



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
INTERLIGADO UTILIZANDO RELÉS DE SOBRECORRENTE E DE DISTÂNCIA

Marcos Paulo de Melo Gomes de Souza

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Sebastião E. M. de Oliveira

Rio de Janeiro
Setembro de 2010

COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
INTERLIGADO UTILIZANDO RELÉS DE SOBRECORRENTE E DE DISTÂNCIA

Marcos Paulo de Melo Gomes de Souza

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

Examinado por:

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D. Sc.

Prof. Ivan Herszterg, M.Sc.

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO de 2010

Souza, Marcos Paulo de Melo Gomes

Coordenação da proteção de um sistema elétrico de potência interligado utilizando relés de sobrecorrente e de distância/ Marcos Paulo de Melo Gomes de Souza. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

X, 153 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira.

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 148-148

1.Curto-circuitos. 2.Proteção de Sistemas Elétricos.
3.Coordenação da Proteção. 4.Relés de Sobrecorrente.
5.Relés de Distância. I. Oliveira, Sebastião Ércules Melo de.
II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III.Título.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Coordenação da proteção de um sistema elétrico de potência interligado utilizando relés de sobrecorrente e de distância

Marcos Paulo de Melo Gomes de Souza

Setembro/2010

Orientador: Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D. Sc.

Curso: Engenharia Elétrica

A proteção de sistemas elétricos é fundamental para a preservação dos equipamentos e para a manutenção do bom funcionamento do sistema de forma que o suprimento das necessidades dos consumidores seja atendido de forma satisfatória.

O trabalho mostra os resultados da coordenação da proteção, utilizando relés de sobrecorrente e relés de distância, em um sistema de potência de 500 kV. Além da verificação da eficácia dos ajustes, destacam-se as vantagens e limitações de cada tipo de relé e os efeitos peculiares dos elementos, linhas de transmissão, cargas e gerações, do sistema na coordenação.

Como base teórica para o trabalho são apresentados os tipos de faltas e os componentes de um sistema de proteção, transformadores de instrumentos, disjuntores e especialmente os relés, de sobrecorrente, direcional, de distância, de religamento e o relé digital. São apresentados também os conceitos para a coordenação da proteção com destaque para o tempo de coordenação.

O programa utilizado para as simulações, One Liner, da Advanced Systems for Power Engineering, Inc – ASPEN, tem as suas principais características descritas.

Palavras-chave: Curto-circuitos, Proteção de Sistemas Elétricos, Coordenação da Proteção, Relés de Sobrecorrente, Relés de Distância.

DEDICATÓRIA

*DEDICO ESTE TRABALHO A TODOS OS ALUNOS QUE PRECISAM SE
SUPERAR DIARIAMENTE PARA ALCANÇAR SEUS OBJETIVOS E JAMAIS
DESANIMAM, MESMO DIANTE DAS SITUAÇÕES MAIS DIFÍCEIS E
APARENTEMENTE SEM SOLUÇÃO.*

AGRADECIMENTO

Agradeço meus pais pela oportunidade dada para me dedicar com exclusividade aos estudos, facilitando enormemente minha formação, e pela estrutura fornecida, fundamentais para a conclusão do curso de engenharia elétrica.

Agradeço minha namorada, Paula Arrais Moreira Dodde, pela força nos momentos difíceis e companhia nos momentos de alegria.

Agradeço o professor Sebastião Oliveira pela dedicação ao ensino e pela orientação neste projeto de fim de curso.

Agradeço os professores do Departamento de Engenharia Elétrica e dos Institutos de Matemática e de Física.

Agradeço os alunos que trabalharam junto comigo, inspirando superação e realização de trabalhos melhores, ou que simplesmente foram uma ótima companhia.

SUMÁRIO

<u>CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO</u>	1
<u>1.1-OBJETIVO</u>	1
<u>1.2- ESTRUTURA DO TEXTO</u>	1
<u>CAPÍTULO 2: CURTO-CIRCUITOS</u>	3
<u>2.1-TRANSITÓRIOS</u>	4
<u>2.1.1-COMPONENTE CONTÍNUA</u>	4
<u>2.1.2-REATÂNCIA DO GERADOR SÍNCRONO</u>	5
<u>2.2-CONDIÇÃO PRÉ-FALTA</u>	5
<u>2.3-CURTO-CIRCUITOS</u>	5
<u>2.3.1-CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO</u>	6
<u>2.3.2-CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO-TERRA</u>	6
<u>2.3.3-CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO</u>	7
<u>2.3.4-CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO-TERRA</u>	8
<u>2.3.5-CURTO-CIRCUITO COM ARCO ELÉTRICO</u>	8
<u>2.3.6-CURTO-CIRCUITO ATRAVÉS DE IMPEDÂNCIA</u>	8
<u>2.4-INFEED / OUTFEED</u>	9
<u>2.5-FREQUÊNCIA DAS FALTAS</u>	9
<u>2.6-ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES PARA AS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO</u>	10
<u>2.7-ESTUDO DE CURTO-CIRCUITOS EM UM SISTEMA</u>	11
<u>CAPÍTULO 3: TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO</u>	12
<u>3.1-TRANSFORMADOR DE CORRENTE (TC)</u>	12
<u>3.1.1-RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO DE CORRENTE (RTC)</u>	12
<u>3.1.2-ERRO NA RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO DE CORRENTE</u>	13
<u>3.1.3-FATOR DE SOBRECORRENTE</u>	14
<u>3.1.4-ASPECTOS CONSTRUTIVOS</u>	14
<u>3.1.5-CLASSE DE EXATIDÃO</u>	14
<u>3.1.6-CÁLCULO DA RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO DE CORRENTE (RTC)</u>	15
<u>3.2-TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)</u>	15
<u>CAPÍTULO 4: DISJUNTORES</u>	18
<u>4.1-CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS</u>	18
<u>4.2-EXTINÇÃO DO ARCO-ELÉTRICO</u>	18
<u>4.3-OPERAÇÃO</u>	18
<u>CAPÍTULO 5: RELÉS</u>	20
<u>5.1-FILOSOFIA DE OPERAÇÃO</u>	20
<u>5.2-CLASSIFICAÇÃO BÁSICA</u>	21
<u>5.2.1-TIPO DE TECNOLOGIA</u>	21
<u>5.2.2-TEMPO DE ATUAÇÃO</u>	22
<u>5.2.3-INSTALAÇÃO</u>	22
<u>5.2.4-ATUAÇÃO NO CIRCUITO DE DESTRAVA DO DISJUNTOR</u>	22
<u>5.3-CONCEITOS E PARÂMETROS</u>	23
<u>5.3.1-GRANDEZAS DE OPERAÇÃO E RESTRIÇÃO</u>	23
<u>5.3.2-DIRECIONALIDADE</u>	23
<u>5.3.3-LIMIAR DE OPERAÇÃO</u>	23
<u>5.3.4-CORRENTE DE PICK-UP ($I_{PICK-UP}$)</u>	24
<u>5.3.5-CORRENTE DE DROP-OUT ($I_{DROP-OUT}$)</u>	24
<u>5.3.6-CORRENTE DE AJUSTE</u>	24

<u>5.4-RELÉS ELETROME CÂNICOS</u>	25
<u>5.4.1-RELÉ DE SOBRECORRENTE</u>	25
<u>5.4.1.1-RELÉ DE ATRAÇÃO ELETROMAGNÉTICA</u>	26
<u>5.4.1.1.1-TEMPO DE ATUAÇÃO</u>	26
<u>5.4.1.1.2-CORRENTE DE AJUSTE DO RELÉ (I_{AJUSTE})</u>	27
<u>5.4.1.1.3-AJUSTES</u>	27
<u>5.4.1.1.4-AJUSTE DO ELEMENTO INSTANTÂNEO</u>	28
<u>5.4.1.2-RELÉS DE INDUÇÃO ELETROMAGNÉTICA</u>	29
<u>5.4.1.2.1-RELÉ DE SOBRECORRENTE DE INDUÇÃO ELETROMAGNÉTICA POR BOBINA DE SOMBRA</u>	29
<u>5.4.1.2.2-RELÉ TIPO CILINDRO DE INDUÇÃO</u>	29
<u>5.4.1.2.3-RELÉ TIPO DUPLO LACO DE INDUÇÃO</u>	30
<u>5.4.1.2.4-TEMPO DE ATUAÇÃO</u>	30
<u>5.4.2-RELÉ DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO</u>	32
<u>5.4.3-RELÉ DIRECIONAL</u>	32
<u>5.4.3.1-TIPOS DE RELÉS DIRECIONAIS</u>	33
<u>5.4.3.2-PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO</u>	33
<u>5.4.3.3-POLARIZAÇÃO</u>	33
<u>5.4.3.4-ATUAÇÃO EM CONJUNTO COM RELÉ DE SOBRECORRENTE OU COM O RELÉ DE DISTÂNCIA</u>	34
<u>5.4.3.5-EQUAÇÕES PARA O RELÉ DIRECIONAL</u>	34
<u>5.4.2-RELÉ DE DISTÂNCIA</u>	35
<u>5.4.2.1-IMPEDÂNCIA SECUNDÁRIA</u>	35
<u>5.4.2.2-RELÉ DE IMPEDÂNCIA</u>	36
<u>5.4.2.3-RELÉ DE ADMITÂNCIA</u>	38
<u>5.4.2.4-RELÉ DE REATÂNCIA</u>	40
<u>5.5-RELIGAMENTO</u>	42
<u>5.5.1-RELÉ DE RELIGAMENTO</u>	43
<u>5.5.2-RELIGAMENTO E TEMPO DE COORDENAÇÃO</u>	43
<u>5.6-RELÉS DIGITAIS</u>	43
<u>CAPÍTULO 6: CORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO</u>	46
<u>6.1-TEMPO DE COORDENAÇÃO</u>	46
<u>6.2-SISTEMA ELÉTRICO RADIAL</u>	47
<u>6.3-SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO</u>	47
<u>6.4-MÉTODOS PARA OS AJUSTES DA COORDENAÇÃO</u>	48
<u>6.4.1-SISTEMAS RADIAIS</u>	48
<u>6.4.1.1-RELÉ DE SOBRECORRENTE</u>	49
<u>6.4.1.2-RELÉS DE DISTÂNCIA</u>	50
<u>6.4.2-SISTEMAS INTERLIGADO</u>	50
<u>6.4.2.1-RELÉS DE SOBRECORRENTE</u>	51
<u>6.4.2.2-RELÉS DE DISTÂNCIA</u>	51
<u>CAPÍTULO 7: PROGRAMA ONELINER AND POWER FLOW</u>	53
<u>7.1-MODELOS DA REDE</u>	54
<u>7.1.1-GERADORES</u>	54
<u>7.1.2-CARGAS</u>	54
<u>7.1.3-REATORES</u>	55
<u>7.1.4-LINHAS DE TRANSMISSÃO</u>	55
<u>7.1.5-TRANSFORMADORES DE DOIS ENROLAMENTOS</u>	55
<u>7.2-MODELOS DOS RELÉS</u>	56
<u>7.2.1-RELÉS DE SOBRECORRENTE</u>	56

7.2.2-RELÉS DE DISTÂNCIA	57
7.2.2.1-POLARIZAÇÃO	59
7.2.2.2-MEMÓRIA DE TENSÃO	59
7.3-CONDIÇÃO PRÉ-FALTA E FLUXO DE POTÊNCIA	60
CAPÍTULO 8: SIMULAÇÕES	61
8.2-ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA	61
8.3-ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO	63
8.4-TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS	64
8.5-COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO COM RELÉS DE SOBRECORRENTE	65
8.5.1-AJUSTE DOS RELÉS DE FASE	65
8.5.1.1-AJUSTE DOS ELEMENTOS INSTANTÂNEOS	65
8.5.1.2-AJUSTES DOS ELEMENTOS TEMPORIZADOS A TEMPO INVERSO	66
8.5.1.3-ANÁLISE DOS DADOS	71
8.5.1.4-TESTES	72
8.5.1.5-RESULTADOS	73
8.5.1.6-ANÁLISE DOS RESULTADOS	89
8.5.2-AJUSTE DOS RELÉS DE NEUTRO ⁵	90
8.5.2.1-AJUSTE DOS ELEMENTOS INSTANTÂNEOS	90
8.5.2.2-AJUSTES DOS ELEMENTOS TEMPORIZADOS A TEMPO INVERSO	91
8.5.2.3-ANÁLISE DOS DADOS	92
8.5.2.5- RESULTADOS	97
8.5.2.6-ANÁLISE DOS RESULTADOS	113
8.7-COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO COM OS RELÉS DE DISTÂNCIA	115
8.7.1-AJUSTE DOS RELÉS DE FASE	115
8.7.1.1-ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITOS E AJUSTES DOS RELÉS DE DISTÂNCIA DE FASE	115
8.7.1.2-RESULTADOS	117
8.7.1.3-ANÁLISE DOS RESULTADOS	123
8.7.1.3-ESTUDOS DOS EFEITOS DOS COMPONENTES DO SISTEMA SOBRE A IMPEDÂNCIA APARENTES DOS RELÉS DE DISTÂNCIA NA OCORRÊNCIA DE FALTAS	124
8.7.1.3.1-EFEITO DA CAPACITÂNCIA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	125
8.7.1.3.2-EFEITO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO EM PARALELO A JUSANTE SOBRE O AJUSTE DA ZONA 3	126
8.7.1.3.3-EFEITO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO EM PARALELO COM LINHA ONDE ESTÁ O RELÉ DE DISTÂNCIA	126
8.7.1.3.4-EFEITO DE GERAÇÕES E CARGAS INTERMEDIÁRIAS	127
8.7.2-AJUSTE DOS RELÉS DE DISTÂNCIA DE NEUTRO	129
8.7.2.1-ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITOS E AJUSTES DOS RELÉS DE DISTÂNCIA DE NEUTRO	130
8.7.2.2-RESULTADOS	131
8.7.2.2-ANÁLISE DOS RESULTADOS	145
CAPÍTULO 9: CONCLUSÃO	147
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	148
ANEXO 1: DADOS DO SISTEMA E DAS SIMULAÇÕES	149

