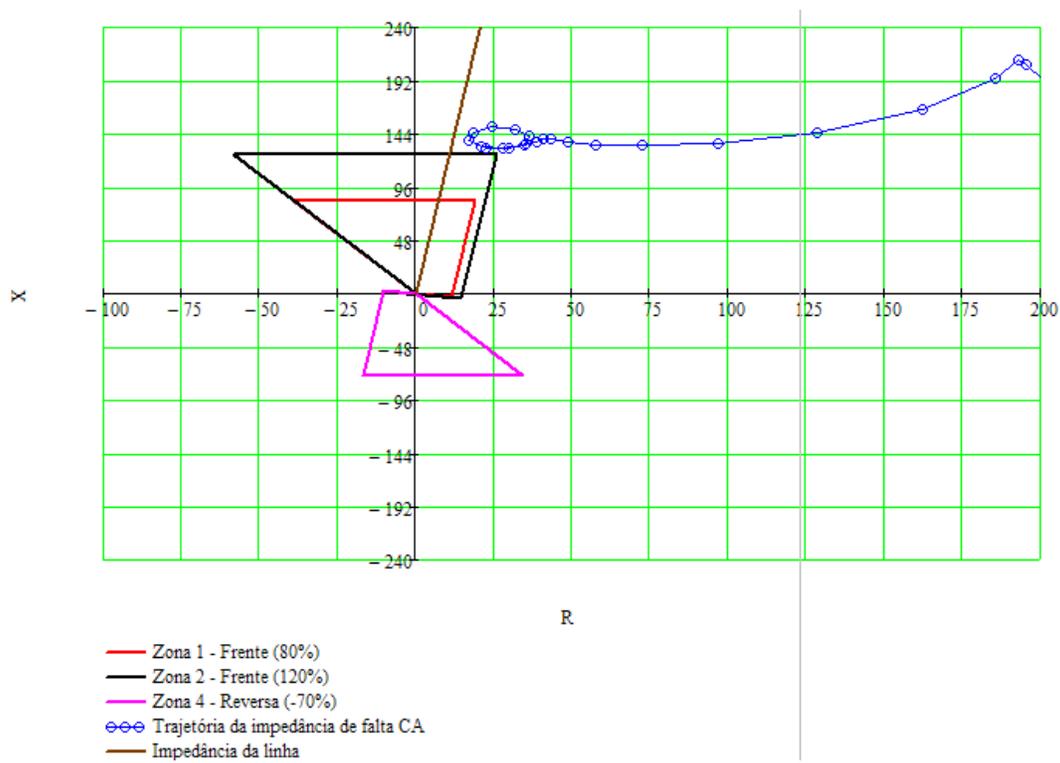


Figura 5.29 – Falta bifásica na posição 8 do terminal Tucuruí

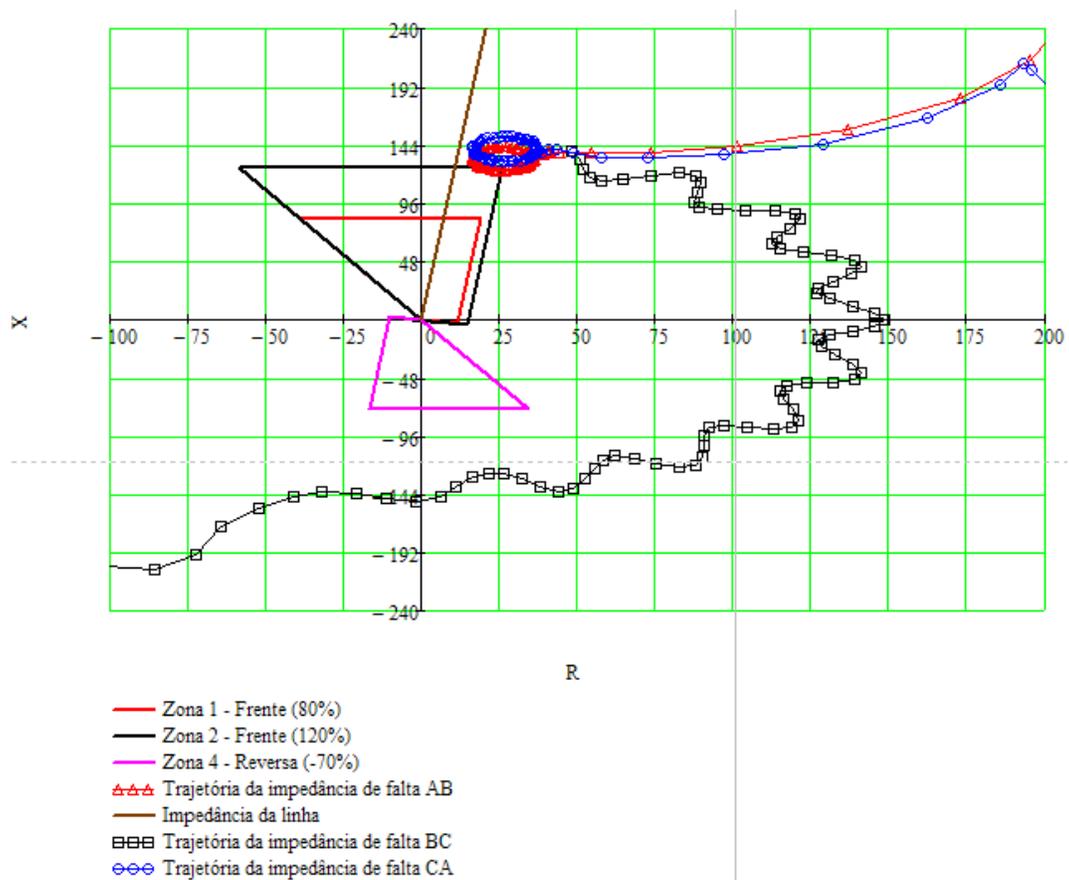


Figura 5.30 – Falta trifásica na posição 8 do terminal Tucuruí

## CONCLUSÃO

Os procedimentos para os ensaios de desempenho de relés de proteção evoluíram muito, concomitante aos avanços tecnológicos dos relés, desde os eletromecânicos até os numéricos, permitindo aos que trabalham nesta área a obtenção de resultados mais exatos, detalhados e rápidos.

Através de modelagens convenientes é possível a realização de simulações, no laboratório em tempo real, testes de aceitação em fábrica, no sistema de proteção simultaneamente em ambos os terminais de linhas de transmissão, o que permite avaliar o desempenho dos relés de proteção com todos os equipamentos associados (relés de distância com todas as zonas, relés direcional de terra, canal piloto e disjuntores) e ter uma visão ampla e sistêmica nas fases de planejamento e projeto do sistema elétrico.

Atualmente, com avanços tecnológicos é possível efetuar ensaio de campo no sistema de proteção denominado de end-to-end. O procedimento básico para a realização deste ensaio consiste em transferir os resultados das simulações de curtos-circuitos gerados em ATP ou no formato COMTRADE, para as caixas de testes de ambos os terminais da linha de transmissão, sincronizadas através de GPS. Os sinais analógicos das caixas de teste são injetados nos relés de proteção de ambos os terminais, que possibilitam a avaliação de desempenho do sistema de proteção como um todo, incluindo relés, canal piloto, disjuntores e toda a fiação.

No sistema de proteção através de relés de concepção analógica a convivência entre as diversas tecnologias e diferentes fabricantes não causaram problemas operacionais, pois são sistemas independentes., entretanto os relés digitais/numéricos, os chamados IED's que são dispositivos multifuncionais com as funções de proteção, controle, supervisão, registro de dados, medição e comunicação trabalham de forma integrada. A necessidade de integração dessas funções fez com que os fabricantes das primeiras

gerações de relés digitais apresentassem soluções fechadas, utilizando protocolos proprietários e padrões próprios. Estas soluções dificultaram e encareciam os projetos de subestações, pois os equipamentos de fabricantes diferentes ou de gerações diferentes de um mesmo fabricante não se comunicavam entre si, surgindo, portanto a necessidade de uma norma para sanar estes conflitos.

A Norma de comunicação IEC 61850 foi desenvolvida para unificar o padrão de comunicação dos IEDs e garantir o desempenho dessa comunicação, padronizando a estrutura de dados e estabelecendo requisitos mínimos de tempo na troca de mensagens na rede.

Os resultados das simulações no modelo computacional complementam os resultados das simulações obtidas no RTDS, mostrando as trajetórias das impedâncias no plano R – X que permitem confrontá-las com as características do relé de distância. Esta representação é bastante usual na prática, pois permite a visualização rápida e avaliar tanto a atuação como os ajustes dos relés de proteção.

## REFERÊNCIAS

Consistem numa listagem de todo material bibliográfico citado no texto para a produção do trabalho, permitindo a identificação de publicações, no todo ou em parte.

- [1] **GCOI/SCEL/GTP** Análise Estatísticas dos Desligamentos Forçados de Componentes Elétricos Brasileiros, Referente ao Ano de 1994, Relatório SCEL-GTP-12/95, 1995.
  
- [2] SATO, F.; Proteção de Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Campinas, 4<sup>a</sup> versão, p. 1-153, março 2007
  
- [3] HEISING C.R.; PATTERSON R.C.; WEINTRAUB E.Y.; Digital Relay Software Quality, GE Power Management, paper GER-3660, p.1-12.
  
- [4] SATO, F.; Corrente Assimétrica de Curto-Circuito, Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, p. 1-13, outubro 2007.
  
- [5] **GCOI/SCEL/GTP** Análise Estatísticas dos Desligamentos das Proteções do Sistema Brasileiro, Referente ao ano de 1994, Relatório SCEL-GTP-10/95, 1995.
  
- [6] **ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico**, Submódulo 2.6, Revisão 1.0, Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações, p. 1-25, 17/06/2009.

- [7] GENERAL ELECTRIC COMPANY,; Power Systems Management Department, Mho Distance Relay Type GCY12, Instructions GEI-25355B Supersedes, Philadelphia, PA, p. 1-27.
  
- [8] BARROS, A.E.; Relés Estáticos. General Electric do Brasil S.A., EA-1001.
  
- [9] BBC Modures, Static Distance Relays Types LZ91 and LZ92, Relays and Protection Schemes CH-ES 26-90 E, p. 1-62, Edition September 1979.
  
- [10] LIMA R.C.; O Impacto das Novas Tecnologias em Proteção nas Companhias de Energia, I Colóquio sobre os Rumos da Proteção Digital de Sistemas Elétricos, USP São Carlos, 14-15 de Setembro de 2006, p. 1-26.
  
- [11] ROCKEFELLER, G. D. Fault Protection with a Digital Computer, **IEEE Trans.**,v.PAS-88, n.4, p. 438-464, April 1969.
  
- [12] GILCREST, G. D.; ROCKEFELLER, G. D.; UDREN, E. A. High-Speed Distance Relaying Using a Digital Computer, Part I: System Description. **IEEE Trans.**,v.PAS-91, n.3, p.1235-1243, May/June 1972.
  
- [13] ROCKEFELLER, G. D.; UDREN, E. A. High-Speed Distance Relaying Using a Digital Computer, Part II: Test Results. **IEEE Trans.**, v.PAS-91, n.3, p. 1244- 1258, May/June 1972.

- [14] PHADKE, A. G.; IBRAHIM, M.; HLIBRA, T. Computer in EHV Substation: Programming Consideration and Operation Experience. **CIGRE Study Committee n. 34 Colloquium.**, Philadelphia, Oct. 1975.
- [15] PHADKE, A. G.; IBRAHIM, M.; HLIBRA, T. A Digital Computer System for EHV Substation: Analysis and Field Tests. **IEEE Trans. on PAS**, v.PAS-95, n.1, p. 291-301, Jan./Feb. 1976.
- [16] BREINGAN, W. D.; CHEN, M. M.; GALLAN, T. F. The laboratory Investigation of a Digital System for the Protection of Transmission Lines. **IEEE Trans. on PAS**, v.PAS-98, n.2, p. 350-368, Mar./Apr. 1979.
- [17] GALLAN, T. F.; VAN NAME, J. M.; ESKIE, E. J. 500 kV Faults Staged to Test Experimental Relay System. **Electric Light & Power**, v.57, n.5, p. 44, May 1979.
- [18] GALLAN, T. F.; CHEN, M. M.; BREINGAN, W. D. A Digital System for Directional Comparison Relaying. **IEEE Trans. on PAS**, v.PAS-98, n.3, p. 948-956, May./June 1979.
- [19] MANN, J. B. Real Time Computer Calculation of the Impedance of a Fault Single-Phase Line. **Elec. Eng. Trans.,IE Australia**, v.EE4, p. 26-28, Mar. 1969.
- [20] RAMAMOORTY, M. A Note on Impedance Measurement Using Digital Computers. **Institute od Electronic & Radio Engineers**, Bangarole, India, v.9, n.6, p.243-246, Nov./Dec. 1971.

- [21] McINNES, A. D.; MORRISON, I. F. Real Time Calculation of Resistance and Reactance for Transmission Line Protection by Digital Computer. **Elec. Eng. Trans.,IE Australia**, v.EE7, p. 16-23, 1970.
- [22] RANJBAR, A. M.; CORY, B. J. An Improved Method for Digital Protection of High Voltage Transmission Lines. **IEEE Trans. on PAS**, v.PAS-94, n.2, p. 544-550, Mar./Apr. 1975.
- [23] HORTON, J. W. The Use of Walsh Functions for High-Speed Digital Relaying, IEEE Publication n. 75CH1034-8 PWR, Paper n. A 75582-7, In: **IEEE PES Summer Meeting**, San Francisco, July 1975, p. 1-9.
- [24] SACHDEV, M. S.; BARIBEAU, M. A. A New Algorithm for Digital Impedance Relay. **IEEE Trans. on PAS**, v.PAS-98, n.6, p. 2232-2240, Nov./Dec. 1979.
- [25] GILBERT, J. G.; SHOVLIN, R. J. High Speed Transmission Line Fault Impedance Calculation Using a Dedicated Minicomputer. **IEEE Trans. on PAS**, v.PAS-94, n.3, p. 872-883, May/June 1975.
- [26] **IEEE Tutorial Course**. Advancements in Microprocessor Based Protection and Communication. 97TP120-0, 1997.
- [27] Digitalização de um sinal analógico.  
Disponível em <http://www.qsl.net/py4zbz/teoria/digitaliz.html>. Acesso em: 12 jan. 2011.
- [28] MARVEN, C.; EWERS, G. A Simple Approach to Digital Signal Processing. USA: John Wiley & Sons, Inc., 1996. p. 236.