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Equivalentes de Thévenin de	6
Figura 2 - Diagrama para falta monofásica-terra.....	6
Figura 3 - Diagrama para falta bifásica	7
Figura 4 - Diagrama para falta bifásica-terra.....	8
Figura 5 - Diagrama unifilar para análise das contribuições	10
Figura 6 - Diagrama DCP	16
Figura 7 - Exemplo de curva inversa, ANSI I	31
Figura 8 - Exemplo de curva muito inversa, ANSI VI.....	31
Figura 9 - Exemplo de curva extremamente inversa, ANSI EI	31
Figura 10 - Curva do relé de impedância.....	37
Figura 11 - Curva do relé de admitância	39
Figura 12 - Zonas de atuação do relé de reatância	41
Figura 13 - Curva do relé de reatância sob supervisão de relé de admitância.....	42
Figura 14 - Sistema radial básico.....	47
Figura 15 - Sistema interligado básico	48
Figura 16 - Modelo do gerador.....	54
Figura 17 - Modelo da linha de transmissão.....	55
Figura 18 - Modelo do transformador	56
Figura 19 - Curvas dos relés digitais de sobrecorrente.....	57
Figura 20 Curvas dos relés digitais de distância.....	58
Figura 21 - Diagrama unifilar do sistema.....	61
Figura 22 - Resultado do fluxo de potência.....	62
Figura 23 - Curvas dos relés ocX1	69
Figura 24 - Curvas dos relés ocX2	70
Figura 25 - Curto-circuito bifásico no final ⁴ da LT5 (86% a 100%).....	73
Figura 26 - Curto-circuito trifásico longo da LT5 (0% a 85%).....	74
Figura 27 - Curto-circuito bifásico no final da LT3 (86% a 100%).....	75
Figura 28 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT3 (0% a 85%).....	76
Figura 29 - Curto-circuito bifásico no final da LT1 (86% a 100%).....	77
Figura 30 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT1 (0% a 85%).....	78
Figura 31 - Curto-circuito bifásico no final da LT2 (86% a 100%).....	79
Figura 32 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT2 (0% a 85%).....	80
Figura 33 - Curto-circuito bifásico no início da LT1 (0% a 14%).....	81
Figura 34 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT1 (15% a 100%).....	82
Figura 35 - Curto-circuito bifásico franco no início da LT2 (0% a 14%).....	83
Figura 36 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT2 (15% a 100%).....	84
Figura 37 - Curto-circuito bifásico no início da LT3 ou LT4 (0% a 14%).....	85
Figura 38 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT3 (15% a 100%).....	86
Figura 39 - Curto-circuito bifásico no início da LT5 (0% a 14%).....	87
Figura 40 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT5 (15% a 100%).....	88
Figura 41 - Curvas dos relés ocX1n	94
Figura 42 - Curvas dos relés ocX2n	95
Figura 43 - Curto-circuito monofásico-terra no final da LT5 (86% a 100%).....	97
Figura 44 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT5 (0% a 85%).....	98
Figura 45 - Curto-circuito monofásico-terra no final da LT3 (86% a 100%).....	99
Figura 46 - Curto-circuito bifásico-terra no longo da LT3 (0% a 85%).....	100
Figura 47 - Curto-circuito monofásico-terra no final da LT1 (86% a 100%).....	101
Figura 48 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT1 (0% a 85%).....	102

Figura 49 - Curto-circuito monofásico-terra no final da LT2 (86% a 100%)	103
Figura 50 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT2 (0% a 85%)	104
Figura 51 - Curto-circuito monofásico-terra no início da LT1 (0% a 14%)	105
Figura 52 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT1 (15% a 100%)	106
Figura 53 - Curto-circuito monofásico-terra no início da LT2 (0% a 14%)	107
Figura 54 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT2 (15% a 100%)	108
Figura 55 - Curto-circuito monofásico-terra no início da LT3 (0% a 14%)	109
Figura 56 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT3 (15% a 100%)	110
Figura 57 - Curto-circuito monofásico-terra no início da LT5 (0% a 14%)	111
Figura 58 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT5 (15% a 100%)	112
Figura 59 - Faltas trifásicas na L.T.1 até 85% - dr11	117
Figura 60 - Faltas trifásicas ao longo de toda a L.T.1 e até 50% da L.T.3 - dr11 e dr31	117
Figura 61 - Faltas na L.T.1 entre 15% e 100% – dr12	118
Figura 62 - Faltas ao longo de toda a L.T.1 – dr12	118
Figura 63 - Faltas na L.T.2 entre 15% e 100% – dr22	119
Figura 64 - Faltas ao longo de toda a L.T.2 – dr22	119
Figura 65 - Faltas na L.T.3 até 85% – dr31	120
Figura 66 - Faltas ao longo de toda a L.T.3 e até 50% da L.T.5 – dr31	120
Figura 67 - Faltas na L.T.5 até 85% – dr51	121
Figura 68 - Faltas ao longo de toda a L.T.5 – dr51	121
Figura 69 - Faltas na L.T.5 entre 15% e 100% – dr52	122
Figura 70 - Faltas ao longo de toda a L.T.5 e entre 50% e 100% da L.T.3 – dr52	122
Figura 71 - Tempo de coordenação	124
Figura 72 - Efeitos de L.T.'s em paralelo a jusante	125
Figura 73 - Zona 3	126
Figura 74 - Efeitos de L.T.'s em paralelo	127
Figura 75 - Efeito Infeed	128
Figura 76 - Efeito Outfeed	128
Figura 77 - Faltas monofásicas-terra na L.T.1 até 85% – dr11n	131
Figura 78 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.1 e até 50% da L.T.3 - dr11n e dr31n	131
Figura 79 - Faltas bifásicas-terra na L.T.1 até 85% - dr11n	132
Figura 80 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.1 e até 50% da L.T.3 - dr11n e dr31n	132
Figura 81 - Faltas monofásicas-terra na L.T.1 entre 15% e 100% - dr12n	133
Figura 82 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.1 - dr12n	133
Figura 83 - Faltas bifásicas-terra francas na L.T.1 entre 15% e 100% - dr12n	134
Figura 84 - Faltas bifásicas-terra francas ao longo de toda a L.T.1 - dr12n	134
Figura 85 - Faltas monofásicas-terra na L.T.2 até 85% - dr21n	135
Figura 86 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.2 e até 50% da L.T.3 - dr21n e dr31n	135
Figura 87 - Faltas bifásicas-terra na L.T.2 até 85% - dr21n	136
Figura 88 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.2 e até 50% da L.T.3 - dr21n e dr31n	136
Figura 89 - Faltas monofásicas-terra na L.T.2 entre 15% e 100% - dr22n	137
Figura 90 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.2 - dr22n	137
Figura 91 - Faltas bifásicas-terra na L.T.2 entre 15% e 100% - dr22n	138
Figura 92 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.2 - dr22n	138
Figura 93 - Faltas monofásicas-terra na L.T.3 até 85% - dr31n	139

<u>Figura 94 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.3 e até 50% da L.T.5 dr31n e dr51n</u>	139
<u>Figura 95 - Faltas bifásicas-terra na L.T.3 até 85% - dr31n</u>	140
<u>Figura 96 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.3 e até 50% da L.T.5 - dr31n e dr51n</u>	140
<u>Figura 97 - Faltas monofásicas-terra na L.T.5 até 85% - dr51n</u>	141
<u>Figura 98 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.5 - dr51n</u>	141
<u>Figura 99 - Faltas bifásicas-terra na L.T.5 até 85% - dr51n</u>	142
<u>Figura 100 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.5 - dr51n</u>	142
<u>Figura 101 - Faltas monofásicas-terra na L.T.5 entre 15% e 100% - dr52n</u>	143
<u>Figura 102 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.5 e entre 50% e 100% da L.T.3 - dr52n e dr32n</u>	143
<u>Figura 103 - Faltas bifásicas-terra na L.T.5 entre 15% e 100% - dr52n</u>	144
<u>Figura 104 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.5 e entre 50% e 100% da L.T.3 - dr52n e dr32n</u>	144
<u>Figura 105 - Coordenação no tempo – falta bifásica-terra 50% L.T.3</u>	146
<u>Figura 106 - Coordenação no tempo – falta bifásica-terra 10% L.T.3</u>	146

LISTA DE TABELAS

<u>Tabela 1 - Frequência de ocorrência dos curto-circuitos</u>	9
<u>Tabela 2 - RTC</u>	13
<u>Tabela 3 - tensões (em p.u.) e ângulos (em graus)</u>	62
<u>Tabela 4 - Corrente nominal</u>	63
<u>Tabela 5 - Curto-circuito trifásico franco nas barras do sistema</u>	63
<u>Tabela 6 - Módulos das correntes que passam pelos primários dos TC's (A)</u>	64
<u>Tabela 7 - Critérios da carga nominal e do curto-circuito para obtenção da RTC</u>	64
<u>Tabela 8 - Relação de transformação de tensão (RTP)</u>	65
<u>Tabela 9 - Correntes para faltas trifásicas e bifásicas</u>	66
<u>Tabela 10 - Correntes de pick-up</u>	67
<u>Tabela 11 - Correntes, em ampéres, para curto-circuitos mínimos</u>	67
<u>Tabela 12 - Correntes, em ampéres, para curto-circuitos mínimos</u>	67
<u>Tabela 13 - Correntes, em ampéres, para curto-circuitos mínimos</u>	68
<u>Tabela 14 - Tempo de atuação (ocX1)</u>	71
<u>Tabela 15 - Tempo de atuação (ocX2)</u>	71
<u>Tabela 16 - Correntes para faltas bifásicas-terra</u>	90
<u>Tabela 17 - Correntes nominais e de pick-up</u>	91
<u>Tabela 18 - Correntes, em ampéres, para curto-circuitos mínimos</u>	91
<u>Tabela 19 - Correntes, em ampéres, para curto-circuitos mínimos</u>	92
<u>Tabela 20 - Correntes, em ampéres, para curto-circuitos mínimos</u>	92
<u>Tabela 21 - Tempo de atuação</u>	93
<u>Tabela 22 - Tempo de atuação</u>	93
<u>Tabela 23 - Dados para impedância aparente</u>	115
<u>Tabela 24 - Impedância da linhas de transmissão</u>	116
<u>Tabela 25 - Impedâncias aparentes das zonas 1 e 2</u>	116

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

Para garantir o suprimento de energia é necessário conectar os centros consumidores às diferentes fontes de energia através de diferentes caminhos. Dessa forma garante-se que em caso de falha numa linha de transmissão ou numa usina, o fornecimento de energia elétrica não será interrompido. A esse tipo de sistema damos o nome de sistema interligado.

Estando o sistema de potência sujeito a anormalidades em sua operação, devido a fatores internos ou externos ao sistema, torna-se necessário proteger os equipamentos e garantir que o consumidor seja atendido. A proteção é realizada por um conjunto de equipamentos, sendo os principais os transformadores de instrumentos, os relés e os disjuntores. Os transformadores de instrumentos, transformador de corrente e transformador de potencial, servem para traduzir para o nível dos relés, a tensão e a corrente do sistema, respectivamente. Os relés servem para identificar o defeito no sistema, através da comparação do valor observado com o valor de seu ajuste, e acionar o disjuntor. Os disjuntores servem para desconectar do sistema o elemento onde ocorreu o defeito, evitando dessa forma danos ao elemento e o funcionamento inadequado do sistema.

1.1-Objetivo

O objetivo do projeto é ajustar os parâmetros dos relés de sobrecorrente e de distância de forma a garantir a proteção coordenada do sistema na ocorrência de faltas. O ajuste será feito a partir do resultado de estudos de curto-circuitos no sistema e a comprovação do sucesso será realizada a partir da simulação de faltas e verificação da atuação dos relés.

1.2- Estrutura do Texto

O texto está dividido em nove capítulos e um anexo, que são descritos a seguir:

O Capítulo 2 apresenta os principais conceitos relativos aos estudos de curto-circuitos. São descritos o período transitório e as respectivas reatâncias do gerador, os tipos de faltas (simétricas e assimétricas), os efeitos do arco elétrico e da impedância de falta, os conceitos de Infeed e Outfeed, uma análise das contribuições para a falta e como realizar um estudo de curto-circuitos num sistema.

No Capítulo 3 são descritos os transformadores de instrumento, Transformador de Corrente (TC) e Transformador de Potencial (TP), com ênfase na aplicação para a proteção de sistemas. Suas relações de transformação e os respectivos métodos para o ajuste, as características construtivas e os principais parâmetros também são dados.

O Capítulo 4 tem como objetivo principal descrever a participação do disjuntor num sistema de proteção. São descritas brevemente as suas características construtivas e os meios de extinção do arco-elétrico e de forma um pouco mais aprofundada o seu funcionamento, este tem o objetivo de analisar como este equipamento incrementa o tempo de coordenação entre relés adjacentes na cadeia de coordenação da proteção.

No Capítulo 5 são apresentados os relés eletromecânicos de sobrecorrente, direcional, de distância e de religamento e o relé digital. São vistas também a classificação básica e os principais parâmetros.

O Capítulo 6 descreve a questão da coordenação da proteção de sistemas elétricos, radiais e interligado. É descrita a proteção utilizando relés de sobrecorrente e utilizando relés de distância. O tempo de coordenação entre as proteções adjacentes na cadeia também é analisado.

No Capítulo 7 é apresentado o programa One Liner que será usado na simulação do funcionamento da proteção do sistema. São descritos os métodos de cálculo, modelos de rede e os modelos de relés de sobrecorrente e de distância utilizados.

O Capítulo 8 é o principal deste trabalho e mostra como foi realizada a simulação, os resultados obtidos e as análises dos resultados.

No Capítulo 9 são feitas a conclusão do projeto e as considerações finais.

No Anexo 1 estão alguns dados do sistema e das simulações que não cabiam no respectivo capítulo por seu grande volume e por não terem forma digerível em um texto.

CAPÍTULO 2: CURTO-CIRCUITOS

O curto-circuito é uma redução inesperada no caminho percorrido pela corrente, ou seja, uma redução na impedância. Como consequência o valor da corrente se torna muito superior ao da corrente nominal, que circula quando a impedância está completa em situação normal de operação. Durante o curto-circuito ocorrem dois fatos que devem ser observados: redução na impedância e aumento na corrente. Isto pode causar danos térmicos, diretamente proporcionais a intensidade da corrente e ao tempo de exposição à falha, ou mecânicos, devido às altas forças magnéticas envolvidas.

As causas dos curto-circuitos são: falha no isolamento do equipamento, rompimento de condutores pelas condições do meio (vento, queda de árvores etc), surtos de chaveamento ou consequência de descargas atmosféricas (MANZONI, 2009).

A determinação da corrente de curto-circuito é importante para o dimensionamento e seleção de relés de proteção, determinação da capacidade de interrupção dos disjuntores, determinação da máxima corrente de suportabilidade de equipamentos, seleção de reatores limitadores de corrente de curto-circuito, coordenação da proteção, cálculo de esforços mecânicos e estruturais etc (MANZONI, 2009).

Em sistemas trifásicos os curto-circuitos podem ser simétricos ou assimétricos, totalizando quatro tipos: trifásico (simétrico); bifásico, bifásico-terra e monofásico-terra (assimétricos). Para faltas na saída do gerador, a ordem decrescente de intensidade das correntes de curto-circuito é a seguinte: curto trifásico, curto bifásico-terra, curto bifásico e curto monofásico-terra. Porém em sistemas de 500kV, por exemplo, a falta mais intensa pode ser a monofásica-terra, em geral quando o sistema está solidamente aterrado. Podem ser sólidos (francos), quando um condutor tocar diretamente um meio condutor, ou através de impedância, formando ou não arco elétrico. De forma inversamente proporcional ao crescimento da impedância de falta, temos a redução da corrente de curto-circuito; e de forma diretamente proporcional, o aumento da impedância aparente.

2.1-Transitórios

No instante imediatamente após a falta ocorrem efeitos que devem ser considerados para o dimensionamento dos equipamentos do sistema. Os efeitos, aparecimento da componente contínua e queda da reatância do gerador, elevam consideravelmente o valor máximo da corrente de curto-circuito, podendo chegar a dez vezes o valor da corrente nominal. O que pode causar danos devido às forças mecânicas geradas pelo campo magnético.

Os efeitos são divididos em três intervalos de tempo. São eles:

- Subtransitório – 1 a 50ms;
- Transitório – 1 a 5s;
- Regime permanente (condição pós-falta) – 5s em diante.

2.1.1-Componente contínua

Para uma falta trifásica no barramento do gerador, a corrente nos instantes seguintes a falta é dada pela equação 1

$$i_{CC} = \frac{E_{m\acute{a}x}}{Z} \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - \frac{E_{m\acute{a}x}}{Z} \text{sen}(\alpha - \theta) \cdot e^{-\frac{R}{L}t} \quad (1)$$

onde:

$E_{m\acute{a}x}$: tensão interna máxima do gerador;

Z: impedância entre a tensão interna do gerador e a falta;

R: componente resistiva da impedância;

L: indutância do circuito;

α : ângulo da tensão interna;

θ : ângulo da impedância Z.

O primeiro termo do lado direito representa a componente alternada (componente CA) da corrente e o segundo termo a componente contínua (componente CC). A componente CA é definida pela tensão e pela impedância entre a tensão interna do gerador e a falta. A componente CC depende o valor instantâneo da tensão no momento da falta e da relação X/R , que define seu decaimento (NEMÉSIO DE SOUZA, J., 1998). A componente CC, em geral, desaparece após o período subtransitório da falta.

2.1.2-Reatância do gerador síncrono

A reatância de eixo direto do gerador síncrono varia entre o instante da falta e o retorno ao regime permanente na condição pós-falta. Há um valor distinto para o regime subtransitório (X''), um para o regime transitório (X') e outro para o regime permanente (X) como na equação 2.

$$X'' < X' < X \quad (2)$$

Esta variação na reatância se dá com a redução do fluxo de entreferro nos instantes após a falta devido à reação de armadura. Com a redução da tensão gerada pelo fluxo, há também a redução da corrente de armadura.

2.2-Condição pré-falta

A condição pré-falta é dada pelas tensões e respectivos ângulos imediatamente antes do momento da falta. A importância de conhecer esta condição está em poder saber como contribuíram para a falta os barramentos e as máquinas, geradores ou motores, do sistema. A condição pré-falta pode ser obtida a partir de estimadores em sistemas reais ou a partir de programas de fluxo de potência em simulações.

2.3-Curto-circuitos

Os métodos para o cálculo das correntes de curto-circuito simétricos e assimétricos são dados a seguir. Para cada componente simétrica (sequência positiva,

negativa e zero) deve ser obtido primeiramente o Equivalente de Thévenin no ponto da falta. Em seguida são realizadas as devidas associações e realizados os cálculos.

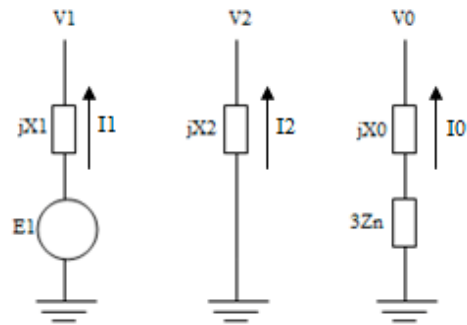


Figura 1 – Equivalentes de Thévenin de seqüência positiva, negativa e zero, respectivamente

2.3.1-Curto-circuito trifásico

É o curto-circuito que ocorre quando as três fases do sistema se tocam. Para determinar sua corrente utilizamos a equação 3.

$$I = \frac{V_{pré - falta}}{Z_{TH1}} \quad (3)$$

onde Z_{TH1} é a impedância vista do ponto da falta e $V_{pré - falta}$ é a tensão antes da falta.

2.3.2-Curto-circuito monofásico-terra

É o curto que ocorre quando apenas uma das fases toca a terra, através de impedância ou diretamente. As suas corrente de seqüência são determinadas a partir do diagrama da figura 2

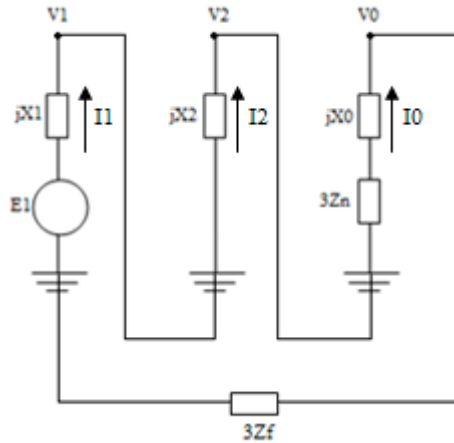


Figura 2 – Diagrama para falta monofásica-terra

Para *se* obter a corrente na fase onde ocorreu a falta, basta fazermos a transformação das componentes simétricas em componentes de fase a partir da matriz de transformação, dada pela equação 4. O mesmo processo é válido para as demais faltas assimétricas.

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (4)$$

(ROBBA, Ernesto J., 2000)

onde:

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ \quad (5)$$

A obtenção das correntes de fase é dada pela equação 6.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = T \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

2.3.3-Curto-circuito bifásico

É o curto-circuito que ocorre quando duas fases se tocam, através de impedância ou diretamente. As suas corrente de seqüência são determinadas a partir do diagrama da figura 3.

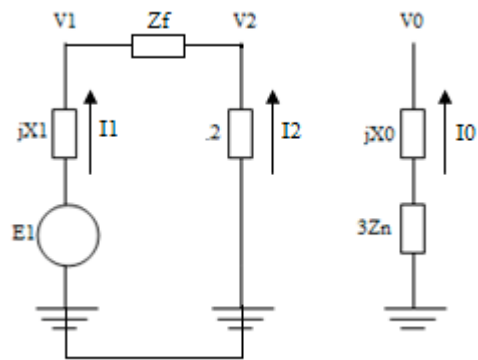


Figura 3 – Diagrama para falta bifásica

2.3.4-Curto-circuito bifásico-terra

É o curto-circuito que ocorre quando duas fases tocam a terra, através de impedância ou diretamente. As suas corrente de seqüência são determinadas a partir do diagrama da figura 4.

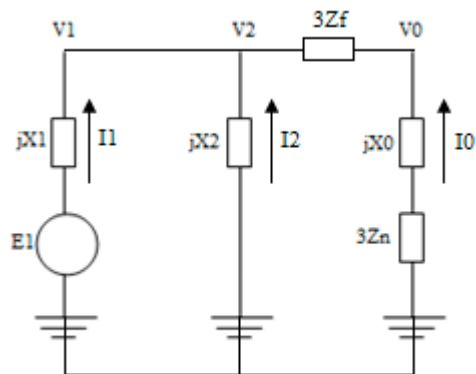


Figura 4 – Diagrama para falta bifásica-terra

2.3.5-Curto-circuito com arco elétrico

Um arco elétrico possui, por natureza, alta resistência. Para verificar esse fato, basta imaginarmos arcos elétricos no ar, ou seja, a corrente passando através de um meio isolante, de alta resistência, sob determinadas condições favoráveis. Portanto, num curto-circuito envolvendo arco elétrico temos uma corrente menor que numa falta franca e uma impedância mais elevada, devido à contribuição para a parcela resistiva.

2.3.6-Curto-circuito através de impedância

De forma semelhante ao curto através de arco elétrico, há uma redução na corrente e um aumento na impedância. Porém pode haver, além do aumento na resistência, alteração na reatância.

2.4-InFeed / OutFeed

A presença de compensações, geração ou cargas intermediárias em sistemas interligados, além de aumentar o nível de curto-circuito, pode gerar efeitos de sobre-alcance, Outfeed, ou sub-alcance, Infeed (KINDERMANN, Geraldo, 2006), nos relés de sobrecorrente e de distância. O efeito de sub-alcance é causado pela presença de geração em pontos intermediários do sistema, ou seja, pela injeção de corrente nestes pontos. O de sobrealcance, por pontos intermediários de drenagem de corrente no sistema, por exemplo, cargas.

2.5-Frequência das faltas

Para um sistema de Extra Alta Tensão (EAT) a frequência é dada pela tabela 1.

Tabela 1 – Frequência de ocorrência dos curto-circuitos
(COURY, Denis Vinicius, 2010)

Monofásico-terra	93 %
Bifásico	4 %
Bifásico-terra	3 %
Trifásico	1 %

Dentre os curto-circuitos monofásico-terra, cerca de 90% são temporários, ou seja, após um curto tempo suas causas se extinguem. Os 10% restantes são permanentes e precisam da intervenção da equipe de manutenção para o reparo do defeito.

2.6-Análise das contribuições para as correntes de curto-circuito

No caso de curto-circuitos em sistemas interligado, é importante verificarmos a corrente que passa pelo relé de proteção, pois essa dependerá do local da falta e conseqüentemente do sentido do fluxo no momento da falta. Em geral passa pelo relé apenas uma parte da corrente total e esta corresponde à contribuição do barramento ou da máquina para o curto-circuito. Como exemplo, será realizada a análise para algumas faltas em pontos chave do sistema cujo diagrama é mostrado na figura 5.

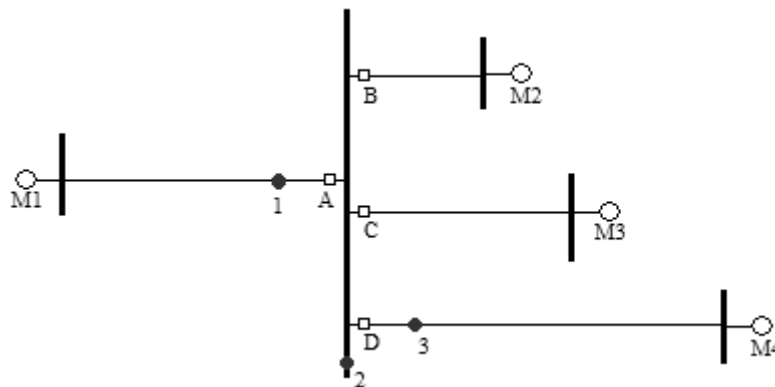


Figura 5 – Diagrama unifilar para análise das contribuições

Considerando o sistema com todas as reatâncias iguais (1 p.u.) e as tensões nas máquinas no momento do curto também iguais (1 p.u.) podemos ver que, para um curto-circuito trifásico:

- No ponto 1: a corrente que passará pelo relé A será igual a contribuição das máquinas M2, M3 e M4. Pelo relé B passará a contribuição da máquina M2, pelo relé C a da máquina M3 e pelo relé D a da máquina M4.
- No ponto 2: a corrente sobre cada relé será dada pela contribuição individual de cada máquina conectada ao barramento da extremidade oposta de sua linha de transmissão.
- No ponto 3: a corrente que passará pelo relé D será igual a contribuição das máquinas M1, M2 e M3. A contribuição da máquina M4 não passará por nenhum dos relés deste sistema para a falta neste ponto.

2.7-Estudo de curto-circuitos em um sistema

O estudo de curto-circuito de um sistema é realizado aplicando-se diferentes tipos de curto-circuitos em todas as barras do sistema e analisando as correntes em pontos chave do sistema como, por exemplo, nos locais onde estão instalados os relés e disjuntores.

Pode ser aprofundado com a aplicação de faltas em pontos específicos para identificar correntes e impedâncias adequadas aos ajustes de relés de sobrecorrente e de distância, respectivamente.

CAPÍTULO 3: TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Para monitorar tensões e correntes cada vez maiores é preciso reduzir os valores encontrados no sistema aos níveis dos instrumentos de medição, proteção e controle. Pois estes são econômica e tecnicamente inviáveis de serem produzidos nos níveis de tensão e corrente de um sistema de potência. Para isso são utilizados os transformadores de instrumento, que podem ser transformadores de corrente ou transformadores de tensão. Além disso, estes transformadores servem para isolar os instrumentos da alta tensão, garantindo assim a segurança de operadores e equipamentos. Os princípios de funcionamento e as características construtivas são semelhantes aos dos transformadores de potência, porém são adaptados para transformar, especialmente, de forma a reproduzir fielmente em seu secundário, a tensão ou a corrente do sistema.