- [29] JOHNS, A. T.; SALMAN, S. K. Digital Protection for Power Systems. London: Peter Pelegrinus Ltd., Inc., 1995. p. 203.
- [30] KEZUNOVIC, M. Digital Protection Relaying Algorithms and Systems - An Overview. **Electric Power Systems Research**, n.4, p. 167-180, 1981.
- [31] FERRER, H. J. A. Curso Tutorial: Introduccion a los Relevadores y Sistemas Digitales de Protection. Monterrey, Nov. 1993.
- [32] HOPE, G. S.; UMAMAHESWARAN, V. S. Sampling for Computer Protection for Relaying of Transmission Line. **IEEE Trans. on PAS** v.PAS-93, p. 1522-1534, 1974.
- [33] RAMAMOORTY, M. A Note on Impedance measurement Using Digital Computer. **IEE IERE Proc. (India)** V.9, n. 6, p. 243-247, 1971.
- [34] GILBERT, J. G. et ali The Development and Selection of Algorithms for Relaying of transmission lines by digital computers. New York: Academic Press, 1978. p 83-127.
- [35] SANTOS, L. F. **Avaliação de algoritmos numéricos de proteção para linhas com compensação série**. 2006, 245 f. Dissertação (Mestre) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2006.
- [36] TUPIASSÚ, A. F. Avaliação de algoritmos de proteção digital de sistemas elétricos de potência. In: **SNPTEE** - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2003.

- [37] MANN, B. J.; MORRISON, I. F. Digital Calculation of Impedance for Transmission Line Protection. **IEEE Trans. on PAS**, v.PAS-90, n.1, p. 270-279, Jan./Feb. 1971.
- [38] MANN, B. J.; MORRISON, I. F. Relaying a Three Phase Transmission Line With a Digital Computer. **IEEE Trans. on PAS**, v.PAS-90, n.1, p. 742-750, Jan./Feb.1971.
- [39] LUCKETT, R. G.; MUNDAY, P. J.; MURRAY, B. E. A Substation Based Computer for Control and Protection. **IEE Conf. Publ. 125**, London, p. 252-260, March 1975.
- [40] BROOKS, A. W., Jr. Distance Relaying Using Least-squares Estimates of Voltage, Current and Impedance. **Proc. IEEE PICA Conf.**, 77CH 1131-2, p. 394-402, May 1977.
- [41] DOMMEL, H. W.; MICHELS, M. High Speed Relaying Using Traveling Wave Transient Analysis. **IEEE PES Winter Meeting**, IEEE Public. n. 73CH 1296-2, paper n. A78 214-9, Jan. 1978.
- [42] TAKAGI, T. et al. Fault Protection Based on Traveling Wave Transient Theory -Part I: Theory. **IEEE PES Summer Meeting**, IEEE Public. n. 77CH 1493-2, paper n. A77 750-3, July 1977.
- [43] TAKAGI, T. et al. Fault Protection Based on Traveling Wave Transient Theory -Part II: Sensitive Analysis and Laboratory Test. **IEEE PES Winter Meeting**, IEEE Public. n. 78CH 1295-5, paper n. A78 220-6, Jan. 1978.

- [44] TAKAGI, T. et al. Feasibility Study for a Current Differential Carrier Relay System Based on Traveling Wave Transient Theory. **IEEE PES Winter Meeting**, IEEE Public. n. 78CH 1295-5, paper n. A78 132-3, Jan. 1978.
- [45] TAKAGI, T.; YAMAKOSI Y. Digital Differential Relaying System for Transmission Line Primary Protection Using Traveling Wave Theory - Its Theory and Field Experience. **IEEE PES Winter Meeting**, paper n. A79 096-9, Feb. 1979.
- [46] VITINS, M. A Correlation Method for Transmission Protection. **IEEE Trans. On PAS**, v.PAS-97, p. 1607-1618, 1978.
- [47] Numerical Line Protection REL 316\*4, User's Guide, **ABB Switzerland Ltd**, Power Technology System, CH-5400, Baden, Switzerland, document 1MRK506013-Ben, May 2003, p. 1-44.
- [48] ABB REL 512 – Line Protection and Breaker Control, version 2.3, Instruction Booklet, January 2003, IB-40-512.2, p. 1-291, **ABB Inc.**, Substation Automation and Protection Division, Allentown, USA.
- [49] Line Distance Protection Terminal - REL 531\*2.0, Technical Reference Manual 1MRK-606-005-UEN, version 2.0-ab, September 1998, **ABB Network Partner AB**, Vasteras, Sweden.
- [50] Line Distance Protection Terminal - REL 511\*1.21, Technical Reference Manual 1MDX80012-EN, version 1.0, September 1997, **ABB Network Partner AB**, Vasteras, Sweden.

- [51] Power System Relaying Committee, Relay performance Testing, **IEEE Power Engineering Society**, 96TP115-0, p. 1-25, 1996.
- [52] GOSALIA J.P.; Ensaios de Desempenho de Relés, Doble Engineering Company, Boston, USA, Disponível em <http://www.vonckel.com.br/admin/informativos/Performace%20de%20Ensaio%20de%20reles>, p.1-14, Acesso em: 20/07/2012
- [53] GENERAL ELETRIC, Mho Distance Relays - Type GCY12, Instructions GEI-25355B
- [54] OMICRON Electronics, Disponível em: <http://www.omicron.at/en>, Acesso em: 17 maio 2010
- [55] GURJÃO, E.C.; Carmo, U.A., Aspectos de Comunicação da IEC 61850, **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Campina Grande, PB, julho 2006, p. 1-6.
- [56] SOUTO, A.O, et al., Teste de Desempenho e Interoperabilidade utilizando a Norma IEC 61850, **13º Seminário de Automação de Processo**, São Paulo, SO, outubro 2009, p. 1-12.
- [57] PAULINO M.; Testes de Sistemas de proteção, Automação e Controle de Grandes Áreas, Parte 6, Disponível em <http://engenha.blogspot.com.br/2010/07/testes-de-sistemas-de-protecao.html>, Acesso em: 12 de Novembro de 2012
- [58] CONPROVE Engenharia, Industria e Comércio, Disponível em: <http://www.conprove.com.br>. Acesso em: 17 maio 2010

- [59] ESZTERGALYOS, J., NORDSTROM, J, SHORT, T. e MARTIN, K. Digital Model Power System, **IEEE Computer Applications in Power**, vol. 3, No. 3, p. 19-24, July 1990.
- [60] USHIKUBO, M. F. e ROMEIRO, J. N. R. Filho, Simulação em Tempo Real de Faltas Utilizando ATP, Simulador de Sistema de Potência e GPS, XV **SNPTEE**, Foz do Iguaçu, PR, outubro 1999.
- [61] ALEXANDER G. E e ANDRICHAK, J. G. Comparative Testing using Analog Model Power Systems, Digital Model Power Systems and Portable Test Sets , p. 1-25.
- [62] McLAREN, P. G. et al., A Real Time Digital Simulator for Testing Relays, **IEEE Trans. PWRD**, vol. 7, No. 1, p. 207-213, January 1992.
- [63] KEZUNOVIC, M. et al., Transient Computation for Relay Testing in Real-time, **IEEE Trans. PWRD**, vol. 9, No. 3, p. 1298-1307, July 1994.
- [64] OLIVEIRA W.; ULISSES J.A.; TANURI J.G.; SANTOS S.E.; ALMEIDA H.H.; FRANÇA V.A.B.; Estudo de Simulação com “RTDS” da L.T’s Vila do Conde I com o Sistema de Transmissão de Tucuruí I e II, Marabá I e II, Açailândia, Imperatriz e Presidente Dutra em 525 kV, utilizando Terminais de Proteção REL 531\*2.0 da “ABB” para o Sistema EATE, Empresa Amazonense de Transmissão de Energia / ELETRONORTE, Teste de Avaliação de Desempenho do Sistema de Proteção ABB REL531, Proposta de Serviço ACS.T.015.2003 R1, FURNAS, outubro 2003, p. 1-94,

- [65] OLIVEIRA D.B.; JUNIOR G.C.; LOPES J.A.M.; FILHO J.M.O.; Teste da Proteção de Distância SEL-321 no Simulador de Sistemas Elétricos de Furnas, **VI Seminário Técnico de Proteção e Controle**, 27/09/1998 à 02/10/1998, Natal, RN, p. 1-7.
- [66] SANTOS S.E.; FRANÇA V.A.B.; FURNAS Experience on Real Time Computer Simulation of Power System, **IEEE Meeting PSCE 2004**, P. 568, FURNAS Brasil, 19/10/2004, p. 1-42.
- [67] McLAREN, P.G., A Real-time Digital Simulator for Relay Testing, **IEEE Trans.PWRD**, vol. 7, No. 1, Jan. 1992, p. 207-213.
- [68] LIDSTROM, S., SAHA, M. M., FLORIANO, C. A. F. e OLIVEIRA, W., Real Time Simulation of Protection for 500 kV Series Compensated Lines, 2004 **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America**, 6a PAM, Protection/Automation and Monitoring, 11/11/2004, p. 1-6.
- [69] TEXAS INSTRUMENTS, FilterPro User's Guide, High Performance Analog, SBFA001C, June 1991, p. 1-39.
- [70] MATHCAD Software version 14, Parametric Technology Corporation
- [71] MATLAB Software version 7, version 14 Math Works, Inc, Language of Technical Computing.
- [72] KEZUNOVIC M.; CHEN Q.; A Novel approach for interactive Protection System Simulation, **IEEE Transaction on Power Delivery**, Vol 12, No.2, April 1997, p. 668-674.

## BIBLIOGRAFIA

Trata-se de uma variação de listas bibliográficas. Difere-se das referências por se tratar de uma lista composta de documentos não citados diretamente no texto, mas que auxiliaram na elaboração do trabalho.

- B1 OLIVEIRA W.; STRANNER G.; FLORIANO A. C, TANURI J. G.; LIMA. C.; SANTOS S. E.; ALMEIDA H. H.; FRANÇA V. A. B.; Estudo de Simulação com “RTDS” das Linhas de Transmissão com Compensação Série do Sistema de Presidente Dutra, Teresina, Imperatriz e Boa Esperança em 525 kV, utilizando Terminais de Proteção REL 531\*2.0 da “ABB” e “ALPS” da “General Electric”, para o Sistema ELETRONORTE /CHESF. Laboratório de Estudos de Simulação de Furnas, Botafogo, RJ, março 2000, Brasil.
- B2 USHIKUBO M. F.; ROMEIRO N. R, XV **SNPTEE** – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC/13, p. 1-6, 17 à.22 de outubro, 1999, Foz do Iguaçu, Paraná, Brazil, Simulação em Tempo Real de Faltas com Caixas de Teste “Doublé” utilizando arquivos em ATP do Simulador de Sistemas de Potência e GPS (Execução dos Testes Real de Faltas “End-to-End” nas Proteções REL 531\*1.0 da “ABB” e SEL 321 da “Schweitzer” em conjuntos com os equipamentos de teleproteção “FOX-20” e “FOX-U” na Linha de Transmissão de Salto Caxias - Salto Santiago 525 kV”).
- B3 OLIVEIRA W.; ULISSES J. A.; TANURI J. G.; SANTOS S. E.; ALMEIDA H. H.; FRANÇA V. A. B.; Estudo de Simulação com “RTDS” da Proteção do Sistema de Transmissão de Acre-Rondônia da ELETRONORTE em 230 kV, utilizando Terminais de Proteção REL

316\*4 da “ABB”, (Furnas) Laboratório de Estudos de Simulação de Furnas, Botafogo, Rio de Janeiro, abril 2003, Brazil.

- B4 OLIVEIRA W.; SOARES W. F.; SANTOS S. E.; ALMEIDA H. H.; FRANÇA V. A. B, ELMORE W. A. Estudo de Simulação com RTDS das Proteções do Sistema Linha de Transmissão com Transformador Defasador do Sistema Angra dos Reis de FURNAS em 525 e 138 kV, utilizando Terminais de Proteção REL 316\*4 e RET 316\*4 da “ABB”. (Furnas), Laboratório de Estudos de Simulação de Furnas, Botafogo, Rio de Janeiro, abril 2004, Brazil.
- B5 OLIVEIRA W.; INDERTON S.; JERNBERG H.; HIROKAWA C.; VANIELI J.F.P.; BECKER R.; Estudo de Simulação com “RTDS” das L.T’s do Sistema Atlântida 2 - Gravataí 3 no Rio Grande do Sul em 230 kV, utilizando Terminais de Proteção REL 670 da “ABB” para o Sistema ELETROSUL, **ABB Power Technologies AB**, Substation Automation Products, SE-721 59, Vasteras, Sweden, dezembro 2006.
- B6 FRANÇA. V. A. B.; XV **SNPTEE** – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC/15, p. 1-.5, 17-22 de outubro, 1999, Foz do Iguaçu, Paraná, Brazil, utilização de Simulador Digital em Tempo Real na Execução de Testes de Proteção de Ondas Trafegantes, Furnas Centrais Elétricas S/A.
- B7 ENGQVIST. A.; ERIKSSON L.; Numerical Distance Protection for Sub-Transmission Lines, International Conference on Large High Voltage **Electric Systems CIGRE–34-04**, Session 28th, Sep. 1988, Pref. Subj.2, p. 1-6.