3.1-Transformador de Corrente (TC)

O transformador de corrente é o sensor que realiza a transdução da corrente do sistema de potência para níveis apropriados para o processamento pelos relés de proteção, pelos medidores e para fins de controle e supervisão (Oliveira, 2009).

Para o uso na proteção, os principais parâmetros são a corrente primária nominal, a relação de transformação de corrente, o fator de sobrecorrente e a classe de exatidão. Outros parâmetros que devem ser considerados no dimensionamento são: tensão máxima e nível de isolamento, frequência nominal, fator térmico, limite térmico, carga nominal e limite de corrente de curta duração nominal (efeito térmico e efeito mecânico).

3.1.1-Relação de transformação de corrente (RTC)

O parâmetro mais importante é a relação de transformação de corrente (RTC). Esta é a relação de espiras do transformador, que define o quanto a corrente no primário será reduzida para o secundário.

$$RTC = \frac{N_s}{N_p} = \frac{I_p}{I_s} \quad (4)$$

onde

N_S : é o número de espiras no secundário,

N_P : é o número de espiras no primário,

I_S : é a corrente no secundário e

I_P : é a corrente no primário.

Como a corrente secundária nominal está padronizada por norma em 5A, podendo ser 1A para relés digitais, convencionou-se denotar a relação de transformação como:

$$RTC = \frac{X}{5} \quad (5)$$

onde X é a corrente primária nominal dada pela norma regulamentadora ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), conforme a tabela 2.

Tabela 2 - RTC

Relação Nominal Simples					
Corrente primária nominal	Relação nominal	Corrente primária nominal	Relação nominal	Corrente primária nominal	Relação nominal
5	1:1	100	20:1	1200	240:1
10	2:1	150	30:1	1500	300:1
15	3:1	200	40:1	2000	400:1
20	4:1	250	50:1	2500	500:1
25	5:1	300	60:1	3000	600:1
30	6:1	400	80:1	4000	800:1
40	8:1	500	100:1	5000	1000:1
50	10:1	600	120:1	6000	1200:1
60	12:1	800	160:1	8000	1600:1
75	15:1	1000	200:1		

3.1.2-Erro na relação de transformação de corrente

Em toda transformação há erro e este deve ser considerado para o ajuste da RTC. O erro se deve a corrente de excitação do núcleo do TC. Quanto menor for a corrente de excitação, em relação a corrente secundária, menor será o erro. Para TC's de medição o

erro deve ser o mínimo possível. Já para a proteção, onde há apenas a necessidade de identificação da alta intensidade da corrente de curto-circuito, o erro admissível pode ser de 2,5% ou 10%. Isto significa que o TC pode operar com margem de erro entre 2,5% e 10% em torno da região não linear de sua curva de magnetização.

3.1.3-Fator de sobrecorrente

O fator de sobrecorrente (F.S.) dá a relação entre a máxima corrente de curto-circuito que pode passar pelo TC e sua corrente nominal de forma que o TC opere dentro dos limites estabelecidos pelo seu erro admissível.

$$F.S. = \frac{I_{Pccm\acute{a}x}}{I_{Pnom}} \quad (6)$$

3.1.4-Aspectos construtivos

Quanto ao aspecto construtivo os TC's podem ser do tipo: primário enrolado, barra, janela, bucha, posição livre, pedestal e invertido. Para definir a classe de exatidão de acordo com a norma regulamentadora ABNT, é importante definir se o TC é de alta ou de baixa reatância. Um TC de alta reatância é um transformador onde a bobina primária está enrolada em seu núcleo. Isto aumenta a sensibilidade e a qualidade do equipamento. O de baixa reatância é o TC usado em sistemas de maior potência onde a bitola do condutor é grande, o que torna inviável seu enrolamento no núcleo do TC. Por isso o primário consiste numa barra, por onde passa a corrente do sistema, envolvida pelo núcleo do TC.

3.1.5-Classe de exatidão

Para definir a classe de exatidão do TC de acordo com a ABNT são considerados os seguintes aspectos:

- Característica construtiva, alta ou baixa reatância;
- Erro admissível;

- Fator de sobrecorrente;
- Máxima potência aparente consumida pela carga do secundário do TC para uma corrente nominal de 5A.

3.1.6-Cálculo da relação de transformação de corrente (RTC)

São dois os critérios para o cálculo da relação de transformação de corrente: critério da carga nominal e critério do curto-circuito. A partir deles calcula-se a corrente primária nominal, e de acordo com a norma escolhe-se a corrente primária adequada, que deve ser o valor imediatamente superior à corrente calculada.

O critério da carga nominal consiste em calcular as correntes primárias nominais do sistema, no primário de cada TC, e então escolher, de acordo com a norma vigente, o valor imediatamente superior. O critério do curto-circuito consiste em calcular a corrente nominal a partir da razão entre a maior corrente de curto-circuito que pode passar pelo TC e seu fator de sobrecorrente. Da mesma forma que no critério da carga nominal escolhe-se na tabela adequada presente na norma o valor de corrente primária imediatamente superior. Entre os dois resultados escolhe-se a maior relação.

$$I_{Pnom.} = \frac{I_{Pccm\acute{a}x}}{F.S.} \quad (7)$$

3.2-Transformador de Potencial (TP)

O transformador de potencial é o sensor que realiza a transdução da tensão do sistema de potência para níveis apropriados para o processamento pelos relés de proteção, pelos medidores e para fins de controle e supervisão (Oliveira, 2009).

O transformador de potencial pode ser do tipo indutivo (TP_I) ou capacitivo (TP_C). Os TP_I's são usados em sistemas com tensões até 69kV e os TP_C's para tensões acima de 138kV, entre estes escolhe-se o mais adequado a cada caso.

O TP_I é semelhante a um transformador de potência conectado a uma carga pequena, ou seja, a corrente no secundário é desprezível e a transformação se limita a tensão.

O TP_C é composto por um divisor de potencial capacitivo (DCP) e por um transformador de potencial indutivo acoplado a sua saída. A função do DCP é reduzir a tensão do sistema para um nível admissível para o emprego do TP_I. O valor usual para a tensão no primário do TP_I é de 15kV ou 23kV. O transformador de potencial indutivo reduz, então, para o nível dos instrumentos a tensão do sistema. O esquema simplificado do TP_C é dado na figura 6 e a equação 8 descreve a redução da tensão do sistema para o nível desejado.

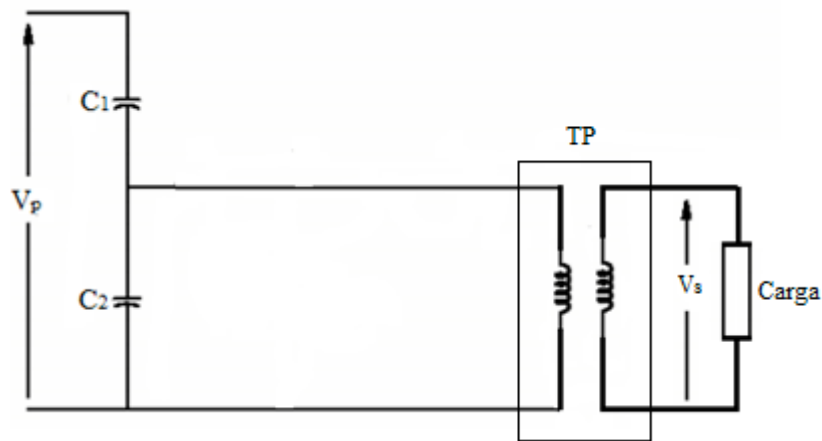


Figura 6 – Diagrama DCP

$$V_s = \frac{c_1}{c_1 + c_2} \cdot \frac{1}{RTP} \cdot V_p \quad (8)$$

onde:

$$V_p = \frac{V_L}{\sqrt{3}} \quad (9)$$

O parâmetro mais importante do TP é a relação de transformação de potencial (RTP).

$$RTP = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} \quad (10)$$

É esta relação que define o quanto a tensão do sistema será reduzida para os instrumentos. A tensão secundária nominal entre fases ou entre fase e neutro está padronizada por norma em 115V, tanto para relés eletromecânicos quanto relés digitais.

Assim como no TC, existe erro na relação de transformação. No TP o erro é introduzido pela dispersão dos fluxos no primário e no secundário. Sob o critério de sua classe de exatidão o erro é dado quando o somatório das potências dos instrumentos ligados em paralelo em seu secundário ultrapassa o valor de sua carga nominal. Para a proteção, o erro admissível para que o TP se mantenha dentro de sua classe de exatidão, é usualmente de 0,6%. Outros parâmetros que devem ser considerados no dimensionamento dos TP's são: carga nominal, potência térmica nominal, nível de isolamento, frequência nominal e fator de sobretensão.

CAPÍTULO 4: DISJUNTORES

O disjuntor é um dispositivo de manobra capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes normais e anormais especificadas do sistema (Nemésio, 1998).

Num sistema de proteção, a principal característica do disjuntor é a capacidade de interromper a corrente de curto-circuito do sistema e retirar, definitivamente, o elemento com defeito do circuito. Outra característica importante para a proteção é a capacidade de fechar imediatamente sobre um curto-circuito, no caso de tentativa de religamento.

4.1- Características construtivas

É composto basicamente por um circuito de controle, pelos contatos, por um sistema de abertura dos contatos, por um sistema de extinção do arco elétrico e por um sistema de fechamento dos contatos.

4.2- Extinção do arco-elétrico

No disjuntor o arco elétrico surge quando os contatos por onde passa a corrente são afastados, dando continuidade ao circuito interrompido. Para extinguir o arco e interromper definitivamente o circuito, as técnicas de interrupção são fundamentadas nos seguintes objetivos: reduzir sua temperatura, alongar o arco e aumentar a velocidade de separação dos contatos. Os meios isolantes para extinguir o arco podem ser o óleo mineral isolante, o ar comprimido, o SF₆ ou o vácuo.

4.3- Operação

As operações de abertura e de fechamento são realizadas a partir de um comando, que pode ser dado por um relé ou por um operador.

A operação de abertura tem início a partir do comando dado para o acionamento da abertura de seus contatos. A partir deste, ocorre a operação da bobina de disparo, a liberação do sistema de abertura e a ação do sistema de abertura (mola ou ar-comprimido), abrindo até o final do curso os contatos do disjuntor. Durante a abertura

dos contatos surge o arco elétrico, dando continuidade à corrente do circuito. Simultaneamente ao início do processo de abertura é iniciado o processo de extinção do arco elétrico e, em geral, este só é extinto após a abertura completa dos contatos, quando a corrente passa pelo zero. O disjuntor ainda deve garantir que o arco não retornará (arco duplo) devido à combinação favorável entre o meio isolante ainda ionizado e a tensão de reignição.

Na operação de fechamento, após o comando ocorre a operação da bobina de fechamento, em seguida a liberação do sistema de fechamento e por fim a ação completa do sistema de fechamento. Esta operação é, por sua relativa simplicidade, mais rápida que a operação de abertura.

Dado esse conjunto de ações, pode-se verificar que o disjuntor é o componente do sistema de proteção que contribui com mais tempo para a atuação completa da proteção.

CAPÍTULO 5: RELÉS

A proteção de sistemas elétricos de potência tem como elemento de identificação dos defeitos os relés. Os relés têm a função de identificar, localizar, comandar a abertura de disjuntores e informar o operador sobre a existência do defeito.

5.1-Filosofia de operação

A filosofia de operação implica que o relé proteja o sistema com garantias de:

- *Sensibilidade*: deve ser capaz de identificar o problema, independente de sua dimensão, e não confundir este com a operação normal do sistema;
- *Seletividade*: deve identificar e acionar os disjuntores corretos de forma a isolar somente o elemento defeituoso, evitando a redução desnecessária da capacidade do sistema;
- *Rapidez*: deve atuar o mais rápido possível para evitar danos ao sistema devido ao funcionamento inadequado, aquecimento ou instabilidade do sistema, quando da ocorrência de um defeito;
- *Confiabilidade*: a proteção não pode falhar quando for solicitada. Por isso é fundamental a correta escolha do equipamento, a adequada instalação no sistema e a manutenção preventiva para assegurar o funcionamento no momento desejado.

Outras características contempladas são: robustez, vida útil, estabilidade, operacionalidade e funcionalidade.

5.2-Classificação básica

5.2.1-Tipo de tecnologia

De acordo com a característica tecnológica, ou construtiva, os relés podem ser eletromecânicos, estáticos ou digitais; sendo os princípios de funcionamento, mesmo nos relés mais modernos, baseados nos relés eletromecânicos originais.

Os eletromecânicos são subdivididos em relés de atração eletromagnética e de indução eletromagnética. Os de atração podem ser do tipo alavanca ou do tipo embolo. Os de indução podem ser do tipo disco de indução por bobina de sombra e tipo cilindro de indução, entre outros.

Os relés estáticos são construídos com dispositivos eletrônicos e sua regulação é efetuada pela mudança física em algum componente como, por exemplo, reostato ou capacitância. Possuem sensibilidade muito apurada e utilizam filtros para não confundir transitórios e harmônicos com defeitos no sistema.

Os digitais são relés eletrônicos gerenciados por microprocessadores. São controlados por software, ou seja, não necessitam de ajustes físicos para alterar seus parâmetros. Não existindo a restrição física, surge a possibilidade de uma infinidade de ajustes, tanto para a intensidade da corrente de curto-circuito ou impedância aparente, quanto para o tempo de atuação. Além disso, por não possuir partes móveis, constituem menor carga para os transformadores de corrente; e podem agir mais rapidamente já que não há tempo gasto nos movimentos.

5.2.2-Tempo de atuação

O tempo de atuação é fundamental para a preservação dos equipamentos do sistema de potência e para a coordenação da proteção. A atuação do relé pode ser instantânea ou temporizada, esta última com tempo definido ou tempo inverso. Pode ser ainda com combinação destas formas, caso do relé de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo. No caso dos relés digitais a regulação do tempo é feita livremente, o que facilita e aumenta significativamente a confiabilidade da coordenação da proteção.

5.2.3-Instalação

Os relés podem ser primários (para sistemas até 13,8 kV), ou secundários (para sistemas de tensões mais elevadas), de acordo com sua conexão ao sistema de potência. Os do tipo primário são os relés conectados diretamente a rede, ou seja, sem transformadores de instrumentos. Dessa forma, com sua bobina magnetizante conectada a alta tensão, coloca-se em risco a segurança humana, dificultando sua inspeção, manipulação e manutenção. Os do tipo secundário são conectados ao sistema via secundário dos transformadores de instrumentos. Dessa forma há mais segurança em sua operação, o que facilita sua inspeção, manipulação e manutenção.

5.2.4-Atuação no circuito de destrava do disjuntor

Quanto à relação com o sistema de acionamento do disjuntor, o relé pode ser de atuação direta ou indireta. O relé é dito de atuação direta quando atua diretamente no dispositivo de destrava da mola do disjuntor. É de atuação indireta quando transfere, ao fechar um contato por exemplo, a responsabilidade do acionamento do disjuntor para outro circuito e este, por sua vez, fica responsável por acionar a abertura do disjuntor.

5.3-Conceitos e parâmetros

5.3.1-Grandezas de operação e restrição

O princípio de funcionamento dos relés eletromecânicos está na relação entre as forças de operação (ou atuação) e restrição. A força, ou grandeza, de operação é em geral obtida do sistema e age no sentido de fazer o relé atuar. A grandeza de restrição pode ser obtida do sistema ou agir a partir de molas de retenção ou atração. Quando a força de operação é maior que a de restrição o relé aciona o disjuntor, caso contrário o relé não atua.

5.3.2-Direcionalidade

Os relés podem ser direcionais ou não quanto à sensibilidade em relação ao sentido do fluxo de potência. Quando o relé é capaz de distinguir a origem da contribuição da corrente de curto-circuito ele é dito direcional. Caso contrário é dito não-direcional, ou seja, atuará baseado apenas na intensidade da corrente e não de acordo com sua origem.

5.3.3-Limiar de operação

É o estado dentro do qual o relé pode atuar. Em outras palavras significa o ajuste do relé, ou a corrente de ajuste do relé. Nele acontece o equilíbrio do sistema, onde a força magnética de operação é igual à força mecânica de retenção. Dessa forma a força resultante sobre a parte móvel, alavanca ou embolo, é nula e o relé não opera.

Por uma série de motivos o relé pode ou não atuar. Dentre os motivos podemos citar:

- Atrito dos mancais dos eixos da alavanca ou atrito do embolo;
- Elasticidade não repetitiva e não perfeita da mola de retenção;
- Variação da temperatura, que produz dilatação diferenciada nas diversas peças e mecanismos do relé;
- Variação da pressão atmosférica, que altera a densidade do ar que envolve o relé;
- Umidade do ar, que causa corrosão nos elementos metálicos do relé;

- Envelhecimento dos elementos.

O limiar de operação também pode ser caracterizado como o intervalo entre a corrente de pick-up e a corrente que garante a atuação do relé independente dos motivos listados acima. É enquanto o valor da corrente cruza este intervalo que haverá a atuação do relé.

5.3.4-Corrente de pick-up ($I_{pick-up}$)

A corrente de pick-up é a menor corrente que é possível a atuação do relé (KINDERMANN, Geraldo, 1999). É a partir deste valor de corrente que o relé entra no limiar de operação, onde pode ou não operar.

5.3.5-Corrente de drop-out ($I_{drop-out}$)

A corrente de drop-out é a maior corrente que pode iniciar o processo de desativação de um relé eletromecânico, ou seja, é o valor de corrente que garante que em hipótese alguma o relé irá abrir seu contato normalmente aberto (NA), que se encontra fechado(KINDERMANN, Geraldo, 1999). Seu valor é menor que a corrente de pick-up.

5.3.6-Corrente de ajuste

É o valor de corrente para o qual o relé foi ajustado para interpretar como defeito e atuar no circuito de abertura do disjuntor. Deve estar compreendido entre os valores das correntes de drop-out e de pick-up. Para atender o requisito sensibilidade e atuar corretamente no sistema, o relé deve ser capaz de distinguir flutuações de carga de defeitos, especialmente ao identificar a menor corrente de curto-circuito no trecho protegido.

A corrente pode ser ajustada a partir de mudanças nos seguintes parâmetros:

- Tração da mola de restrição;
- Variação do entreferro;
- TAP da bobina magnetizante do relé;

- Variação em elementos do circuito;
- Dados inseridos em um software.

5.4-Relés Eletromecânicos

Os relés eletromecânicos são os que atuam no circuito de destrava do disjuntor a partir de movimentos mecânicos, provenientes de acoplamentos elétricos e magnéticos, em geral, com os secundários dos transformadores de instrumentos. Quanto ao princípio básico de funcionamento, há dois tipos: atração eletromagnética e indução eletromagnética. O aspecto construtivo possui certa semelhança nos dois casos. O relé é composto por uma bobina magnetizante, uma parte mecânica (embolo, braço de alavanca ou disco), mola de restrição e o contato normalmente aberto (NA) do circuito de acionamento do disjuntor. Os de atração atuam quando a corrente no secundário do TC produz um campo magnético com força suficiente para vencer a força da mola de restrição e atrair o embolo ou a alavanca, que fecham o contato NA do circuito do disjuntor. Os de indução atuam quando a interação entre dois fluxos magnéticos produz conjugado suficiente para vencer o conjugado da mola de restrição.

5.4.1-Relé de Sobrecorrente

É o relé que protege o sistema contra correntes acima das admissíveis para o seu bom funcionamento e preservação dos equipamentos. Opera quando uma corrente acima da permissível, de acordo com seu ajuste, ocorre. Ou seja, quando a corrente observada for maior ou igual à corrente para a qual o relé foi ajustado para interpretar como defeito, ele dará continuidade ao procedimento de proteção.

Estes relés podem ser do tipo atração (alavanca ou embolo) ou indução. Os relés de indução são os de disco de indução por bobina de sombra, cilindro de indução e duplo laço de indução. Estes dois últimos possuem características direcionais devido à utilização de duas grandezas de atuação.

Quanto ao tempo de atuação, os relés de sobrecorrente podem ser instantâneos ou temporizados a tempo definido ou tempo inverso. Os de tempo inverso são divididos

em tempo inverso, muito inverso e extremamente inverso; sendo usados respectivamente em linhas de transmissão longas, médias e curtas.

5.4.1.1-Relé de Atração Eletromagnética

Ambos os tipos, atração e indução, atuam quando a corrente no secundário é suficiente para produzir uma força magnética capaz de vencer a força da mola de restrição. A diferença fundamental está na parte mecânica: a do tipo alavanca possui um circuito magnético ‘fechado’ e um entreferro; a do tipo êmbolo possui um ferro móvel no interior da bobina magnetizante. Essa configuração dá ao relé do tipo alavanca maior sensibilidade que o relé de embolo. São relés que, enquanto sozinho, atuam de maneira instantânea. Necessitando, para atuar de modo temporizado, do auxílio de um relé de tempo (tempo definido) ou pistão de óleo (tempo inverso).

Para o ajuste da corrente de atuação, o do tipo alavanca possui os seguintes parâmetros: tração da mola de restrição, variação do entreferro e mudança no TAP da bobina magnetizante. O do tipo embolo possui apenas a tração da mola de restrição e a mudança no TAP da bobina magnetizante do relé.

5.4.1.1.1-Tempo de atuação

O tempo de atuação dos relés eletromecânicos de atração é, desprezando-se o tempo de movimentação da parte mecânica, instantâneo. Ou seja, quando a corrente atinge o valor ajustado para que o relé a interprete como defeito, o relé atua imediatamente no circuito de disparo do disjuntor, não havendo nenhum tipo de mecanismo de retardo temporal neste processo. Portanto, para temporizar sua atuação no circuito de disparo do disjuntor é preciso que haja, entre o relé e o disjuntor, algum mecanismo de retardo. Estes mecanismos são o relé auxiliar de tempo e o pistão de óleo.

O relé auxiliar de tempo consiste num relé localizado entre o relé de sobrecorrente e o circuito de destrava o disjuntor. Uma vez acionado pelo relé começa a contagem do tempo e ao final o disjuntor é acionado caracterizando o tempo definido do relé de sobrecorrente eletromecânico de atração do tipo alavanca.

O pistão de óleo é uma solução mecânica que possibilita o tempo inverso para relé eletromecânico de atração do tipo êmbolo. Consiste de um pistão com orifícios de

diversos diâmetros (para o ajuste) por onde sai o óleo empurrado pelo pistão, quando este é acionado pela força provocada pela corrente de curto-circuito. Quanto maior for o diâmetro, mais rápida será a atuação do relé.

5.4.1.1.2-Corrente de ajuste do relé (I_{ajuste})

Para atender as características de sensibilidade e confiabilidade, a corrente de ajuste do relé deve ser dada de forma a não confundir flutuações de carga normais com defeitos, e de forma a identificar o menor valor de corrente de curto-circuito para proteger corretamente determinado trecho do sistema. Para isso deve obedecer a equação 11:

$$1,5 \times I_{\text{nominal de carga}} \leq I_{\text{ajuste do relé}} \leq \frac{I_{\text{curto-circuito mínimo no final do circuito protegido}}}{1,5} \quad (11)$$

Este valor mínimo considera flutuações de carga normais do sistema. O valor máximo deve garantir a sensibilidade ao menor valor de corrente de defeito. Este é dado por um curto-circuito bifásico ou monofásico-terra, para relés de fase e de neutro respectivamente, no final do trecho protegido. Com o valor máximo sendo dividido pelo fator 1,5 garante-se que a menor corrente de curto-circuito seja 1,5 vezes maior que a corrente do limiar de operação. Este fator pode ser maior, chegando a 2,0 ou 2,5 para motores por exemplo. Assim a força de atração será suficiente para vencer todas as forças adversas que podem fazer o relé não operar.

5.4.1.1.3-Ajustes

O que aciona um relé de sobrecorrente do tipo eletromecânico é a força magnética, gerada pelo fluxo magnético, que por sua vez é gerado pela corrente de defeito. Partindo deste princípio e lembrando que a força magneto-motriz (FMM) é dada pela multiplicação da corrente (I) pelo número de espiras (N) (equação 12), podemos obter a mesma FMM para diferentes valores da corrente e do número de espiras.

Portanto podemos obter a corrente de ajuste do relé escolhendo, adequadamente de acordo com a corrente e a FMM , o TAP da bobina magnetizante (TAP do relé).

$$FMM = N.I \quad (12)$$

Nomeamos os TAP's de acordo com a corrente necessária para garantir a força de atração. Por isso podemos dizer que a corrente de ajuste do relé (I_{ajuste}) é igual ao TAP do relé.

$$I_{ajuste} = \text{Tap do relé} \quad (13)$$

Para identificar quantas vezes a corrente de defeito é maior que o TAP do relé usa-se o termo múltiplo do relé. O múltiplo do relé dá a força de atração magnética a partir da relação entre a corrente de defeito e o TAP do relé.

$$M = \frac{I_s}{TAP} = \frac{1}{RTC.TAP} \quad (14)$$

Outros modos para o ajuste são através da tração da mola de retenção e através da variação do entreferro. Assim como o método do ajuste do TAP, estes métodos são mecânicos e exigem a parada do equipamento e a presença da equipe de manutenção, o que não é muito eficiente do ponto de vista operacional. Esta dificuldade será superada pelo relé digital.

5.4.1.1.4-Ajuste do elemento instantâneo

O relé de sobrecorrente com elemento instantâneo é identificado pela norma ANSI (American National Standarts Institute) pelo número 50. Sua principal função é identificar os curto-circuitos mais severos, os trifásicos ou bifásicos-terra (para os relés de fase e de neutro respectivamente), e eliminá-los instantaneamente, pois estes podem causar os piores danos ao sistema. Porém, se a proteção for feita exclusivamente com este relé, o que não é usual em sistemas de potência, deve-se ajustá-lo para identificar o menor curto no final do trecho protegido.

Sua atuação se dá para qualquer corrente maior que seu ajuste e essa, apesar de não ser precisamente instantânea, devido ao tempo de movimentação da alavanca ou

cálculos no relé digital, é assim considerada devido à inexistência de atraso proposital em sua atuação.

Na prática, é sempre usado na coordenação da proteção junto a um relé temporizado (ANSI 50/51). Seu ajuste é realizado para que sua atuação se dê para qualquer corrente superior a maior corrente de curto-circuito possível no ponto correspondente a 85% do comprimento da linha de transmissão, contado a partir do local de instalação do relé. Para qualquer curto mais próximo ao relé a corrente será maior e para estes valores o relé atuará.

Esse limite, inferior a extensão total da linha de transmissão, é respeitado para possibilitar a coordenação da proteção com outros trechos do sistema. Dessa forma evita-se que o relé opere indevidamente, devido a erros nas medições, na ocorrência de curto-circuitos próximos a sua linha de transmissão, porém em outra linha e sob a supervisão de outro relé, numa zona de proteção a jusante.

5.4.1.2-Relés de Indução Eletromagnética

O relé de indução eletromagnética atua a partir do torque gerado sobre um disco, pela interação entre fluxos magnéticos, estes gerados pelas correntes obtidas ou geradas pela tensão dos transformadores de instrumentos (TC ou TP). Sobre o disco está a haste que fecha o contato do circuito de destrava do disjuntor. Podem ser do tipo: indução eletromagnética por bobina de sombra, cilindro de indução ou duplo laço de indução. Estes dois últimos possuem características direcionais.