- B8 Power System Protection, Volume 4, Digital Protection and Signaling  
Edited by The Electricity Training Association, 1988
- B9 PHADKE, A.G.; THORP J.S.; **Computer Relaying for Power Systems, Research Studies Press Ltd.** Taunton, Somerser, England  
John Wiley & Sons Inc., Mar, 1988
- B10 PHADKE, A.G.; REE L, J.D.; I Curso de Atualização em **Computer Relaying for Power Systems**, USP Campus, São Carlos, Brazil, Mar 13-16, 2000.
- B11 PHADKE, A.G.; IBRAHIM M.; HLIBKA T.; Fundamental Basis for Distance Relaying with Symmetrical Components, **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-96, No. 2, Mar/April 1977, p. 635-646.
- B12 PHADKE, A.G.; IBRAHIM M.; HLIBKA T.; A Digital Computer System for EHV Substation: Analysis and Field Tests, **IEEE Transaction on Power Apparatus and System**, vol. PAS-95, No. 1, Jan/Feb 1976, p. 291-301.
- B13 KEZUNOVIC. M.; KRESO S.; CAIN J. T; PERUNICIC B.; Digital Protective Relaying Algorithm Sensitivity Study and Evaluation, **IEEE Transaction on Power Delivery**, Vol. 3, No. 3, July 1988, p. 912-922.
- B14 VITINS M.; Transmission Line Models for Line Protection, **Brown Boveri Research Centre**, CH-5405, Baden, Switzerland, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 2, No. 1, Jan, 1980, p. 35-42
- B15 NYGREN S.; Numerical Protection, 1MDL04004-EN, STNY/2194-18EN, 92-05-14, p. 1-22, ASEA Relays, Vasteras.

- B16 REL 352 - Numerical Phase Comparison Transmission Line Protection System, Instruction Leaflet, ABB Network Partner, ABB Power T&D Company Inc, Power Automation & Protection Division, Coral Springs, FL, Allentown, PA, 1MRW352398-MEN, Mar, 1998.
- B17 Protection Application Handbook, 1WAT710090-EN, Edition 1, March 1999, ABB Switchgear, ABB Automation Products AB, Substation Automation Division, S-721-59-Vasteras.
- B18 Relays and Protection Schemes - Brown Boveri Company Modures, Static Distance Relays Types LZ91 and LZ92 - Edition Sep. 1979.
- B19 SACHDEV M.S.; Microprocessor Relay and Protection Systems, **IEEE Tutorial Course Text**, Public. No. 88EH0269-1-PWR, Feb, 1987
- B20 WISZNIEWSKI A.; Accurate Fault Impedance Locating Algorithm, **IEE Proceedings**, Vol. 130, part. C, No.6, Nov. 1983, p. 311-315
- B21 III SCHWEITZER E.O.; HOU D.; Filtering for Protection Relays, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, Washington, 47th Annual Georgia Tech – **Protective Relaying Conference Atlanta**, Georgia, April 28..30, 1993, p. 1-24
- B22 WANG L.; Frequency Responses of Phasor-Based Microprocessor Relaying Algorithms, **IEEE-Transaction on Power Delivery**, Vol.14, No.1, Jan. 1999, p. 98-109
- B23 PHADKE, A.G. et al., A Microcomputer Based Ultra-High Speed Distance Relay : Field Test, **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-100, No. 4, April 1981, p. 2026-2036.

- B24 Modures- Distance Relay, Type LZ96a, ABB Relays AG, Baden/Switzerland, CH-ES-25-96.11 E, Edition Nov. 1990, p 1-20
- B25 BBC Modures – Static Distance Relays Types LZ91 and LZ92, Relays and Protection Schemes CH-ES 26-90 E, Edition Sept. 1979, p. 1-62.
- B26 FREJA 300 / FREJA Win 3.0 – Relay Testing System, User Manual – ZP-CF002E-R04B - Programs Electric ABB – 2000
- B27 Distance Protection, REF 542 Plus, Application and Setting Guide, ABB Germany, 1MRS756605 – Version A./30.09.2008, p. 1-48.
- B28 SCHMIDINGER G.; Transmission Line Protection RAZFE, Lecture 613-905 E, Edition 1, RFFC 81-08-28, Asea Relays, S-721.83 – Vasteras, Sweden, p. 1-96
- B29 Applied Protective Relaying, A New “Silent Sentinels” Publication, B-7235-D Westinghouse Electric Corporation, Relay Instrument Division, Newark, New Jersey
- B30 GANESAN S.; REL 512 – Setting Example for Medium and Long Lines, Application Notes, document AN-59L-00, ABB Substation Automation and Protected Division, ABB Allenstown, Mar. 2003, p. 1-20.
- B31 RAO. T.S.M.; Power System Protection Static Relays, Second Edition, 1981, TAGA MC Graw-Hill Publishing, Company Limited.
- B32 AKKE M.; Fault Classification for Distance Protection, ABB Automation Technology Products AB, SE-721 59, Vasteras, Sweden, 2001, p. 1-5

- B33 Types KD-10 and KD-11 - Compensator Electromechanical Distance Relay, Instruction Leaflet, 41-490G, December 1990, **ABB Power T&D Company Inc, Relay Division**, Coral Springs, p. 1-24
- B34 KARLSSON T.; HYTTINEN M.; CARLSSON L.; BJORKUND H.; Modern Control and Protection System for HVDC, **ABB Power System**, S-771-80, Ludvika, Sweden, p. 1-5.
- B35 ANDRICHAK J. G.; ALEXANDER G. E.; Distance Relay Fundamentals, General Electric Co, doc. 0124-v2, p. 63..72.
- B36 IFEACHOR E.C.; W. Jervis B. W.; Digital Signal Processing, A Practical Approach, Addison Wesley Publishing, 1993.
- B37 KESTER W.; FREEMAN. W.; Data Acquisition System Configuration, Multichannel Application, Section 6 p. 1-37
- B38 UNGRAD H.; WINKLERr W.; WISZNIEWSKI. A.; Protection Techniques in Electrical Energy Systems, Marcel Dekker, Inc. 1995
- B39 CHACK A.; MOD 10, PLS1, Modular Transmission Line Protection System, Hybrid Scheme, Dual FSK Channels, One and Three Pole Logic for Series Compensated Lines, GEK – 90670 – General Electric Company, Protection & Control, Division, Fevereiro de 1981, p. 1-200.
- B40 PETISSALO S.; SUNDELL H.; NIEMI T.; Reliability and Maintainability of Microprocessor Based Protective Relays, **ABB Relays**, Vaasa - 34-SPACOM-13-EN1-B, 13-03-1989

- B41 BENMOUYAL G.; ROBERTS J.; Superimposed Quantities: Their True nature and Application in Relays, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA, USA, p. 1-18.
- B42 DIAZ VERDUZZO I.D.;, FERRER H. J. A.; MARTINEZ E. V.; Evaluación de Filtros Digitales de Fourier, Seno y Coseno para Protección de Distancia, Seminário Técnico de Proteção e Controle, Curitiba, Paraná, Brasil, 28 de agosto à 1 de setembro de 1995, p. 1-14.
- B43 BORNARD P.; BASTIDE, J. C.; A Prototype of Multiprocessor Based Distance Relay, **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-101, No. 2, February 1982, p. 491-498
- B44 Directional Wave Relay, lectures, Limitations, ASEA Division, Lecture 619-901-E, Edition 1, RFF 1982-09-22, C.0, p. 1-20
- B45 XS92b – Computer Based Three-Phase Test Set, **ABB Power Automation AG**, CH-5401, Baden, Switzerland, 1MRB520006-Bem, April 1996, p. 1-14.
- B46 ROCKEFELLER G. D.; Fault Protection with a Digital Computer, **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol., Pas-88, No. 4, April 1969, p. 438-464.
- B47 SAHA M.M.; ROSOLOWSKI E.; IZYKOWSKI J.; KASTERNNY B.; Modeling Fault Conditions for Parallel Series Compensated Lines, , **IPST 99** – International Conference on Power System Transients, June 20-24, 1999, Budapest, Hungary, p. 197-202

- B48 ZIGLER G.; Numerical Distance Protection – Principle and Applications, Siemens, Wiley-Vch Verlag Gmbh, May 2008
- B49 GOSALIA J. P.; TIERNEY D.; Tutorial: Using COMTRADE Files for Relay Testing, Double Engineering Company, Technical Paper / COMTRADE, p. 1-9.
- B50 SENGER, E. S.; Proteção Digital de Sobrecorrente, Tese da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1990.
- B51 CAMINHA A. C.; Introdução a Proteção dos Sistemas Elétricos, 1977, Editora Blucher
- B52 Digital Line Protection System, GE MULTILIN, Power Managements Electronics, July 2003, p. 1-35.
- B53 JOHNS A. T.; SALMAN S. K.; Digital Protection for Power System, IEE Power Series 15, 1995, Peter Peregrinus Ltd.
- B54 RELION & Protection and Control, 630 Series, Technical Manual, Document ABB ID 1MRS756508, 2009, revision A, p. 1-960
- B55 Software Teste Universe, Catalogo de Software CMC – Omicron, p. 1-28.

## APÊNDICE

### 1 Trabalhos publicados

- 1.1 OLIVEIRA, W.; SATO, F. A.; Evolução nos procedimentos para ensaios de desempenho de relés de proteção, Induscon 2010, 9<sup>th</sup> IEEE/IAS International Conference on Industry Applications – PSP1-115, Power System Protection 1, Brazil, november, 8-10, São Paulo, p. 1-6.
- 1.2 LIDSTRON, S.; SAHA, M. M.; FLORIANO, A. F.; OLIVEIRA, W.; Real Time Simulation of Protection from 500 kV Series Compensated Lines, IEEE/PES 2004–260, Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, São Paulo, Brazil, 08-11/11/2004, p. 1-5.
- 1.3 ALMEIDA, H. H.; SANTO, S. E.; LIMA, R. C.; OLIVEIRA, W.; SARCINELLI, G.; MACEDO, ZANI C. R.; USHIKUBO, M.; Utilização de Simulador Digital em Tempo Real na Execução de Testes do Sistema de Proteção das Linhas de Transmissão de Salto Caxias - Salto Santiago 525 kV e Salto Caxias - Cascavel 525 kV, Estudo de Simulação com “ATP/RTDS” das L.T’s da UHE Caxias -S.E Salto Santiago e Caxias - S.E Cascavel em 525 kV, utilizando Terminais de Proteção REL 531\*1.0 da “ABB” e SEL 321 da “Schweitzer” em conjuntos com os Equipamentos de Teleproteção “FOX-20” e “FOX-U” para o Sistema COPEL, XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC/14, p. 1-5, 17-22 de outubro de 1999, Foz do Iguazu, Paraná, Brasil.



9<sup>th</sup> IEEE/IAS International Conference on Industry Applications  
Conference and Exposition  
São Paulo – November 8-10, 2010

# A Evolução nos Procedimentos para os Ensaios de Desempenho de Relés de Proteção

Wagner de Oliveira\* e Fujio Sato \*\*

\*ABB e \*\*UNICAMP

\*wagner.oliveira@br.abb.com e \*\*sato@dsee.fee.unicamp.br

**Resumo** - Este trabalho descreve a evolução dos procedimentos para os ensaios de desempenho de relés de proteção. Nos primórdios, a aferição e a calibração de relés eram feitas através de dispositivos e instrumentos analógicos que basicamente possibilitavam ensaios de regime permanente. Na década de 70, surgiram os equipamentos de ensaio eletrônicos e com o passar do tempo foram evoluindo, possibilitando uma gama completa de ensaios dinâmicos. Com avanço tecnológico, chegando-se à era dos relés digitais, houve uma grande evolução também nos equipamentos de ensaios, principalmente pela necessidade de simular condições transitórias. Este tipo de equipamento, além do hardware é provido de software. Resultados da análise do sistema de proteção de linha de transmissão de 500kV, utilizando simulador digital em tempo real são apresentados.

**Palavras-chaves** - Ensaio, Relés de proteção, Simulação

**Abstract** - This paper describes the evolution of procedures to protection relays performance testing. In the early days, the measurement and calibration of relays were made by analog devices and instruments that basically provided the steady-state tests. In the 70's came the electronic test equipment. With the passage of time have evolved, providing a full range of dynamic tests. With technological advances, reaching the age of digital relays, there was also a major evolution in test equipment, mainly by the need to simulate transient conditions. This type of equipment, plus the hardware is provided with software. Are presented results of 500 kV transmission line protection system analysis, using a real time digital simulator.

**Keywords** - Tests, Protection relays, Simulation

## I. INTRODUÇÃO

Uma das ocorrências de maior impacto no fornecimento da energia elétrica é o curto-circuito (ou falta) nos componentes do sistema elétrico, que impõe mudanças bruscas e violentas na sua operação normal. O fluxo de uma elevada potência com a liberação localizada de uma quantidade considerável de energia, pode provocar danos de grande monta nas instalações e equipamentos, caso o sistema elétrico não seja provido de um sistema de proteção adequado através de relés.

Os relés são dispositivos analógicos, estáticos ou digitais que tem a finalidade de detectar condições intoleráveis ou indesejáveis dentro de uma zona pré-estabelecida do sistema elétrico. Eles são efetivamente uma forma de seguro, com a finalidade de manter um alto grau de continuidade de serviço e limitar ao mínimo os danos em equipamentos e instalações. Para que as operações dos relés sejam altamente confiáveis, praticamente imunes a falhas, é necessário um rigoroso

acompanhamento dos seus desempenhos através de ensaios periódicos e específicos.