5.4.1.2.1-Relé de sobrecorrente de indução eletromagnética por bobina de sombra

O torque é produzido pela interação entre dois fluxos magnéticos com origens em duas ramificações do núcleo magnético. Um dos caminhos é livre e o fluxo está em fase com o fluxo original gerado pela bobina magnetizante. No outro há a bobina de sombra. Esta consiste num anel curto-circuitado colocado num dos braços magnéticos e com isso o fluxo original induz uma corrente no anel que por sua vez gera um fluxo magnético oposto ao fluxo original. No entreferro surgem então dois fluxos defasados. É da interação entre esses fluxos defasados que surge o torque, constante, sobre o disco.

5.4.1.2.2-Relé tipo cilindro de indução

No lugar da bobina de sombra, para defasar os fluxos magnéticos sobre o disco, este relé utiliza a defasagem mecânica de 90 graus entre dois conjuntos de bobinas para defasar em 90 graus o fluxo magnético sobre um cilindro. Dessa forma o conjugado sobre o cilindro, ao qual estão solidários os contatos do relé, é máximo. Nele há a possibilidade de conectar, de diversas formas, os enrolamentos dos conjuntos de bobinas. Dessa forma, se em cada conjunto inserirmos uma grandeza de atuação, por exemplo tensão e corrente, podemos conferir característica direcional a este relé. Este princípio será usado no relé de admitância.

5.4.1.2.3-Relé tipo duplo laço de indução

É semelhante ao relé tipo cilindro de indução. A diferença está no seu rotor. Ao invés de um cilindro, são dois núcleos que tendem a dar continuidade aos núcleos do 'estator'. Dessa forma é retirada a zona morta de indução no rotor do caso do cilindro, conferindo maior velocidade de atuação neste relé.

5.4.1.2.4-Tempo de atuação

O tempo de atuação do relé de indução é baseado na distância entre o contato fixo e o contato móvel e na intensidade da corrente de curto-circuito que determina diretamente o tempo para o percurso. Como cada corrente produz um determinado torque e o tempo de atuação é inversamente proporcional ao quadrado da corrente de curto-circuito, a curva deste relé é a de tempo inverso. De acordo com a variação destes parâmetros, as curvas podem ser basicamente dos tipos: inversa, muito inversa ou extremamente inversa, como nas figuras 7, 8 e 9. O relé de sobrecorrente com elemento temporizado é identificado pela norma ANSI pelo número 51.

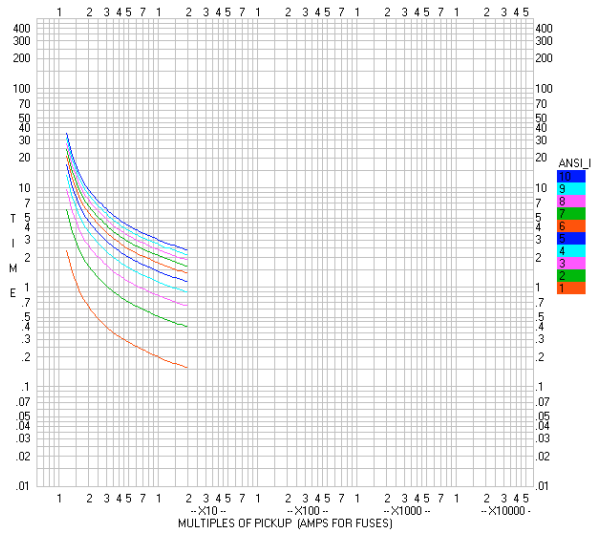


Figura 7 - Exemplo de curva inversa, ANSI_I

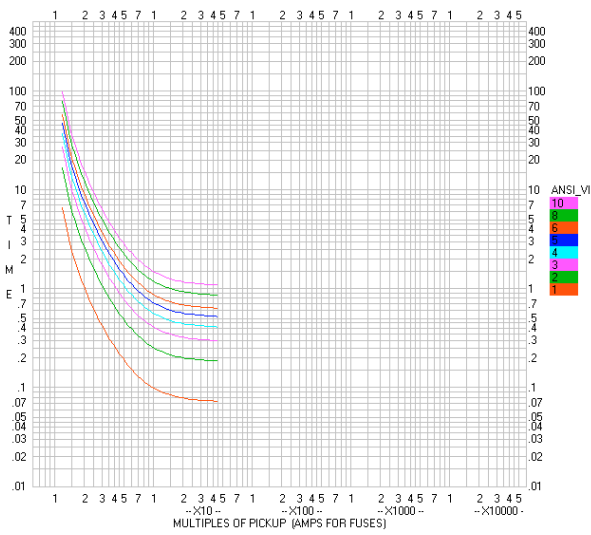


Figura 8 - Exemplo de curva muito inversa, ANSI_VI

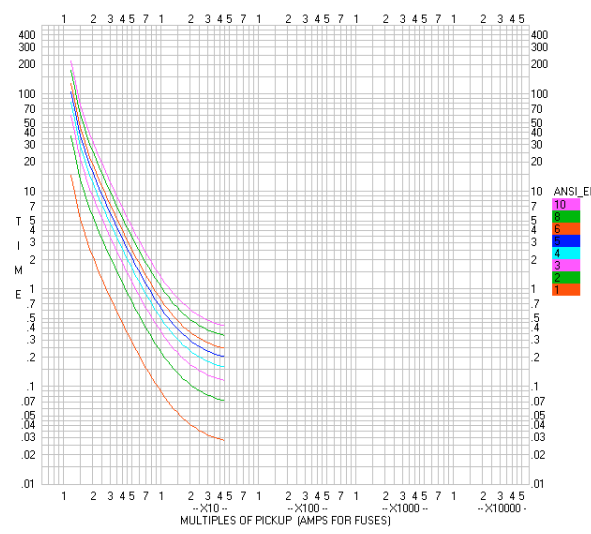


Figura 9 - Exemplo de curva extremamente inversa, ANSI_EI

5.4.2-Relé de Sobrecorrente de Neutro

A principal função deste relé é realizar a proteção do sistema diante de faltas envolvendo a terra. Seu funcionamento é semelhante ao relé de fase, porém seus ajustes são realizados para identificar a corrente no neutro do sistema (equação 15). Portanto, além de identificar as faltas para a terra (bifásica-terra e monofásica-terra), o relé de neutro é capaz de identificar o desequilíbrio do sistema.

$$I_N = I_A + I_B + I_C \quad (15)$$

Sua conexão pode ser realizada no neutro dos relés de fase e dessa forma qualquer desequilíbrio será detectado.

Seu ajuste considera o curto-circuito mínimo no final do trecho protegido e também o valor da corrente para desequilíbrios no sistema que por ter usualmente valor de corrente inferior ao anterior é o usado, na prática, para o ajuste (equação 16).

$$0,1I_{NOMINAL} \leq I_{AJUSTE} \leq 0,45I_{NOMINAL} \quad (16)$$

O valor escolhido neste intervalo depende da proximidade entre a falta e o gerador do sistema. Quanto mais próximo, menor é o desequilíbrio e menor o valor da corrente no neutro. Os valores são dados pela equação 17.

$$0,1I_N \leq Gerador \leq 0,2I_N \leq L.T. \leq 0,35I_N \leq Distribuição \quad (17)$$

onde: L.T.- Linha de Transmissão.

5.4.3-Relé Direcional

Este relé tem como principal característica a sensibilidade em relação à direção do fluxo de potência. Por isso esse é fundamental na coordenação de sistemas interligado.

Na proteção do sistema, trabalha em conjunto e monitorando o relé de sobrecorrente ou o relé de distância, pois sua capacidade se limita a identificação da direção do fluxo, não sendo capaz de identificar a intensidade da corrente.

5.4.3.1-Tipos de relés direcionais

Os tipos de relés direcionais são os seguintes: relé de sobrecorrente direcional (ANSI - 67), relé direcional de potência (ANSI - 32) e relé direcional de seqüência zero (relé direcional de neutro).

O relé de sobrecorrente direcional possui duas grandezas de atuação, sendo uma de polarização e uma de operação. A grandeza de polarização é a tensão. A grandeza de operação é a corrente, que devido à característica indutiva da linha de transmissão, fica bastante atrasada em relação à grandeza de polarização. A direção do fluxo é verificada, portanto, pela defasagem entre a tensão e a corrente aplicadas sobre bobinas em quadratura. Já o curto-circuito é identificado pelo relé de sobrecorrente, mas este só irá atuar se o relé direcional permitir.

O relé direcional de seqüência zero, ou relé direcional de neutro, é conectado da mesma forma que o relé de neutro; exceto pela adição da tensão de polarização a partir do terciário em delta aberto de três TP's de três enrolamentos, que funcionam como um filtro de seqüência zero para a tensão de polarização. Sua função é dar característica direcional à proteção contra faltas para a terra.

O relé direcional de potência tem como função evitar a motorização de geradores.

5.4.3.2-Princípio de funcionamento

O princípio de funcionamento possui certa semelhança com o do relé de sobrecorrente eletromecânico de indução, pois o torque se dá a partir da interação entre dois fluxos magnéticos sobre um disco. A diferença está na origem dos fluxos. Aqui os fluxos têm origens distintas, no secundário do TC e no secundário do TP.

5.4.3.3-Polarização

A polarização pode ser feita com a tensão a 90, 60 ou 30 graus de acordo com as características da linha de transmissão ou pode ser feita com a tensão de sequência positiva ou com a tensão da fase sem defeito, no caso das faltas assimétricas em relés digitais. É dada pela defasagem entre a tensão fase-neutro na fase desejada e a tensão de polarização entre fases.

5.4.3.4-Atuação em conjunto com relé de sobrecorrente ou com o relé de distância

A atuação conjunta entre o relé direcional e o relé de sobrecorrente, se dá através do circuito de controle, onde o relé direcional permite a atuação do relé de sobrecorrente somente quando o curto está em determinada direção.

5.4.3.5-Equações para o relé direcional

Equação do torque:

$$\tau = K_1.I_a.V_{bc}.\cos(r - \theta) - \tau_{restaurador} \quad (18)$$

Para o limiar de operação onde o torque é nulo:

$$I_a.\cos(r - \theta) = \frac{\tau_{restaurador}}{K_1.V_{bc}} \quad (19)$$

onde:

I_a : corrente na fase A;

V_{bc} : tensão de polarização;

θ : ângulo entre a corrente de operação e a tensão de polarização;

r : ângulo de máximo torque do motor do relé;

K_1 : constante que depende de cada posição da alavanca entre os contatos fixo e móvel.

A direcionalidade está na relação entre a direção da corrente de polarização, ou tensão de polarização (lembrando que estas se encontram em fase) e as direções e módulos da corrente de operação no limiar de operação.

5.4.2-Relé de Distância

A principal função deste relé é identificar o local do defeito para que se possa realizar, o mais rápido possível, a manutenção necessária nos casos de faltas permanentes que não sejam eliminadas por tentativas de religamento. Possui esse nome devido a sua filosofia de funcionamento se basear em parâmetros proporcionais a distância entre o relé e o local onde ocorre o curto-circuito. Estes parâmetros são a impedância, a admitância e a reatância. Uma vez conhecidos estes parâmetros do projeto do sistema, pode se verificá-los a partir de medidas de tensão e corrente. A tensão será a pós-falta no barramento onde está conectado o relé. A corrente será especialmente proporcional a impedância entre o relé e o local do defeito. Além disso, é fácil ajustar e coordenar, o que proporciona ótima seletividade.

O relé de distância representa uma classe de relés conhecidos por:

- Relé de impedância
- Relé de admitância
- Relé de reatância

Cada um deles tem uma característica especial que, de acordo com as necessidades, são mais ou menos adequadas a cada situação. Independente da classe, o relé é identificado pela norma ANSI pelo número 21.

5.4.2.1-Impedância secundária

A impedância secundária é a impedância vista pelo relé quando este está conectado ao secundário dos transformadores de instrumentos, TC e TP. Para o ajuste dos relés é este o valor que deve ser considerado e não o valor da impedância real do sistema. A transformação da impedância do sistema na impedância secundária para o ajuste dos relés de distância é dada pela equação 20.

$$Z_{SECUNDÀRIA} = Z_{PRIMÀRIA} \cdot \frac{RTC}{RTP} \quad (20)$$

5.4.2.2-Relé de impedância

A função deste relé é identificar não só a falta como especialmente a distância entre o local do curto-circuito e o local de instalação do relé, independente do ponto da falta ser a jusante ou a montante. Seus principais parâmetros são a tensão da barra a qual está conectado e a corrente no momento do defeito, fornecidas pelo TP e TC, respectivamente.

Para o relé de impedância eletromecânico, que é um relé de atração do tipo alavanca, a equação do torque motor (21) é a seguinte:

$$\tau_{motor} = K_I \cdot I^2 - K_E \cdot V^2 - K_m \quad (21)$$

onde:

V é a tensão pós-falta no secundário do TP

I é a corrente no secundário do TC

K_m é a constante da mola de retenção;

K_I é a constante do termo referente à grandeza de atuação - corrente;

K_E é a constante do termo referente à grandeza de restrição - tensão.

A partir desta equação chega-se a equação 22 que relaciona a impedância com as constantes referentes às grandezas de operação, definindo o limiar de operação.

$$Z = \sqrt{\frac{K_I}{K_E}} \quad (22)$$

Podemos então relacionar a impedância, na forma de um número complexo, com a impedância obtida a partir das constantes das grandezas de operação (equação 23).

$$Z = R + jX \quad (23)$$

Então, a partir da equação 24, obter a circunferência que representa o limiar de operação do relé baseado no módulo da impedância.

$$Z^2 = R^2 + X^2 \quad (24)$$

Portanto o limiar de operação, onde o torque resultante é nulo, é dado pela circunferência de raio Z no plano $R \times jX$ (figura 10):

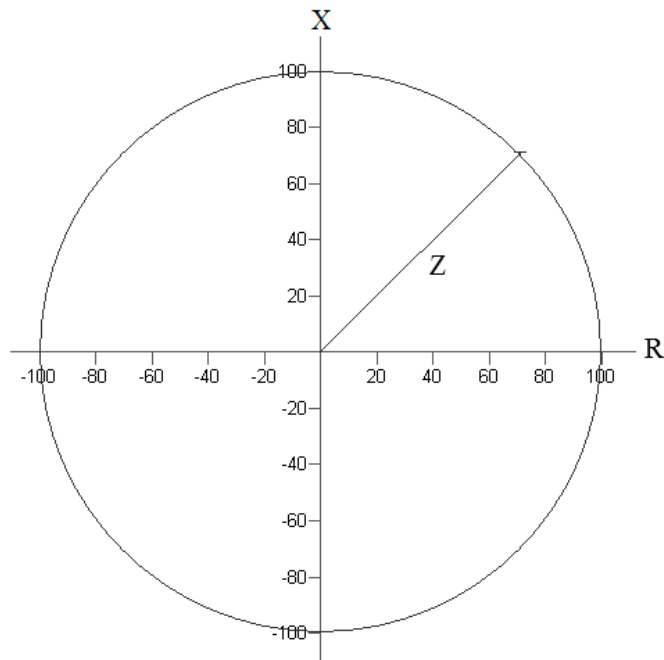


Figura 10 - Curva do relé de impedância.

As seguintes características podem ser ressaltadas nesta curva:

- Seu centro coincide com a origem;
- A impedância máxima é dada pelo raio da circunferência.

De acordo com o valor da impedância medida através dos valores de tensão e corrente fornecidos pelos transformadores de instrumentos, seja através de relações mecânicas no relé eletromecânico, seja através dos cálculos realizados pelo relé digital, a atuação ou não se dará de acordo com a região onde se encontra o módulo da impedância.

$$Z = \frac{V}{I} \quad (25)$$

Se o módulo estiver no interior da circunferência, região de operação, o relé irá atuar. Se estiver sobre a circunferência estará no limiar de operação. Se estiver fora da circunferência não haverá atuação.

Por ser baseado no módulo da impedância, este relé não possui característica direcional. Logo ele pode atuar para curtos a jusante ou montante de seu local de instalação. Ou seja, independente da direção do fluxo de potência, o relé irá atuar sempre que a impedância vista for menor que a impedância do limiar de operação. Para adquirir característica direcional, deve ser colocado sob o monitoramento de um relé direcional.

A atuação do relé de impedância pode ser mais seletiva conforme aumenta a divisão da proteção em mais trechos, ou zonas de atuação, de acordo com as respectivas impedâncias. Dessa forma também é possível coordenar no tempo a proteção de retaguarda para o caso de falhas.

5.4.2.3-Relé de admitância

Assim como o relé de impedância o relé de admitância tem como função identificar a distância entre o local do curto-circuito e o local de instalação do relé. Porém este possui característica direcional intrínseca, identificando defeitos apenas a jusante do local de sua instalação. Seus principais parâmetros são a tensão do sistema e a corrente no momento do defeito.

Para o relé de admitância eletromecânico, que é um relé de indução do tipo cilindro de indução, o torque motor é dado pela equação 26.

$$\tau_{motor} = K_d.E.I.\cos(r - \theta) - K_v.E^2 \quad (26)$$

onde:

K_d é a constante do torque de operação;

K_v é a contante do torque de restrição;

E é a tensão de polarização;

I é a corrente de curto-circuito;

r é o ângulo de máximo torque;

θ é o ângulo da impedância da linha de transmissão (entre os fasores E e

I).

A partir da equação 26 chega-se a equação 27 que relaciona a admitância com os ângulos r e θ e com as constantes referentes às grandezas de operação.

$$Y \cdot \cos(r - \theta) = \frac{K_v}{K_d} \quad (27)$$

onde:

$$Y = \frac{I}{E} \quad (28)$$

É conveniente transformarmos esta admitância em impedância para obtermos a curva no plano $R \times jX$. A equação 29 nos dá uma circunferência como no relé de impedância, porém seu centro não coincide com a origem do plano, encontrando-se deslocado de acordo com o módulo da impedância e o ângulo r em relação a eixo R .

$$Z = \frac{K_d}{K_v} \cdot \cos(r - \theta) \quad (29)$$

No plano $R \times jX$ a curva do relé de admitância é dada pela figura 11.

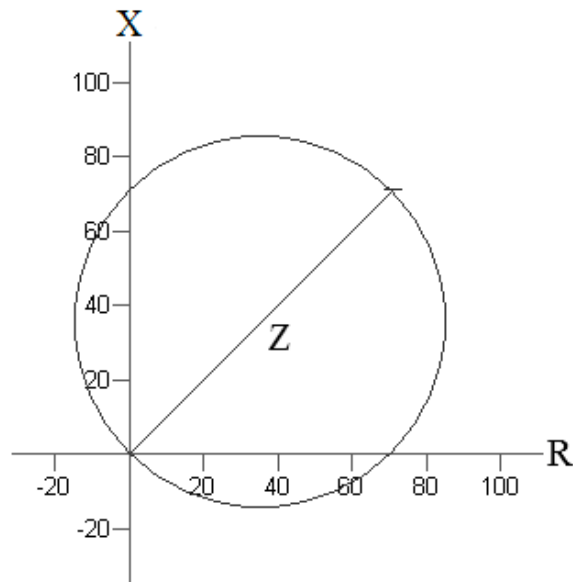


Figura 11 - Curva do relé de admitância

As seguintes características podem ser ressaltadas nesta curva:

- A circunferência passa pela origem;

- A impedância máxima é dada pelo diâmetro da circunferência;
- O diâmetro, a partir da origem, faz um ângulo r com o eixo R.

5.4.2.4-Relé de reatância

Sua principal função é evitar o efeito do deslocamento da impedância, causado pela resistência adicional de arcos elétricos, na identificação do local do curto-circuito. Este efeito é causado pela característica puramente resistiva dos arcos que, quando somada à resistência da linha de transmissão entre o relé e o local do defeito, altera a resistência vista pelo relé de impedância ou de admitância, ocasionando a identificação errônea do local do curto-circuito.

A atuação deste relé se dá a partir da sensibilidade à reatância da linha de transmissão entre o relé e o local do defeito. Para a obtenção da reatância de curto-circuito os parâmetros medidos são, como nos demais relés de distância, a tensão do sistema e a corrente de curto-circuito. A tensão é a grandeza de restrição e a corrente a grandeza de atuação.

Para o relé de reatância eletromecânico o torque motor é dado pela equação 30.

$$\tau_{motor} = K_I.I^2 - K_E.E.I.\text{sen}(\theta) - K \quad (30)$$

onde:

K é a constante da mola de retenção;

K_I é a constante do termo referente à grandeza de atuação - corrente;

K_E é a constante do termo referente à grandeza de restrição - tensão.

A partir da equação do torque motor, chega-se a equação 31 que relaciona a impedância vista pelo relé no momento da falta com as constantes K_I e K_E .

$$Z.\text{sen}(\theta) = \frac{K_I}{K_E} \quad (31)$$

onde:

$$Z = \frac{E}{I} \quad (32)$$

Lembrando a equação 23 podemos relacionar a reatância e a equação 31.

$$Z = Z \angle \theta = Z \cos(\theta) + j.Z \sin(\theta) = R + j.X \quad (33)$$

Podemos observar que o termo $Z \sin(\theta)$ é igual a reatância do sistema. É a partir dessa relação que podemos obter a reatância limite de operação fazendo o ajuste das constantes K_I e K_E .

A curva no diagrama R x X é dada na figura 12:

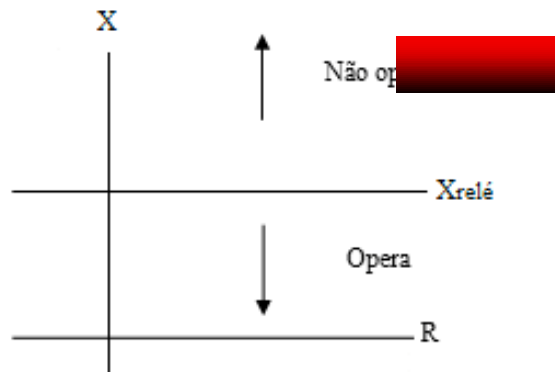


Figura 12 - Zonas de atuação do relé de reatância

A desvantagem deste relé é a possibilidade de atuação indevida quando a carga possuir determinadas características de fator de potência, como por exemplo, qualquer valor para fator de potência capacitivo ou elevados valores para o fator de potência indutivo. Nesses casos, quando a impedância da carga for somada à da linha de transmissão, o valor da reatância total, vista pelo relé, pode se tornar muito baixa e entrar na região de operação do relé. A solução para esta limitação está na associação do relé de reatância com o relé de admitância (figura 13). A curva do relé de admitância limita o valor da resistência e conseqüentemente o valor da impedância vista pelo relé, evitando dessa forma a atuação indevida.

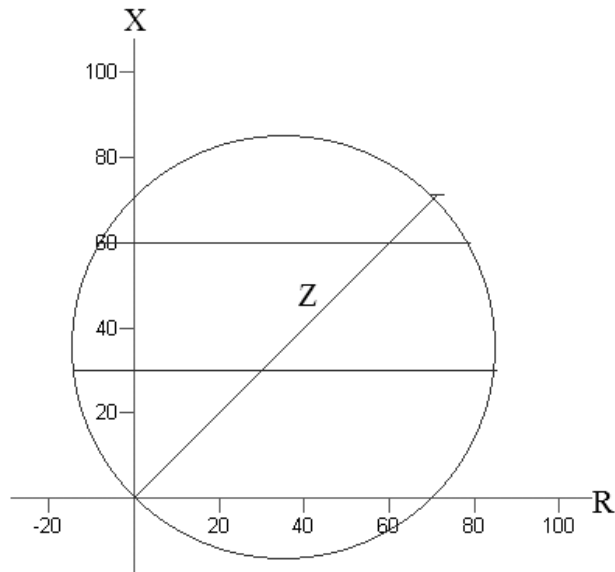


Figura 13 – Curva do relé de reatância sob supervisão de relé de admitância.

5.5-Religamento

O religamento é a reinserção da fase ou circuito, aberto pela proteção, no sistema de potência. É usado para evitar o desligamento definitivo de fases ou circuitos, de forma desnecessária, interrompendo o suprimento das cargas e reduzindo a confiabilidade e a estabilidade do sistema, nas situações em que as causas das faltas são temporárias. A grande confiança no sucesso de sua utilização se dá devido ao conhecimento estatístico das incidências dos tipos de curto-circuitos. Como visto anteriormente, a maior parte das faltas é do tipo monofásica-terra, cerca de 70%, e entre estas, cerca de 90% são temporárias. Por isso é improvável que o sistema seja fechado sobre a falta e tenha que ser novamente desligado.

O religamento pode ser do tipo monopolar ou tripolar, para faltas em uma ou mais fases, respectivamente. Em sistemas de potência é mais comum a utilização do religamento monopolar. Não só pela maior incidência de faltas do tipo monofásica-terra, como também pelo fato do religamento tripolar causar mais danos aos equipamentos e inconvenientes operacionais no sistema, como por exemplo, harmônicos e sobretensões de manobra. Para evitar problemas, o religamento é limitado a uma só tentativa. Ou seja, se a causa da falta for permanente e o religamento se der sobre o curto-circuito, o sistema de proteção desligará definitivamente a fase afetada.

5.5.1-Relé de religamento

O Religamento é realizado através da atuação do relé de religamento (ANSI - 79) sobre o circuito de fechamento do disjuntor. O relé de religamento é um relé de tempo e a contagem para sua atuação tem início no momento em que a abertura do disjuntor é acionada. Portanto, o tempo total para sua atuação deve contemplar o somatório dos tempos de todas as ações subseqüentes até a interrupção definitiva do curto-circuito mais um tempo de segurança.

5.5.2-Religamento e tempo de coordenação

A importância do procedimento de religamento, na coordenação da proteção, está no acréscimo significativo do intervalo de tempo necessário para garantir a não atuação da proteção a montante. Neste caso somam-se ao tempo de coordenação o tempo para realização de todo o procedimento de fechamento dos contatos do disjuntor e o tempo para a nova atuação da proteção. Pois, uma vez que o religamento pode ser realizado sobre a falta, será necessária a repetição de todo o processo de eliminação da falta, desde a identificação do relé até a extinção definitiva do arco elétrico.

5.6-Relés Digitais

O relé digital é um relé gerenciado por microprocessador, que após obter dados a partir das medidas realizadas no sistema, pode realizar os cálculos necessários e enviar o comando para o acionamento do disjuntor.

Surgiu na década de 1960. Porém só pode ser desenvolvido e aplicado após o desenvolvimento adequado (tecnológico e econômico) dos microprocessadores, quando então passou a disputar o mercado com os relés eletromecânicos.

As medidas necessárias para a realização dos cálculos, que podem ser obtidas para uma frequência de amostragem de até 8 kHz, são as seguintes:

- Correntes de fase: I_a , I_b e I_c ;
- Tensões de linha: V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} ; e/ou tensões fase-neutro: V_{an} , V_{bn} e V_{cn} .

A partir destas, os cálculos são realizados por softwares, que podem ser atualizados frequentemente. Por depender das medidas realizadas e não de sua configuração física, como num relé eletromecânico, surge a possibilidade de uma infinidade de ajustes, tanto para os diversos tipos de curto-circuitos quanto para os tempos de atuação. Assim o leque de curvas vai além das convencionais: tempo definido, tempo inverso, impedância, admitância e reatância; apresentando também polígonos, regulares e irregulares, e combinações de circunferências.