## II. ENSAIOS DE DESEMPENHO DE RELÉS

Os termos utilizados no relatório *Relay Performance Testing* [1] definem os tipos de ensaios em relés que são: ensaio de regime permanente, ensaio dinâmico, ensaio de simulação transitória, ensaio de integridade e ensaio de aplicação.

- Ensaio de regime permanente consiste em aplicar ao relé excitações cujos fasores são mantidos constantes por um tempo muito superior do que o tempo de operação do relé. As excitações são então variadas em incrementos muito menores do que a resolução do relé. Estes ensaios são utilizados para determinar os ajustes dos parâmetros do relé.
- Ensaio dinâmico consiste em aplicar ao relé, correntes de frequência fundamental representando os períodos de pré-falta, falta e pós-falta.
- Ensaio de simulação transitória consiste em usar *excitações* que incluem componente fundamental e de frequências de ordem superior, que podem surgir durante as condições operativas do sistema. Os sinais usados neste ensaio podem vir dos dados registrados do sistema ou de dados gerados através de simulações realizadas em modelos computacionais de sistema de potência através de um programa de transitórios eletromagnéticos.
- Ensaio de integridade tem a finalidade de verificar se o relé foi fabricado, instalado e se está sendo mantido dentro das especificações. Este teste é considerado de rotina e deve ser realizado periodicamente durante o seu ciclo de vida. É um procedimento básico e importante que deve preceder o ensaio de aplicação.
- Ensaio de aplicação tem a finalidade de verificar se o desempenho do relé é satisfatório dentro do seu objetivo de aplicação. É particularmente recomendado, quando as especificações não são suficientemente detalhadas de forma a assegurar a aplicação adequada. Registros do registrador digital de perturbação (*RDP*) de um distúrbio específico podem ser reproduzidos no relé para avaliar o seu desempenho. O distúrbio pode também ser recriado pela simulação matemática (*EMPT*, por exemplo).

### III. EQUIPAMENTOS DE ENSAIOS

Nos primórdios, a aferição e a calibração de relés de proteção eram feitas através de dispositivos e instrumentos analógicos (componentes passivos) convenientemente interligados. Para um relé de sobrecorrente, necessitava-se apenas de um reostato e um amperímetro, assim como para um relé de tensão (sobre ou sub) um *variatic* monofásico e um voltímetro já bastavam. Entretanto, para os relés de proteção que necessitam simultaneamente de corrente e tensão para as suas atuações, tais como relés de distância e relés de sobrecorrente direcionais, outros dispositivos e instrumentos eram necessários, tais como defasador medidor de ângulo, wattímetro, além do *variatic*, reostato, voltímetro e amperímetro conforme a Figura 1. Os ensaios eram executados utilizando esses dispositivos e instrumentos, que eram basicamente os de regime permanente e em menor grau, o dinâmico.



Fig. 1 – Defasador, Medidor de Ângulo, Variac e Reostato

A Figura 2 mostra a conexão de dispositivos e instrumentos para a aferição e calibração de um relé de distância [2].

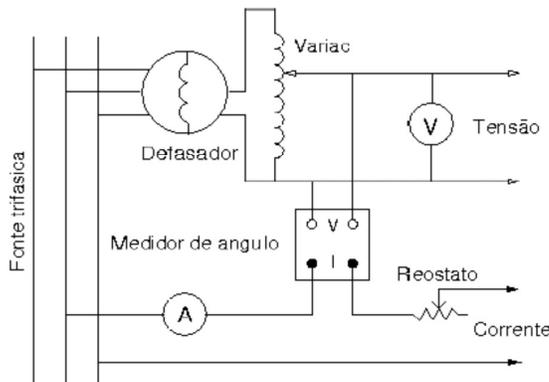


Fig. 2. – Conexão de dispositivos e instrumentos

Dentre os ensaios que devem ser efetuados neste tipo de relé, aqueles que determinam as zonas de proteção que são os ajustes dos alcances das unidades. Para um relé eletromecânico, a equação do ajuste do alcance de uma unidade é a própria equação do conjugado, portanto a unidade de admitância (ou mho) possui a equação de ajuste definida por:

$$A\% = (Z_{\min}/Z_{\sec}^{\text{aj}}) \cdot \cos(\theta - \tau) \cdot 100\% \quad (1)$$

e a equação do conjugado é dada pela Equação (2).

$$|Z| = (K_3/K_2) \cdot \cos(\theta - \tau) \quad (2)$$

Comparando as Equações (2) e (1):

$$Z_{\sec}^{\text{aj}} = [(Z_{\min}) / (A\%/100\%)]. \cos(\theta - \tau) \quad (3)$$

Sendo:

- $Z_{\min} = K_3$  – parâmetro de projeto da unidade
- $(A\%/100\%) = K_2$  – ajuste da unidade
- $\tau$  = ângulo de máximo conjugado da unidade
- $\theta$  = ângulo da linha de transmissão protegida

O ensaio de relé de distância com característica mho consiste dos seguintes passos:

1. Fixar a corrente no valor nominal do relé
2. Ajustar o ângulo através do defasador
3. Aumentar a tensão, partindo de um valor mínimo, até a abertura do contato do relé
4. Repetir os passos 3 e 4 para vários ângulos (na prática de  $10^\circ$  até  $120^\circ$ , de  $10^\circ$  em  $10^\circ$ )

A execução desses passos consiste em verificar os pontos que correspondem ao limiar operação do relé em cima da sua característica circular no plano R-X, como mostrado na Figura 3 com característica mho e na Figura 4 com característica mho e quadrilateral.

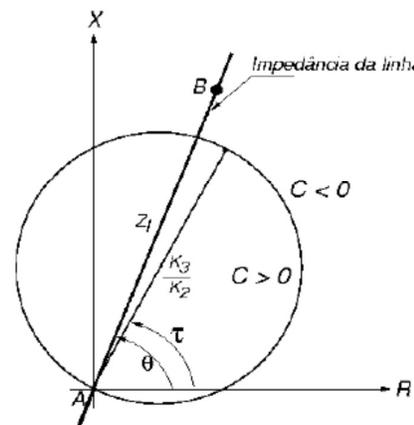


Fig. 3 – Característica Mho no plano R-X

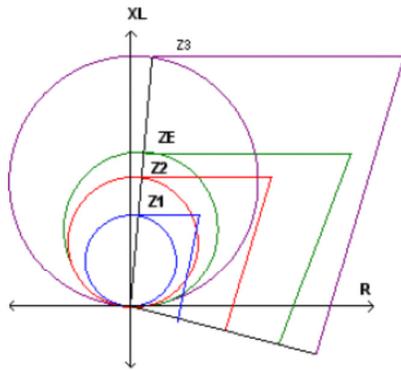


Fig. 4 – Característica Quadrilateral e Mho no plano R-X

Em meados da década de 70 surgiram os equipamentos de ensaios eletrônicos, nos quais foram desenvolvidos sinais senoidais sintetizados e regulados, como mostrado na Figura 5. Neste tipo de equipamento, os dispositivos e os instrumentos foram agregados formando um único equipamento denominados comumente de mala de testes ou caixa de testes, que veio facilitar sobremaneira os procedimentos de aferição e calibração de relés de proteção, otimizando tempo e recurso. Com o passar do tempo, esses equipamentos foram melhorados até possibilitar uma gama completa de ensaios dinâmico.



Fig. 5 – Caixa de Testes de Relés Eletro-Eletrônico

Com o avanço tecnológico, chegando-se a era dos relés digitais, houve uma grande evolução também no que concerne ao equipamento de ensaios, movido sobretudo pela necessidade de efetuar ensaios sistêmicos e transitórios. Este tipo de equipamento, além do *hardware* é provido de *softwares* e muitos deles tem uma característica multi-função, isto é, além de possibilitar o ensaio de todos os tipos de relés de proteção possibilitam a análise da qualidade de energia elétrica e registro digital de perturbações (oscilografia).

Os equipamentos de ensaios portáteis (malas de testes) como mostrado na Figura 6 [3] evoluíram bastante, desde os primeiros modelos até os dias de hoje, passando simplesmente de um agregado de dispositivos e instrumentos para um equipamento altamente sofisticado.



Fig. 6. – Equipamentos digitais de ensaios portáteis.

Esta evolução acompanhou os avanços tecnológicos dos relés (*IED's*), passando de dispositivos analógicos para digitais. Nas novas gerações de equipamentos de ensaios, todas as operações são feitas através de softwares e realizam ensaios com protocolo *IEC 61850* reconhecendo as mensagens *GOOSE* emitidas pelos *IED's*. Ao mesmo tempo possibilita ensaios transitórios com formas de ondas das correntes e tensões com conteúdos harmônicos. Estes sinais podem ser definidos pelo usuário ou capturados de registradores digitais de perturbações ou ainda através resultados de simulações através de softwares de transitórios eletromagnéticos, em formato *COMTRADE*.

Uma característica importante desse tipo de equipamento é a possibilidade de ensaio de um sistema de proteção *end-to-end* com equipamento *GPS* [4]-[9] para sincronização de tempo, cujo esquema é mostrado na Figura 7. Deve-se ressaltar que este tipo de equipamento tem saídas de alta potência e que permite ensaios em relés eletromecânicos. Os resultados das simulações de curto-circuito, realizadas através de programas de transitórios eletromagnéticos residente no microcomputador (*laptop*), são transferidos para os equipamentos de ensaios nas duas extremidades da linha de transmissão, no formato *COMTRADE*. Sincronizando-se o tempo através através de uma interface com o satélite (*GPS*) os dois equipamentos de ensaio são ativados simultaneamente, transferindo os arquivos de faltas para os relés de cada extremidade da linha, cujos valores de correntes e de tensões simulam um curto-circuito real. Estes ensaios possibilitam a verificação do desempenho do sistema de proteção como um todo, incluindo relés, canal de teleproteção, disjuntores e toda a fiação.

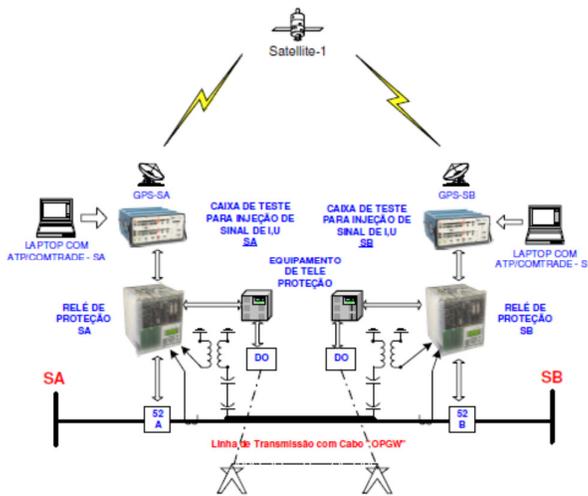


Fig. 7. Esquema de ensaio *end-to-end*

A necessidade de analisar o desempenho dos relés de proteção com muito mais detalhes, fruto do aumento da complexidade das redes elétrica e da importância do sistema fornecido e interligado, fez surgir os simuladores de transitórios [1]. Estes simuladores permitem representar formas de ondas em regime permanentes e transitórias, com bastante precisão. Os primeiros desses simuladores, que surgiram no início da década de 60 e denominados *MPS (Model Power System)* [5], eram analógicos e por serem enormes e caros, eram restritos aos fabricantes, empresas, concessionárias de grande porte e laboratórios de pesquisas. A sua vantagem era o processamento em tempo real e podiam ser usados interagindo com o relé sob teste. Na década de 90 surgiram os simuladores de transitórios digitais que podem ser separados em dois tipos, o simulador digital de reprodução [6] e o simulador digital em tempo real [7]-[8]. O simulador digital de reprodução usa as saídas *off-line*, tanto de um programa de transitórios eletromagnéticos como os registros de um registrador digital de perturbação (RDP). Essas saídas digitais são convertidas em sinais analógicos, que após serem amplificadas para níveis adequados, são aplicados aos relés sob ensaio. Avanços tecnológicos na área de processamento digital de sinais e de computação possibilitaram o desenvolvimento de *hardware* e *software* para simulação digital em tempo real (*RTDS*), utilizando técnicas de processamento paralelo e processadores digitais de sinais de alta velocidade [1] em tempo real. Os *RTDS's* se comparados com os *MPS's*, são compactos e menos dispendiosos. A Figura 8 mostra a arquitetura de um *RTDS*, onde é mostrado o ensaio de desempenho de um relé de proteção.

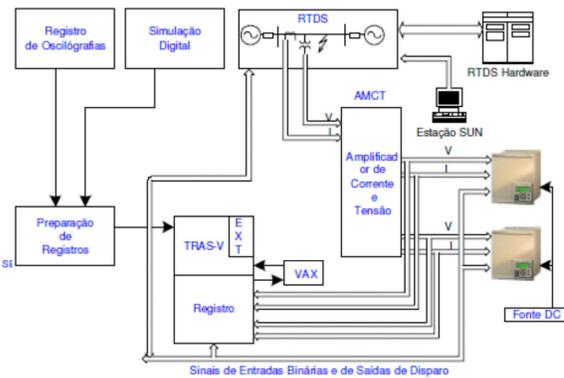


Fig. 8 – Esquema Funcional Simplificado do RTDS

#### IV. ANÁLISE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DE LINHA DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO SIMULADOR DIGITAL EM TEMPO REAL

As simulações foram realizadas no sistema de 500 kV da ELETRONORTE cujo diagrama unifilar é ilustrado na Figura 9 [10]. Neste artigo, são mostrados apenas os resultados das simulações realizadas na LT 500 kV Tucuruí – Vila do Conde (TUC -VC), para ilustrar o comportamento do sistema de proteção de distância REL 531 da ABB do circuito 1 para curto-circuito monofásico (fase A-terra) em vários pontos das linhas, conforme mostrado na Figura 10.

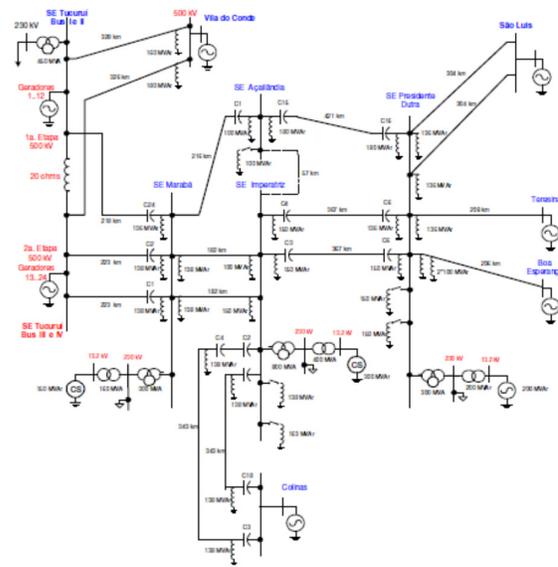


Fig. 9 - Configuração do sistema de 500 kV simulado

A Figura 11 ilustra um curto-circuito monofásico com ângulo de incidência de 0 grau a 50% da SE Tucuruí .

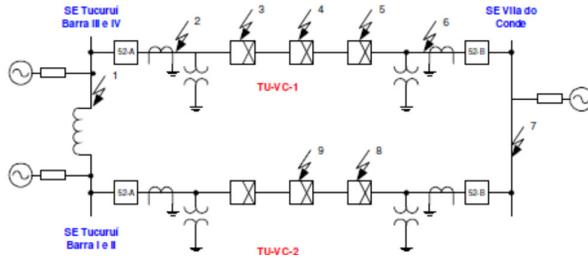


Fig. 10 – Pontos das simulações do curto-circuito

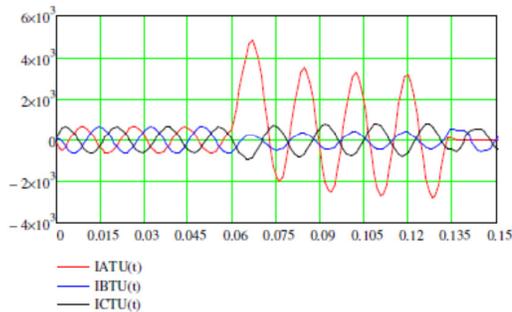


Fig. 11 – Curto-circuito monofásica na fase A a 50% da SE Tucuruí com ângulo de incidência de 0°.

As Tabelas I e II mostram o desempenho das zonas de proteção (relé REL 531) e envio e recepção do sinal de teleproteção (*carrier*), respectivamente nos terminais Tucuruí e Vila do Conde. As posições da falta de 2 a 6 (Figura 10) são internas à linha de transmissão (circuito 1), correspondendo respectivamente a 0%, 25%, 50%, 75% e 100% a partir do terminal Tucuruí. As posições da falta 1 e 7 são externas, correspondendo respectivamente nas barras Tucuruí e Vila do Conde. Os tempos, em ms, estão associados à atuação da primeira e segunda zonas (Z1T e Z2S). CS e CR correspondem respectivamente ao envio e recepção do sinal *carrier* para tele-proteção.

TABELA I  
Comportamento da proteção no terminal Tucuruí

Pos.	Loc.	%	t(ms)	Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	CS	CR
1	Ext.	TU	-	-	-	-	-	-	X
2	Int.	0	20,34	X	X	-	X	X	X
3	Int.	25	19,96	X	X	-	X	X	X
4	Int.	50	29,76	X	X	-	X	X	X
5	Int.	75	40,31	-	X	-	X	X	X
6	Int.	100	70,06	-	X	-	X	X	X
7	Ext.	VC	-	-	X	-	X	X	-

TABELA II  
Comportamento da proteção no terminal Vila do Conde

Pos.	Loc.	%	t(ms)	Z1T	Z2S	Z2T	Z3S	CS	CR
1	Ext.	TU	-	-	X	-	X	X	-
2	Int.	100	46,62	-	X	-	X	X	X
3	Int.	75	37,57	-	X	-	X	X	X
4	Int.	50	30,75	X	X	-	X	X	X
5	Int.	25	23,44	X	X	-	X	X	X
6	Int.	0	22,56	X	X	-	X	X	X
7	Ext.	VC	-	-	-	-	-	-	X

- não opera  
X opera

## V. CONCLUSÕES

Os procedimentos para os ensaios de desempenho de relés de proteção, desde os analógicos, estáticos e digitais, evoluíram muito devido ao avanço tecnológico. Atualmente os recursos técnicos disponíveis são incomparavelmente mais avançados em relação às décadas passadas, permitindo que os engenheiros de proteção consigam obter resultados mais precisos e detalhados rapidamente.

Atualmente é possível a realização de ensaios em tempo real, efetuando ensaios simultâneos no sistema de proteção de ambos os terminais de uma linha de transmissão de todas as funções e com todos os equipamentos associados, permitindo uma visão mais ampla e sistêmica.

## REFERENCES

- [1] Power System Relaying Committee, "Relay performance Testing", IEEE Power Engineering Society, 96TP115-0, pp. 1-25, 1996.
- [2] General Electric, *Mho Distance Relays - Type GCY12*, Instructions GEI-25355B
- [3] OMICRON electronics, Disponível em: <<http://www.omicron.at/en>>. Acesso em 17 maio 2010
- [4] CONPROVE Engenharia, Indústria e Comércio, Disponível em: <<http://www.conprove.com.br>>. Acesso em 17 maio 2010
- [5] G. E. Alexander and J. G. Andrichak, "Comparative Testing using Analog Model Power Systems, Digital Model Power Systems and Portable Test Sets", pp. 1-25.
- [6] J. Esztergalyos, J. Nordstrom, T. Short and K. Martin, "Digital Model Power System," IEEE Computer Applications in Power, vol. 3, No. 3, pp. 19-24, July 1990.
- [7] P. G. McLaren et al., "A Real Time Digital Simulator for Testing Relays," IEEE Trans. PWRD, vol. 7, No. 1, pp. 207-213, January 1992.
- [8] M. Kezunovic et al., "Transient Computation for Relay Testing in Real-time," IEEE Trans. PWRD, vol. 9, No. 3, pp. 1298-1307, July 1994.
- [9] M. F. Ushikubo e J. N. R. Romeiro Filho, "Simulação em Tempo Real de Falhas Utilizando ATP, Simulador de Sistema de Potência e GPS," XV SNPTTE, Foz do Iguaçu – PR, Outubro 1999.
- [10] S. Lidstrom, M.M. Saha, C.A.F. Floriano and W. Oliveira, Real Time Simulation of Protection for 500 kV Series Compensated Lines, 2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, 6-PAM, Protection/Automation and Monitoring, 8..11/11/2004, pages 1/6.



2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition  
Latin America

## Real time simulation of protections for 500 kV series compensated lines

Carlos A.F Floriano

Wagner Oliveira

Stig Lidström<sup>1</sup> Murari M Saha

ELETRONORTE, Brazil

ABB, Brazil

ABB, Sweden

### I. INTRODUCTION

The load on Electronorte (ELN) and “Empresa Amazonense de Transmissão de Energia” (EATE) on the 500 kV systems between Tucuruí-Marabá-Açailândia-Imperatriz-Presidente Dutra was increased during the 90<sup>th</sup>s to such a level that decision was taken that the load transfer capacity in the area had to be increased. After internal investigations and evaluation of different possibilities decision was taken to install series capacitor on the existing lines in this particular area. Series compensation of transmission overhead lines is a well-proven technique with more than 50 years experience. But even though, the technique can cause severe problems for the protection relays if they are not well designed to handle this type of application and the settings not properly set. In order to verify the suitability of the ABB REL531 distance protection for installation on the series compensated lines between Tucuruí-Presidente Dutra, decision was taken by ELN to make real time simulation. The simulation took place at FURNAS in Rio de Janeiro during the autumn 2002.

### II. ELN JUSTIFICATION OF REAL TIME SIMULATION

The use of real time simulation for approval of protection scheme in series compensated networks is quite common due to the different phenomena that might influence the protection reliability, which might be difficult to foresee in all aspects in advance. The ELN have pointed out the following aspects that has been considered when decision was taken to make real time simulation in this project:

- The ELN considers that tests in Real Time Digital Simulator are a particularly useful tool for the approval of the application of relays protection for installation on the power system.
- It is generally difficult to foresee the dynamic behavior of the power system when doing the settings and with use of modern numerical relays (IED) in combination with a modern numerical real time simulator, a lot of test cases can be utilized in an effective way.
- The benefits of these simulations had increased still more when numerical relays was started to be used, therefore with the job of this technology a significantly increased the number of parameters need to be defined before taking a protection in operation.

-Without the accomplishment of these tests it becomes extremely difficult, through an analytical study, to define with security the setting of all the necessary parameters for the correct application of the protection. This especially for applications with series capacitor, where it is difficult to foresee the dynamic oscillations that might occur during faults.

- In diverse simulations already effected by the ELN, the adjustments initially defined through analytical studies, had to be modified in elapse of the tests due to problems verified in these simulations that had not been foreseen in the preliminary adjustments in virtue of the characteristics and the complexity of the power system.- ELN consider also that participating in real time simulations is a very good learning process; it gives a better understanding of the characteristics and the behavior of the electrical system to be protected. Therefore through the simulations it is possible to observe the behavior of the protections during all types of the transitory that may occur in the system. Besides the above stated justifications from ELN, we would also mention that real time simulations is the best way to verify the total protection scheme considering the interaction between local and remote protections.

### III. THE ELN POWER SYSTEM

The ELN 500 kV power system in the vicinity of new series compensated lines is shown in figure 1 below.

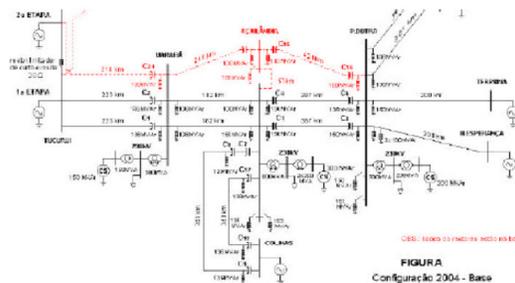


Figure1. Section of ELN 500 kV system period 2004.

The lines that are subjected to be series compensated are marked as dotted lines.

Some characteristic of the system is that it has a strong fault current infeed at Tucuruí ( $X1s/X0s \approx 9$ ) and a very weak infeed at Presidente Dutra ( $X1s/X0s \approx 16/74$ ), especially in zero sequence. The line lengths are 218, 246 and 421 km counting

<sup>1</sup>Corresponding author: S. Lidström, ABB Technology Products Power Technology,

721 59 Västerås, Sweden, stig.lidstrom@se.abb.com

from Tucuruí to Presidente Dutra and they are mutual coupled (see figure 2 below).



Figure 2. Source current behind the relay for scenario 2004.

Since there exist plans for future expansion of the transmission lines with a forth line between Tucuruí -Marabá, Marabá-Acailândia, and Acailândia - Presidente Dutra was also consider in the simulation (scenario 2010).

The system is quite heavy loaded and for the simulation two load cases was consider, low and high load for each scenario 2004 and 2010.

#### IV. BENEFITS WITH SERIES COMPENSATION

The use of series compensation gives a lot of operational benefits such as increased power transfer, increased voltage stability, reduced transmission losses etc.[2-6]

If we consider a simple two-machine network, the increased power transfer for a loss less line can be calculated according to the formula:

$$P_A = \frac{V_A \cdot V_B}{Z} \cdot \sin(\gamma) \quad (1)$$

where  $P_A$  is the power transfer,  $V_A$  and  $V_B$  the voltage in sending and receiving end and  $Z$  the total impedance in the system. If we consider the same magnitude of the voltage  $V_A$  and  $V_B$ , and calculate the power transfer for different compensation degree  $k$  ( $X_c/X_{1L}$ ) for a 216 km long 500 kV line with  $X_{1L}=0.27$  ohm/phase, we will get a result according to figure 3 below.

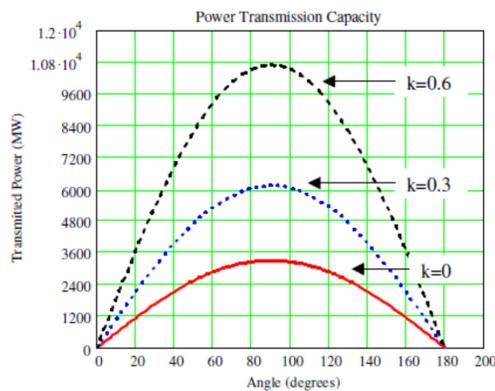


Figure 3. Power transmission capacity as function of angle differences between Emf for different compensation degree  $k$ .

It can be seen from the calculation, that installation of series capacitor will increase the load transfer capacity from 3310 MW to 6146 MW (186%) for the compensation degree of 30%. In the case the compensation degree is increased to 60% the load transfer capacity will be increased to 10681 MW (323 %). The increased power transfer is often the driving factor for installation of series capacitor. The effect on *voltage stability* can be visualized by calculating the voltage drop where the load is a range variable. Using the same line data as for calculating the power transfer capability above, considering the admittance  $B$  (309 ohm) and calculating the load transfer as a function of the receiving bus voltage gives a graph showing in figure 4 below.

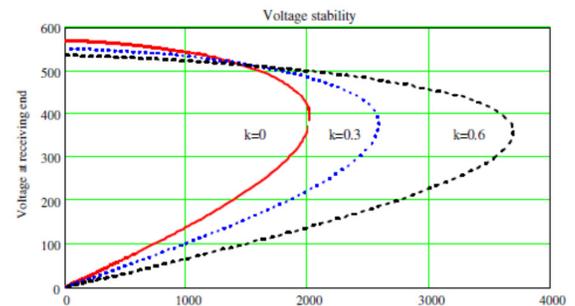


Figure 4. Power transfer as function of receiving voltage for different compensation degrees  $k$ .

The maximal load transfer for the non-compensated case ( $k=0$ ) is about 2000 MW. The magnitude of the voltage at the receiving bus is 570 kV when the load transfer is zero. This is the well-known Ferranti effect. Many long EHV power transmission lines have shunt reactors at the end on the lines, which can absorb a large portion of the reactive power generated by the line. However, we have neglected the effect of such reactors in this calculation. This means that we may have overestimated the load transfer capability. When series capacitor is implemented, the maximal power transfer will be increased to 2583 MW for the compensation degree  $k=0.3$  and to 3690 for  $k=0.6$ . The voltage at the receiving end at the **critical point** where the  $dP/dV$  is zero have been reduced from 394 kV for the non-compensated case to 372 respective 352 kV for the case with 30 respective 60% compensation degree. The reduction of the received bus bar voltage at the critical point increases the margin for voltage collapse.

From the calculations of the load transfer as function of the angle difference between the source Emf and the load transfer as function of received voltage we can draw the conclusion that the implementation of series capacitor influence the reactive power balance of the line given increased power transfer and increased margin to voltage collapse.

#### V. SOME INPACKTS ON DISTANCE PROTECTION

Installation of series capacitor on lines will cause phenomenon that stresses the relays and might cause maloperation if not

designed properly and given suitable settings. Some of the phenomenons that the relay might be exposed to are voltage inversion, current inversion, *sub harmonic oscillations*, *slow transients*, *fast transients* and *subsynchronous oscillations*.

When close in faults occurs on a series compensated line close to the series capacitor, we might get voltage inversion if not overvoltage protection activates and short circuit the capacitor(see figure 5). The voltage distribution from the fault location towards the B station is inductive and the current  $I_B$  lags both the bus voltage  $V_B$  and the source voltage  $E_b$ . From the fault location to A station, the voltage increases towards the series capacitor and on the bus side of the capacitor, the voltage will make a phase shift of  $180^\circ$ . Depending on system conditions and fault type, we might get what is called voltage inversion. When that happens the fault current  $I_B$  will lead the bus bar voltage  $V_B$ . Voltage inversion occurs when the Following conditions are fulfilled:

$$p \cdot XL < XC < XsA + p \cdot XL \tag{2}$$

The capacitive voltage present to a distance relay for the protected line might cause the relay to failure to operate and relays on adjacent lines at A side (see figure 5) to cause unwanted operations. Dependent on the system data and configuration, the influence of voltage inversion might be spread also to protections at other stations in the vicinity of the station where the series capacitor is installed. Therefore distance protection for series compensated lines must be designed to handle this type of phenomenon.

If the voltage transformer feeding the line protection at the A side is located on the line side of the series capacitor, the relay on A side will not be subjected to voltage inversion for faults on the protected line.

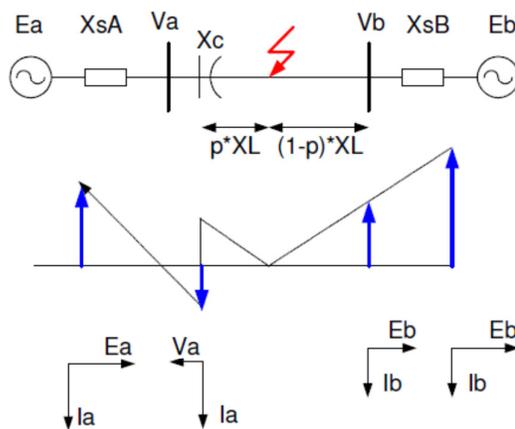


Figure 5. Voltage inversion

*Current inversion* is in reality a rare phenomenon even if it is possible to verify that it can happens by system studies. Modern series capacitor is normally equipped with Metal Oxide Varistor, (MOV). When current inversion occurs the

current will lead the source voltage by approximately  $90^\circ$  if the MOV do not conduct. But current inversion leads to very high fault currents through the series capacitor causing the voltage across the series capacitor to exceed the protection voltage limit and thereby start conducting of the MOV. When the MOV starts to conduct, the phase shift between the fault current and the fault voltage starts to decrease from  $90^\circ$  to a value about  $10-20^\circ$  leading, which can be handled by REL531 distance protection. With reference to figure 5 above, current inversion will occur when the following condition occurs:

$$Xc > XsA + p \cdot XL \tag{3}$$

The protections for series compensated lines are also subjected to a lot of *high* and *slow frequency transients* caused by the instantaneous change of the energy stored in the capacitors and inductances in the system when fault occurs on the protected line. The high frequency transients are due to natural frequencies of the series and shunt inductances and capacitances of the system. Any change in the network, such as a fault or series capacitor bypass, requires the readjustment in stored energy between the line inductances and the distributed shunt capacitances, which causes high frequency currents to flow. The typical frequencies are in the area of 250-500 Hz for a 300 km long EHV overhead line. The low frequency transients are due to the resonant condition created between the series capacitors and the network series inductances, which are always transients of subsynchronous frequencies. *Subsynchronous oscillations* occurs when the series capacitor interact with the power system. The oscillation may occur by instantaneous spikes in the voltage or current, for example when unloaded transformer is switched in or faults on the power system. It is a resonant condition that occurs for any series LC circuit. The resonant frequency can be calculated as:

$$f_r = \frac{1}{2 \cdot \pi \sqrt{LC}} = f_0 \cdot \sqrt{k} \tag{4}$$

where  $f_r$  is the resonant frequency,  $X_c$  the line capacitive reactance and  $k$  the compensation degree. The frequency of oscillation is always below the fundamental frequency due to that the capacitive reactance is always less than the total line inductive reactance. In practice, the subsynchronous resonance frequency is in the range of about 15-90% of the system frequency. The subsynchronous frequency response superimposes a subsynchronous component on the current and voltage that are feed the line protection IED. Because the frequency is low it is difficult to filter the subsynchronous frequency fast enough to provide a satisfactory relay speed of response. The decaying low frequency transient component present in the fault loops involving capacitor, the transfer from the load location to the fault location may not be linearly. Instead, it may follow a logarithmic spiral around the line impedance (see figure 6 below). The trajectory of the measured impedance can come inside the operation characteristic for zone1 and cause unwanted operation.

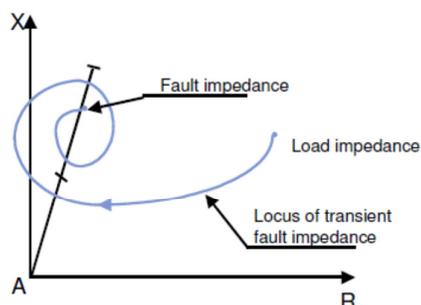


Figure 6. Trajectory of measured impedance due to subsynchronous oscillations for a fault on remote adjacent line.

The subsynchronous resonance phenomenon may cause the distance protection zone 1 to overreach and overreaching zones to underreach. Sub harmonic and subsynchronous oscillations will lead to that the setting of zone 1 will not be overlapping each other and therefore it is not applicable to use permissive underreach schemes on series compensated lines. It must be permissive overreach (POTT) scheme or blocking scheme. Another important issue that influences the protection behavior is the current and voltage distribution along the series compensated line. In an non-compensated line the fault current decreases gradually when the distance to fault increases (see figure 7 below).

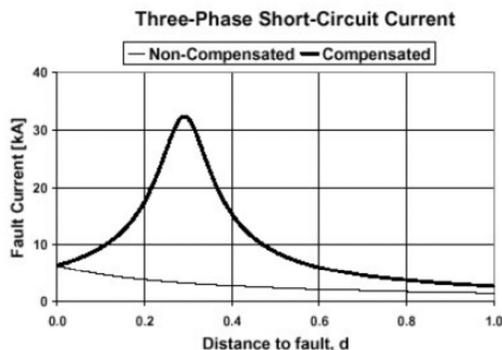


Figure 7. Fault current decrease for non-compensated and series compensated line

As can be seen from the figure 7 above, the fault current for the series compensated line have a maximum, which occurs for three-phase fault just outside the series capacitor. The series capacitor is in this case located close to the bus bar on the left side. The high magnitude of the fault current gives a corresponding high magnitude of the voltage, which might exceed the insulation level and can cause severe damage. Therefore the series capacitor bank is equipped with overvoltage protection that operates and short circuit the capacitor bank, if necessary. One such overvoltage function or equipment is the MOV, which start to conduct when the voltage exceed the protection level. The relation between the

instantaneous current through the MOV  $i_{MOV}$ , the protected voltage  $V_p$  and the capacitor voltage  $V_c$  can be written as:

$$i_{MOV} = I_c \cdot \left( \frac{V_c}{V_p} \right)^\alpha \quad (5)$$

where  $\alpha$  is a manufacturing constant of the MOV material. Goldworthy [5] and Martilla [6] have found out that the parallel circuit between the MOV and the series capacitor can be replaced by an serial circuit consisting of an resistance  $R_c'$  and capacitive reactance  $X_c'$ . The values can be calculated according to the empiric based formula 6 and 7 below:

$$R_c' = X_c \cdot (0.0745 + 0.49e^{-0.243I_{pu}} - 35e^{-5I_{pu}} - 0.6e^{-1.4I_{pu}}) \quad (6)$$

$$X_c' = X_c \cdot (0.1010 - 0.005749I_{pu} + 2.088e^{-0.8566I_{pu}}) \quad (7)$$

In practice, the resistive part will not exceed 30-35% of  $X_c$ , which the relay must be able to detect.

## VI. THE SCOPE OF THE SIMULATIONS

The scope of the simulations was to verify the suitability of REL531 in this specific application of series compensated lines. It was decided by the customer to simulate the two scenarios 2004 and 2010. To simulate the power system, 6 different models or configurations was developed in the RTDS database (one for each protected line). The network used in the simulation for scenario 2004 is shown in figure 8 below.

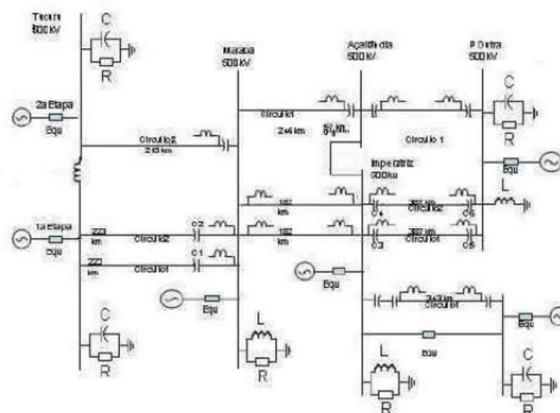


Figure 8. System representation for scenario 2004

The simulations consider two load conditions, maximum load and a low load case. Each type of fault has been simulated with fault inception angle chosen to 0 and 90 degrees. When selection of number of fault positions and number of fault types to be simulated it is always a battle between the technical demands and the costs. For this project ELN chosen to simulate the following fault types at every fault position: L1-G, L1-L2, L2-L3-G, L1-L2-L3, L1-G, L1-L3, L2-L3-G, and L1-L2-L3. Also evolving faults and switch on to fault were simulated. A diagram showing the selected fault position for the line Tucuruí-Marabá is shown in figure 9 below.

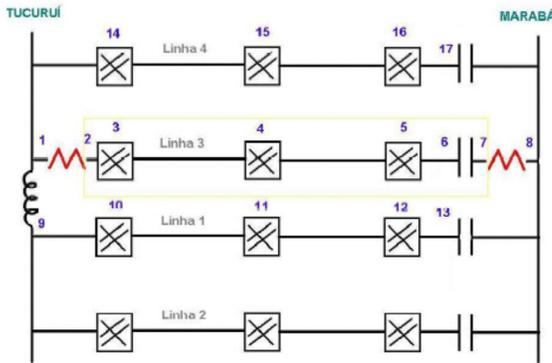


Figure 9. Fault positions for simulation of Tucuruí-Marabá

**VII. FEATURES IN REL531 FOR SERIES COMPENSATED LINES**

As already mentioned, relay protection used on series compensated lines will be exposed to different types of phenomenon that the relay should be able to handle. *Sub harmonic oscillations* might cause the zone 1 to overreach and zone 2 to underreach and must be considered when calculating the settings. In the setting instruction for our REL531 terminal we have created a diagram showing the possible reach for zone 1 depending on the compensation degree. The diagram is based on earlier real time simulations and field experience and considers the effect of sub harmonics (See figure 10 below).

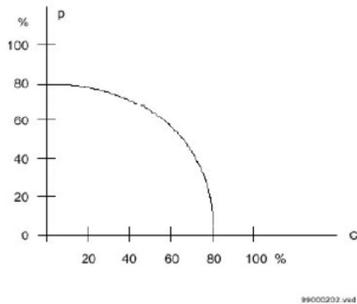


Figure 10. Selection of setting reach p as function of compensation degree

When the adjacent lines also have series capacitors the selected reach p according to figure 9 must be decreased further to give enough security to unwanted operations due to sub harmonics. *Voltage inversion* is one of the most critical phenomenon for normal distance protection to handle. A reliable relay protection for series compensated lines must be able to handle voltage inversion.

The control of the memory for polarizing voltage is in the basic distance protection for REL531 a function performed by low voltage control. A voltage reversal will give a relatively high

voltage also when the memory must be locked and thus this type of voltage memory control cannot be used in case of voltage reversal. In the REL531 for series compensated network the polarizing quantity and memory are controlled by an impedance measurement criteria. The polarizing voltage is a memorized positive sequence voltage. The memory is continuously synchronized via a positive sequence filter. It starts to run freely instantaneously when a voltage change is detected in any phase. A non-directional impedance measurement is used to detect a fault and identify the faulty phase or phases. The faulty phase voltages are disconnected from the positive sequence filter not to cause a change of the polarizing voltage phase angle by a reversed voltage in a faulty phase. The setting reach of the directional element must cover all locations that might have voltage inversion. Therefore it has individual settings of reactance and resistance in positive and zero sequence. Also the possibility to set the direction angle in both second and fourth quadrant makes it possible to adopt the setting of REL531 to the specific application requirement might occur on heavy loaded series compensated lines.

**VIII. RESULT AND CONCLUSIONS FROM THE SIMULATIONS**

As mentioned in chapter 5, there are a lot of phenomena that the protection IED must be able to handle. Figure 11 below shows the voltages at Maraba sub station for Case 5540, a three phase fault without fault resistance at the first tower for permutation of the phases (some km out from Maraba) on the line Maraba- Tucuruí.

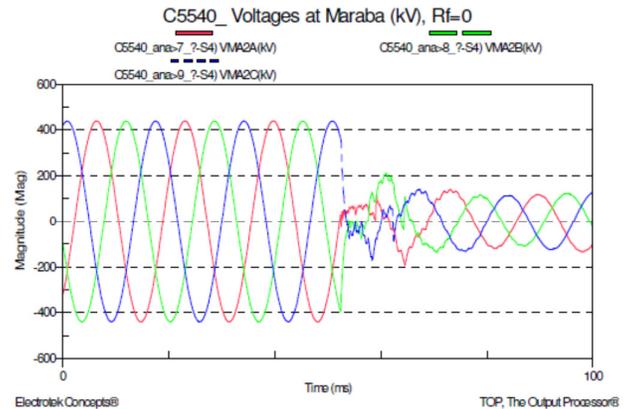


Figure 11. Voltages at Maraba for three-phase fault on line Maraba-Tucuruí.

The energy stored in the series capacitor in the system creates a lot of harmonics, preferably in the voltages when de-energized during fault. In figure 12 below a FFT analyze of the phase C voltage has been done.

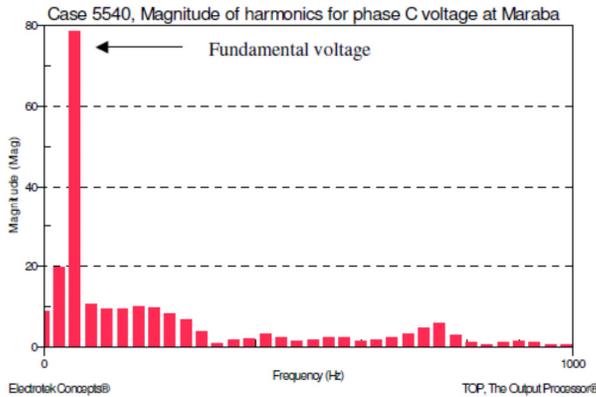


Figure 12. Magnitude of harmonics for phase C voltage at Maraba for three phase fault on line Maraba-Tucuruí (approximately 30Hz between the bars).

From the figure 12 we can conclude that the portion of harmonics is approximately 9% up to 270 Hz. We can also observe that we have sub harmonics, which is a result from oscillations between the series capacitance and inductance in the system. The portion of sub harmonic at 30 Hz is about 25% of the fundamental voltage. Some of the main observations from the simulations and settings are the followings:- The zone1 did overreach in some cases due to too small margin against dynamic transients from capacitor on adjacent lines. - Some sensitivity problems occurred on the line Presidente Dutra - Acaílandia at single phase to earth fault that could be solved by change of base current for zero sequence current. After more than 10000 individual shots, the simulations of ABB REL531 from Sweden have proved that the relays meet the ELN and EATE requirements and was be installed on ELN 500 kV system on the lines involved during 2003. Unfortunately the multiplexer for REL561 was not available at the time for simulation, so the line differential protection could not be included in the simulations. The flexibility of the protection IED REL531 and REL561 with possibility to do changes in the configuration and settings during the simulations have been very successful to meet the high requirements on dependability and security. It has also been proved that the REL531 and REL561 is suitable to be used in the future scenario 2010 with the new lines that will be built between Tucuruí-Maraba, Açailândia-Imperatriz, Maraba-Acaílandia and Acaílandia-President Dutra.

#### IX. ACKNOWLEDGEMENT

On behalf of the persons involved in the simulations from ELN and ABB, we would like to express our appreciation to Mr. D. Menzies and S. do Espirito Santo and his staff V.A Belo Franca, C.H.B. do Prado Damiao, H. Hayashi and G. Sarcinele for their excellent support during the simulations.

#### References:

- [1] M.M Saha, K.Wikström and A Holmström, " High speed protection scheme for EHV transmission lines", Proceeding of 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Singapore 23-27 January 2000
- [2] P.M. Andersson, "Power System Protection", IEE Press, 1999
- [3] CIGRE "Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations" 1991
- [4] IEEE Power Engineering Society "Series Capacitor Bank Protection"
- [5] D.L Goldsworthy "A Linearized Model For MOV-Protected Series Capacitors" IEEE Transactions on Power Systems, Nov 1987
- [6] R.J Martilla "Performance of distance relay MHO elements on MOV-protected series compensated transmission lines" IEEE PWRD 1991.



**GRUPO V**

**GRUPO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

**UTILIZAÇÃO DE SIMULADOR DIGITAL EM TEMPO REAL NA EXECUÇÃO  
DE TESTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DE  
SALTO CAXIAS – SALTO SANTIAGO 525 KV E SALTO CAXIAS – CASCAVEL 525 KV**

Hélio Hayashi de Almeida \*    Guilherme Sarcinelli Luz    Wagner de Oliveira    Mauro Ushikubo  
Sérgio do Espírito Santo    Nilo J. Pereira de Macedo  
Roberto Campos de Lima    Cesar Ribeiro Zani  
Denise Borges de Oliveira

**FURNAS Centrais Elétricas**

**ABB**

**COPEL**

**RESUMO**

Este trabalho apresenta os testes de modelo realizados no Simulador de Sistemas Elétricos de FURNAS referentes ao Sistema de Proteção fornecido pela ABB e atualmente instalado nas Linhas de Transmissão de 525kV Salto Caxias - Salto Santiago e Salto Caxias - Cascavel da COPEL.

O objetivo é apresentar a utilização do Simulador de Sistemas Elétricos nos testes e a metodologia empregada.

**PALAVRAS-CHAVE**

Simulação Digital em Tempo Real, Teste de Equipamento, Teste de Proteção.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

FURNAS foi contratada pela ABB para testar um sistema de proteção fornecido à COPEL, avaliando em laboratório o desempenho dos relés e sistemas associados (p.ex.: teleproteção) diante de distúrbios no sistema elétrico. A especificação da COPEL condicionava a aceitação do sistema aos testes de desempenho.

O sistema de proteção testado é composto pelos relés REL531 (ABB) e SEL321 (Schweitzer Laboratories) e pelas teleproteções FOX 20 e FOX-U+NSD (ambas da ABB) e destinado às linhas de transmissão da COPEL de 525kV de Salto Caxias - Salto Santiago e Salto Caxias - Cascavel.

Nos testes realizados no Simulador de Sistemas Elétricos de FURNAS (1), os 4 relés, mais as teleproteções, foram testados simultaneamente através da aplicação de sinais de tensão e corrente trifásicos, nos níveis reais, oriundos de simulações digitais prévias (ATP). Por se tratarem de duas linhas, as baterias de teste foram realizadas em separado. Em cada bateria os relés foram ajustados para uma das linhas.

**2.0 - SIMULADOR DE SISTEMAS ELÉTRICOS**

**2.1 - Descrição geral**

A principal característica do Simulador de Sistemas Elétricos de FURNAS é a realização de estudos em tempo real para verificação do comportamento do sistema elétrico. O Simulador permite a conexão de equipamentos reais de controle e proteção para testes, o que elimina as incertezas e simplificações existentes no uso de modelos. Esta característica o torna ideal para a verificação do comportamento de novos equipamentos e validação de modelos para representação em programas digitais tradicionais.

O Simulador de Sistemas Elétricos é composto de sub-sistemas que, isoladamente ou em conjunto, são utilizados para os diversos tipos de estudo realizados.

Os principais sub-sistemas envolvidos são:

- Simulador Analógico: Composto de modelos analógicos, em escala elétrica, de elementos como: máquinas síncronas, reguladores de tensão e velocidade, capacitores e reatores, transformadores,

modelos " $\pi$ " de linha de transmissão, disjuntores, pontes conversoras HVDC, válvulas tiristorizadas e filtros.

- Simulador Digital: O Simulador Digital em Tempo Real (RTDS™) realiza a simulação através de modelos matemáticos calculados em tempo real, utilizando processadores rápidos (DSP's) em processamento paralelo (2).

- Sistema de aquisição e exteriorização de dados (TRAS-V)

- Amplificadores de Potência: São utilizados para adequar os níveis de tensão e corrente aos valores requeridos pelos equipamentos em teste.

## 2.2 - Testes de proteção

Há 4 formas de realização de testes:

- Modelagem no RTDS™, com teste em malha aberta;
- Modelagem no RTDS™, com teste em malha fechada;
- Modelagem externa, em qualquer programa digital de simulação de transitórios;
- Repetição de ocorrências reais oscilografadas digitalmente.

O método mais comum para teste de equipamentos é utilizar a modelagem do próprio RTDS™ para representar o sistema elétrico. De acordo com a necessidade, as informações fornecidas pelo equipamento testado podem ser usadas para interagir na simulação. Nestes casos (teste em malha fechada), por exemplo, a atuação de um relé pode abrir ou fechar um disjuntor na simulação (3).

Nos testes com a modelagem externa ao RTDS™, ele recebe arquivos contendo os sinais de tensão e corrente que serão exteriorizados, e os envia para os equipamentos testados. Os arquivos devem estar no padrão COMTRADE (Common Format for Transient Data Exchange) (4) e podem ser gerados através de outros programas de simulação digital de sistemas de potência, assim como podem ser dados reais de ocorrências no sistema, registrados digitalmente (p. ex. através de um oscilógrafo digital). Obviamente, quando os testes são realizados desta forma não é possível que o equipamento testado interaja com a simulação.

O RTDS™ é um simulador digital de sistemas de potência com capacidade de operação contínua em tempo real. Pode ser utilizado para estudos de transitórios eletromagnéticos, sistemas de controle e proteção, melhoria de performance em sistemas HVDC e estudos dinâmicos. Sua capacidade de interligação com equipamentos reais (relés, sistemas de controle, etc.) permite o comissionamento e a verificação do desempenho destes. Este equipamento funciona como um TNA digital, flexível, preciso e com grande capacidade de representação, através de modelos matemáticos, de um sistema elétrico e de seus equipamentos associados.

O "hardware" é composto por DSP's (Digital Signal Processor) trabalhando em paralelo para processar os sinais em tempo real. Possui também entradas e saídas analógicas e digitais que permitem sua conexão com outros equipamentos.

O "software" é constituído de aplicativos usados em cada etapa da simulação. O sistema é preparado em uma interface gráfica, onde cada componente é representado simbolicamente. Durante a execução do caso é possível alterar diversas grandezas do sistema, como tensão dos geradores, condição dos disjuntores, etc.

O RTDS™ permite a utilização de programas desenvolvidos pelo usuário para comandar sua operação, a fim de automatizar os testes. Estes programas são denominados "script" e permitem interagir com a simulação, através de comandos próprios, de forma a otimizá-la, realizando repetições, cálculos, auto-avaliações do teste, entre outras.

Todos os testes são realizados com o RTDS™ ligado aos relés através dos amplificadores de potência. Para evitar interferências dos circuitos de potência nos processadores os sinais da simulação são isolados por acoplamento ótico

Os amplificadores de potência são utilizados para adequar os níveis de sinal do RTDS™ com os equipamentos em teste. São seis módulos monofásicos de corrente, com capacidade até 70A de pico, e dois módulos trifásicos de tensão de até 220V de pico.

Um esquema funcional simplificado do sistema utilizado para testes de proteção se encontra na Figura 1.

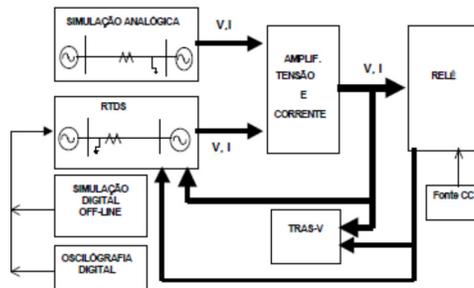


FIGURA 1 - Esquema funcional simplificado de testes de proteção no Simulador de Sistemas Elétricos

### 3.0 - REALIZAÇÃO DOS TESTES

Nos testes do sistema de proteção das linhas de 525 KV de Salto Caxias - Salto Santiago e Salto Caxias - Cascavel, a COPEL preferiu adotar a modelagem externa ao RTDS™ e utilizar o programa digital de transitórios eletromagnéticos ATP ("Alternative Transient Program") para realizar as simulações. A escolha ocorreu devido à existência prévia do banco de dados em ATP referente ao sistema testado e à maior familiaridade dos técnicos da COPEL com este programa.

A metodologia empregada, de acordo com a opção da COPEL, envolveu os seguintes passos:

- Preparação dos casos no ATP e geração de arquivos COMTRADE;
- Transferência destes arquivos para o RTDS para posterior aplicação, em tempo real, nos relés;
- Monitoração das grandezas enviadas aos relés e dos sinais de saída dos relés.

#### 3.1 - Preparação dos casos

Para a realização da primeira etapa, a COPEL gerou diversos casos-base utilizando o programa ATP. Estes casos foram fornecidos a FURNAS, onde foram simuladas várias contingências, através da aplicação de diversas faltas em pontos distintos do sistema elétrico em estudo, conforme mostrado na Figura 2 (os pontos de falta estão marcados com X).

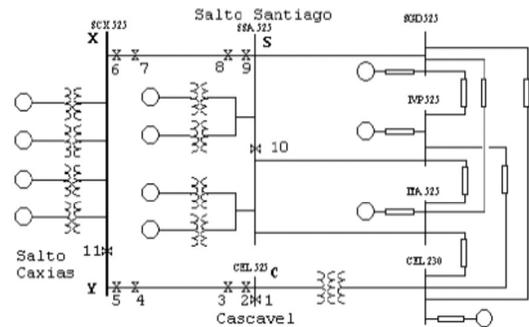


FIGURA 2 - Configuração completa do sistema simulado e localização das faltas

Para estes testes, foram consideradas 5 configurações de sistema:

- Sistema completo
- Sem a LT Salto Caxias - Cascavel 525 KV
- Sem a LT Salto Caxias - Cascavel 525 KV; 01 grupo gerador em Salto Caxias
- Sem a LT Salto Caxias - Cascavel 525 KV; 01 grupo gerador em Salto Caxias operando como síncrono totalmente subexcitado; e 01 grupo em Salto Santiago.
- Sem a LT Salto Caxias - Salto Santiago 525 KV; 01 grupo gerador em Salto Caxias operando como síncrono totalmente subexcitado; e 01 grupo em Salto Santiago.

Para cada configuração as seguintes contingências foram simuladas em cada linha:

- Faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas, com e sem resistências de falta dentro e fora do trecho da linha de transmissão;
- Faltas monofásicas com resistência de arco e faltas evolutivas;
- Faltas para teste das lógicas de "weak-infeed" e de "Echo";
- Faltas monofásicas para teste da lógica de religamento monopolar.

Para cada caso simulado foi gerado um arquivo COMTRADE para cada terminal da linha de transmissão cuja proteção estava sendo testada (Salto Caxias - Salto Santiago ou Salto Caxias - Cascavel). Estes arquivos continham a tensão das três fases da barra e as três fases de corrente de linha no ponto de

conexão do relé (Salto Caxias, Salto Santiago e Cascavel, de acordo com a linha sendo testada).

### 3.2 - Aplicação dos casos

Foram realizados cerca de 500 tiros, em diversos pontos do sistema, de modo a abranger o maior número de possibilidades de contingências. A maioria das faltas foram simuladas com tempo de, no máximo, 200 ms. Aquelas com resistência de falta fixas foram simuladas com tempo de, no máximo, 400 ms para permitir a operação das lógicas 67N e WEI, ambas no esquema POTT.

A simulação utilizando arquivos COMTRADE produz o regime permanente repetindo periodicamente o primeiro ciclo do arquivo de entrada. O restante da simulação, que contém o distúrbio, é aplicado ao equipamento quando solicitado pelo usuário. Após o distúrbio, todos os sinais de saída do RTDS (tensões e correntes) são zeradas.

Dois painéis foram montados especificamente para os testes no Simulador. Cada painel continha os equipamentos de proteção (proteção principal, secundária e teleproteção) referentes a um terminal da linha de transmissão.

Parte dos ajustes dos relés foi realizado previamente, e parte foi realizado durante os testes, com auxílio dos técnicos de FURNAS, em especial para o SEL 321. De acordo com a resposta do equipamento para cada tipo de ocorrência, os ajustes finos foram sendo realizados ao longo do estudo.

As entradas digitais do RTDS foram utilizadas para monitorar as saídas dos relés. Observou-se 16 informações de cada relé, totalizando 64 sinais a serem analisados. Para otimizar o processo de análise, utilizou-se uma máscara de saída que separava os sinais de cada relé e seus respectivos tempos de atuação. Os sinais observados foram:

a) Primeira zona (sub-alcance): Trip local e chaveamento de sinal DUTT nas fases A, B e C.

b) Segunda zona (sobre-alcance): Chaveamento de sinal POTT e Trip local com permissão do relé da outra extremidade.

c) Transmissão e recepção de sinal DUTT (Direct Underreaching Transfer-Trip) e POTT (Permissive Overreaching Transfer-Trip) nas fases A, B e C.

d) Sobrecorrente direcional de terra (temporizado) com sinal de POTT: Para faltas à terra com alta resistência e não sensíveis à proteção de distância.

e) Lógica para fonte fraca ("weak-infeed") com terceira zona reversa (temporizado): Para faltas que não são sensíveis à proteção de distância.

Para a aplicação dos casos foi desenvolvido um arquivo "script" que aplicava automaticamente o distúrbio, verificando quais as saídas das proteções que atuaram, apresentando-as na tela da estação de trabalho, e informando os tempos de atuação de cada uma. Além disso todos os sinais exteriorizados, saídas dos relés e tempos de atuação foram gravados em arquivos de resultados.

Os resultados foram avaliados de duas formas. Uma primeira avaliação era realizada simultaneamente à execução dos casos, diretamente na estação de trabalho que coletava os sinais de saída dos relés. Após cada série de casos, uma nova avaliação era feita, desta vez analisando-se uma tabela contendo o conjunto de resultados.

A Figura 3 apresenta dois exemplos da monitoração dos testes, um com os sinais de tensão e corrente aplicados aos relés e outro com uma tela de supervisão dos sinais de saída dos relés, com seus respectivos tempos de atuação.

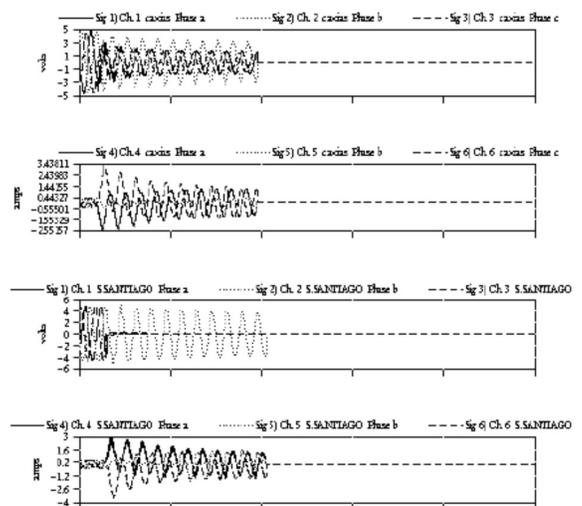


FIGURA 3-(a) Sinais de tensão e corrente enviados aos relés: Falta bifásica entre as fases A e C, na barra de Salto Santiago – sistema completo

```

Time Step = 52.069396 us      Falta Aplicada em 0.246354 s
                             (Tempo final = 0.419115 s)

Caxias - SEL 531 - Valor Inicial = 0.000000
  4 Tx POT7 Trif atuou de 0.015469 s ate 0.015573 s
 16 Rx POT7 Trif atuou de 0.024375 s ate 0.024593 s
 16 Rx DUT7 C atuou de 0.024740 s ate 0.024944 s
 10 Zona 2 - Fase C atuou de 0.028854 s ate 0.028958 s

Caxias - SEL 321 - Valor Inicial = 0.000000
 15 Rx DUT7 C atuou de 0.021823 s ate 0.000000 s
 16 Rx POT7 Trif atuou de 0.032063 s ate 0.000000 s
 10 Zona 2 - Fase C atuou de 0.036146 s ate 0.000000 s
  4 Tx POT7 Trif atuou de 0.036302 s ate 0.000000 s

Cascavel - SEL 531 - Valor Inicial = 0.000000
  4 Tx POT7 Trif atuou de 0.006094 s ate 0.006250 s
  3 Tx DUT7 C atuou de 0.008125 s ate 0.008542 s
  7 Zona 1 - Fase C atuou de 0.013177 s ate 0.000000 s
 10 Zona 2 - Fase C atuou de 0.033438 s ate 0.000000 s
 16 Rx POT7 Trif atuou de 0.033854 s ate 0.034010 s

Cascavel - SEL 321 - Valor Inicial = 0.000000
  3 Tx DUT7 C atuou de 0.012508 s ate 0.000000 s
 10 Zona 2 - Fase C atuou de 0.012508 s ate 0.000000 s
  4 Tx POT7 Trif atuou de 0.012552 s ate 0.012866 s
  7 Zona 1 - Fase C atuou de 0.012552 s ate 0.000000 s
 16 Rx POT7 Trif atuou de 0.035417 s ate 0.035521 s

```

FIGURA 3-(b) Tempos de atuação dos relés – Falta monofásica na fase C, na barra de Salto Santiago – sistema completo

#### 4.0 - CONCLUSÕES E OBSERVAÇÕES

Entre as vantagens demonstradas pelo Simulador no trabalho apresentado, pode-se destacar:

- Os testes são realizados em tempo real, o que permite conexão efetiva dos relés que serão utilizados no sistema real;
- Um elevado número de saídas são observadas simultaneamente (64 sinais), com descrição automática dos tempos de atuação.
- Um grande número de tiros realizados (cerca de 500), abrangendo grande parte dos distúrbios possíveis;
- As proteções primárias e secundárias dos dois terminais de cada linha foram testados simultaneamente permitindo inclusive a observar os efeitos das comunicações entre eles.

Há muitos testes que podem ser realizados através do Simulador de Sistemas Elétricos. Sua potencialidade ainda não foi totalmente explorada, e tem aumentado a cada novo estudo. O teste descrito neste artigo demonstra apenas uma das aplicações possíveis, ou seja, a utilização de casos preparados em ATP e rodados em tempo real pelo RTDS, com os dois terminais sendo testados.

Os resultados testes foram satisfatórios e auxiliaram nos ajustes finais das proteções. Os resultados foram resumidos em forma de uma tabela contendo as saídas das proteções para cada caso realizado (5).

#### 5.0 – BIBLIOGRAFIA

- MANTUANO, S., FRANÇA,V.A.B. "Sistema de Teste de Proteção Incorporado ao Simulador de Sistemas Elétricos de FURNAS" XIII SNPTEE, Florianópolis, 1995.
- KUFFEL,R., GIESBRECHT,J., MAGUIRE,T., WIERKX,R.P., MCLAREN,P. "RTDS - A Fully Digital Power System Simulator Operating in Real-Time", Conference Proceedings of ICDS95, College Station, TEXAS, USA, April,1995, pp 19-24.
- SANTO,S.E., FRANÇA,V.A.B., ZANI,C.R., FERNANDEZ,P.C. "Estudos de energização de Bancos de Capacitores de Grande Porte Realizado no Simulador Digital em Tempo Real (RTDS™) de FURNAS Utilizando Disjuntores com Sincronizador". ERLAC, Foz do Iguaçu, Abril 1997.
- "IEEE/COMTRADE – Common Format for Transient Data Exchange", IEEE Power System Relaying Committee, Relaying Channels Subcommittee, W.G.II-5, January 1990.
- SANTO, S.E., OLIVEIRA, D.B., "Teste do Sistema de Proteção das LT's Salto Caxias - Salto Santiago 525 KV Salto Caxias - Cascavel 525 KV". Relatório - FURNAS Centrais Elétricas, Julho 1998

Verso "em branco"

## 2 Lista de trabalhos correlatos publicados

- 1 TEIXEIRA, I.; RIZZI N.; OLIVEIRA, W.; CARVALHO M.T.; GROSS, C.R., ANTUNES A.U.; Desempenho de Sistemas Elétricos, Título Impacto e Melhorias da Confiabilidade de Alimentadores Primários a partir da Adoção de Recursos de Automação, **IX SENDI** 2010, Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, MAW-156, 22-25/12/2010, p. 1-5.
2. OLIVEIRA, W.; PIATI, A.; BEZERRA, F.; PALOMA D.; Utilização da Bobina de Rogowski e do Divisor de Tensão em Proteção de Sistemas Elétricos com a Monitoração, **XIX SNPTEE**, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-12, 14-17/10/2007, Rio de Janeiro, RJ, p. 1-10.
3. OLIVEIRA, W.; SANTOS, L.F.; MENZIES D.; SOARES, W.F.; Proteção do Conjunto do Banco de Auto-Transformadores e Transformador Defasador da Subestação de Angra dos Reis” utilizando Terminais de Proteção de Distância tipo “REL 316\*4” e Diferenciais de Trafo Especiais tipo “RET 316\*4”, **XVIII SNPTEE** – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPC-05, 16-21/10/2005, p. 1-8, Curitiba, Paraná.
4. OLIVEIRA. W.; BILET G.; GARA, J.; Soluções Tecnológicas para Integrações de Centrais Eólicas utilizando “HVDC Light”, 1º Encontro Internacional de Energia Eólica, 23/09/2005, p. 1-54, Natal, RN.

5. LIDSTRON, S.; SAHA, M.M.; DUTRA R.; SANTOS, L.F.; OLIVEIRA, W.; Adaptive Distance Protection for Series Compensated Transmission Lines, **IEEE/PES 2004–261**, Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Sao Paulo, Brazil, 08-11/11/2004, p. 1-5.
6. OLIVEIRA, W.; FORSTER G.; MENZIES, D.; SOARES, W.F. Protection of the Bank of Auto-Transformer and Phase-Shift Transformer of the “Angra dos Reis” Substation, **IEEE/PES 2004–393**, Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, São Paulo, Brazil, 08-11/11/2004, p. 1-6.
7. OLIVEIRA, W.; SANTOS, L.F.; Sistema Numérico de Proteção de Barras com Funcionalidade Orientada a “Bay”, **VII STPC**, Seminário Técnico de Proteção e Controle, RJ, 22-27/06/2003, p. 1-6.
8. SANTOS, L.F.; OLIVEIRA, W.; Esquemas de Proteção Sistêmica Baseados em novos princípios, **VII STPC**, Seminário Técnico de Proteção e Controle, RJ, 22-27/06/2003, p. 1-6.