Por isso o relé digital pode acoplar, em um só aparelho, diversas funções. Algumas delas são dadas a seguir (as funções apresentadas são as do relé SEL 421):

- 50/51 - Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G - Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51Q (46) - Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 21 - Distância de fase, cinco zonas tipo Mho e cinco zonas tipo quadrilateral;
- 21G - Distância de neutro, cinco zonas tipo Mho e cinco zonas tipo quadrilateral;
- 67G - Sobrecorrente direcional de neutro (polarizado por corrente e tensão);
- 67Q - direcional de seqüência negativa (polarizado por tensão);
- 85 - Esquemas de controle ou teleproteção;
- 78/68 - Disparo e bloqueio por oscilação de potência;
- 79 - Religamento automático monopolar (2 tentativas) ou tripolar (quatro tentativas) para até dois disjuntores;
- 25 - Verificação de sincronismo para até dois disjuntores;
- 27/59 - Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G - Sobretensão de neutro;
- 59Q - Sobretensão de seqüência negativa;
- 50/62BF - Falha de disjuntor para até dois disjuntores;

- 60 - Perda de potencial;
- 81 - Sub/Sobrefrequência, taxa de variação de frequência df/dt ;
- 49 - sobrecarga por imagem térmica;
- 49T - Elemento térmico com medição de temperatura;
- 87V - diferencial de tensão para banco de capacitores de AT (por lógica).

Além das múltiplas funções de proteção, o relé digital apresenta outras vantagens, como por exemplo:

- Maior precisão (sensibilidade);
- Maior seletividade;
- Maior velocidade;
- Maior confiabilidade
- Menor carga para os transformadores de corrente, já que não possuem partes mecânicas;
- Suas características não se alteram com a variação da temperatura, nem com seu envelhecimento;
- Auto-monitoramento de suas condições de operação, não necessitando a presença de equipes de manutenção;
- Maior flexibilidade operacional. Pode realizar funções de medição, controle e supervisão;

Com o relé digital então, são amplas as possibilidades para os ajustes da proteção de um sistema, o que traz maior confiabilidade ao sistema de potência como um todo.

CAPÍTULO 6: CORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

A coordenação consiste na definição de prioridades de atuação das proteções do sistema. É necessária por dois motivos: primeiro porque a própria proteção está sujeita a falhas, e segundo porque é preciso atender o requisito seletividade, ou seja, isolar somente o elemento onde ocorre o defeito e evitar o desligamento desnecessário de cargas. Para o primeiro motivo é preciso criar métodos para a proteção de retaguarda. O princípio básico está na definição dos tempos permissíveis para a confirmação da falha na atuação da proteção mais próxima a falta, ou de outra forma, definir o tempo para a não atuação da proteção a montante. Todos os relés devem ser capazes de identificar a corrente de curto-circuito e se, a partir do momento da identificação do defeito, o relé ou disjuntor mais próximo da falta não atuar no devido tempo, o disjuntor da proteção de retaguarda deve ser acionado pelo relé. Para o segundo motivo é preciso garantir o ordenamento correto, no tempo, das atuações das proteções de retaguarda. Os tempos de acionamento dos disjuntores devem ser crescentes conforme cresce a distância, discreta de acordo com o número de linhas de transmissão, entre a falta e o posicionamento do relé.

6.1-Tempo de coordenação

É o intervalo de tempo entre os comandos dados pelos relés para a abertura dos disjuntores de dois sistemas de proteção consecutivos na cadeia. Este intervalo é necessário para garantir não só que a abertura do disjuntor da proteção imediatamente a montante não seja iniciada antes que a proteção mais próxima da falta tenha tido tempo suficiente para concluir todo o seu processo de proteção, incluindo tentativas de religamento, como também para assegurar que a proteção a jusante tenha falhado.

O tempo de coordenação é composto basicamente, pelo tempo de atuação do relé e pelo tempo de eliminação da falta pelo disjuntor. Uma vez ocorrida a falta, ambos os relés a identificam e o tempo de coordenação passa a ser contado a partir do momento em que o relé está apto a dar o comando para a abertura do disjuntor. Ou seja, após o relé identificar o curto e finalizar a contagem do tempo para sua atuação temporizada, quando for o caso. Portanto o primeiro intervalo refere-se ao procedimento de atuação, direta ou indireta, do relé sobre o disjuntor. Quando a atuação for indireta,

especialmente na utilização de relés digitais que em geral ficam em gabinetes distantes do disjuntor, o tempo decorrido terá um pequeno acréscimo.

A partir deste ponto começam as ações do disjuntor para a eliminação da falta. Os intervalos seguintes são dados pelas ações que contemplam a operação da bobina de disparo, a liberação do sistema de abertura, a abertura dos contatos, a eliminação efetiva do arco elétrico e por fim o tempo para garantir que o arco não retornará.

O valor total é, portanto, o somatório de todos esses tempos. Na prática, o valor usual encontra-se entre 0,3 e 0,5 segundos.

6.2-Sistema elétrico radial

O sistema radial é caracterizado pelo fluxo de potência num único sentido. Fisicamente, o circuito possui geração em apenas uma das pontas e as cargas localizam-se ao longo do sistema. Quando há um curto-circuito, a corrente tem somente uma 'origem' e um sentido, sempre do gerador para o local do defeito.

Para o sistema de proteção esta característica torna mais fácil a coordenação e mais barato o sistema. Porém a descontinuidade no fornecimento é grande e, em caso de faltas, o crescimento do número de consumidores sem energia será quanto mais próximo for o defeito e a geração. O que se opõem ao requisito seletividade, já que todos os consumidores a jusante serão desligados.

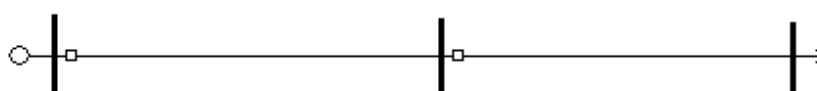


Figura 14 - Sistema radial básico.

6.3-Sistema elétrico interligado

Este é caracterizado pela presença de geração em mais de um barramento. Dessa forma o fluxo de potência pode ter múltiplos sentidos, de acordo com a geração, a transmissão e a carga. Quando ocorre uma falta, a corrente de curto-circuito possui mais de uma contribuição, ou seja, é preciso abrir os disjuntores de ambas as extremidades da linha de transmissão para efetivamente eliminar a falta.

Este fato torna mais complexa a coordenação da proteção, que para ser seletiva, necessita relés com características direcionais e mais caros, pois é necessário duplicar os sistemas de proteção de cada linha. Por outro lado possibilita maior continuidade de serviço, pois em caso de defeito, as cargas têm outras possibilidades de alimentação.

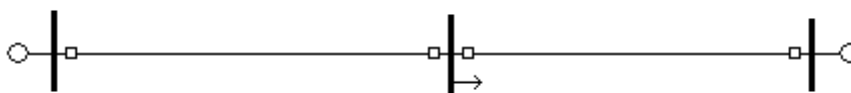


Figura 15 - Sistema interligado básico

Para sistema interligado é preciso rever os conceitos de montante e jusante. Como não há uma direção de fluxo definida, especialmente durante as faltas, consideraremos a montante toda proteção entre a falta e qualquer das gerações. Ou seja, é como se a extremidade oposta à geração, fonte de alimentação de todas as faltas, de um sistema radial fosse substituída pelo ponto da falta. A partir disso desejamos que os tempos de atuação das proteções de retaguarda, a montante da falta, sejam crescentes.

6.4-Métodos para os ajustes da coordenação

Os métodos consistem basicamente nos ajustes dos tempos de atuação dos relés, de forma que estes respeitem a proteção mais próxima da falta e ao mesmo tempo a supervisionem no caso de falha. Os tempos devem ser ajustados de acordo com o tipo de relé, de sobrecorrente ou de distância, ou seja, devem estar associados aos valores das correntes ou das impedâncias, respectivamente. Para os relés de sobrecorrente o tempo cresce conforme diminui a corrente de curto-circuito. Para o relé de distância, cresce conforme se reduz a impedância vista pelo relé.

6.4.1-Sistemas radiais

Primeiramente será apresentado o método de ajuste da coordenação para sistemas radiais, tanto para o relé de sobrecorrente como para o relé de distância. O objetivo é fornecer uma base para o ajuste e para a comparação com sistemas interligado.

6.4.1.1-Relé de sobrecorrente

As coordenações dos relés de fase e de neutro são semelhantes, exceto pelas grandezas peculiares de cada um. Portanto o método é aplicável a ambos os tipos de relés.

O primeiro passo consiste em ajustar o elemento instantâneo, que deve cobrir toda a própria linha de transmissão. Porém, devido aos erros de medição, há a limitação de não confundir faltas no início da linha de transmissão a jusante com faltas no final da própria linha. Por isso o elemento instantâneo fica limitado a atuar para um trecho inferior ao comprimento total. Usualmente é adotada a distância equivalente a 85% do comprimento da linha de transmissão contado a partir da posição do relé. Portanto o primeiro passo consiste em calcular a corrente para um curto-circuito máximo neste ponto, trifásico franco no caso dos relés de fase e bifásico-terra franco no caso dos relés de neutro, e ajustar o elemento instantâneo para atuar para valores de corrente maiores ou iguais a este. Este procedimento deve ser realizado para todos os relés de todas as linhas de transmissão de forma independente. Vale observar que o elemento instantâneo não funciona como proteção de retaguarda em hipótese alguma.

O segundo passo consiste no ajuste do elemento temporizado, seja a tempo definido ou tempo inverso, para proteger o trecho final da própria linha e as linhas de transmissão a jusante. A temporização para o trecho final é necessária para permitir que em caso de falta no início da linha à jusante, o elemento instantâneo do relé desta possa atuar primeiro, desligando somente a linha onde ocorreu a falta e evitando que seja cortada a alimentação de uma carga que esteja instalada no barramento entre essas linhas. Dessa forma é possível atender os requisitos seletividade, para evitar corte de carga, e rapidez, para eliminar logo as faltas mais severas. O elemento temporizado tem também como função, proteger toda a linha de transmissão a jusante, ou até mesmo mais de uma, em caso de falha nestas proteções. Portanto para o elemento temporizado mais a montante, deve ser escolhida uma curva onde todos os pontos possuam tempo superior a todos os pontos das curvas dos elementos temporizados dos relés das linhas a jusante. É conveniente então começar este ajuste pelas linhas a jusante e progredir, acrescentando intervalos de tempo às curvas, em direção à extremidade onde está a geração.

6.4.1.2-Relés de distância

Assim como no relé de sobrecorrente, o método é válido tanto para os relés de fase como os relés de neutro. O primeiro passo consiste na definição do número de zonas de proteção e no alcance de cada uma. Os valores usuais são de três zonas, podendo-se utilizar quatro, tal que esta última pode ser reversa, ou seja, capaz de identificar faltas à montante. Os alcances usuais são:

- Zona 1: 85% da própria linha de transmissão;
- Zona 2: 50% da linha de transmissão a jusante, e;
- Zona 3: 100% da linha de transmissão a jusante.

O segundo passo consiste em definir os tempos de atuação de cada zona. Estes são usualmente definidos como em um relé de sobrecorrente temporizado a tempo definido, ou seja, a cada zona é associado um tempo fixo para qualquer corrente superior a um determinado valor. Porém podem estar associados à curvas de tempo inverso.

6.4.2-Sistemas interligado

Os mesmos princípios aplicados em sistema radiais são aplicados nos sistema interligado. A diferença é que no sistema interligado os ajustes são feitos para relés localizados em ambas as extremidades das linhas de transmissão e as relações das proteções de retaguarda com as linhas de transmissão a jusante são as mais diversas, devido a variedade de configurações do sistema usado.

Para a coordenação, o sistema interligado pode ser visto, em sua forma mais básica, como dois sistemas radiais em direções opostas, como na figura 14 (pág.47). Mas pode ser visto também como um sistema mais complexo com diversos anéis, com linhas de transmissão em paralelo e com ramificações onde existem gerações e cargas, o que torna mais complexa e por vezes limitada a coordenação da proteção.

Neste caso a coordenação de relés de fase e de neutro, apesar de realizadas com a mesma técnica, apresenta resultados distintos uma vez que gerações intermediárias contribuem com injeções de corrente de sequência positiva alterando o ‘alcance’ dos relés, de sobrecorrente ou de distância. O que não ocorre de forma significativa para os

relés de neutro, já que gerações são, por natureza, equilibradas e não contribuem com injeções de corrente de sequência zero.

6.4.2.1-Relés de sobrecorrente

O primeiro passo consiste em calcular as correntes nominais dos relés do sistema, para posteriormente obter os valores mínimos de faltas a serem identificados pelos relés de acordo com as equações 11 e 17. Em seguida realizam-se os ajustes das unidades instantâneas de forma independente para cada linha, exatamente como num sistema radial.

A principal diferença, em relação a sistemas radiais, surge no ajuste dos elementos temporizados para a proteção de retaguarda das linhas de transmissão a jusante. Ocorre que devido aos efeitos de Infeed e Outfeed presentes em sistemas interligado, os valores das correntes para faltas menos severas entram em conflito com as correntes nominais, não permitindo o alcance dos trechos finais das linhas mais a jusante.

De qualquer forma, seguem da mesma forma que no sistema radial, os ajustes para a coordenação de um sistema interligado. Portanto, devemos ajustar os valores extremos de corrente da curva temporizada a tempo inverso dos relés. O valor mais elevado, ou seja, mais a montante, será determinado pelo valor do elemento instantâneo. O menor valor será determinado ou pelo valor de mínimo curto-circuito no final do trecho protegido, ou pelo valor mínimo, de forma que não se confunda oscilações normais do sistema com faltas (equações 11 e 17).

6.4.2.2-Relés de distância

O primeiro passo consiste em conhecer as impedâncias das linhas de transmissão envolvidas na proteção de cada relé. Isso será importante para verificar a presença ou não dos efeitos de Infeed e Outfeed e para verificar possíveis alterações devido às características físicas das linhas de transmissão, elementos série e shunt, e características operativas do sistema, geração e carga. O segundo consiste em aplicar as faltas nos respectivos pontos extremos, limiar de operação, de cada zona de proteção e verificar a impedância vista pelo relé, que não necessariamente será proporcional a distância da falta devido aos efeitos já mencionados.

Deve-se ter o cuidado de não estender a zona 3, por exemplo, de forma que ela entre em alguma zona de carga. Portanto no caso de duas ramificações com impedâncias distintas, a proteção de retaguarda será limitada a ramificação com menor impedância aparente, ou seja, a impedância vista pelo relé.

Linhas de transmissão em paralelo também apresentam características especiais quanto ao alcance da proteção. Uma linha de transmissão em paralelo com a linha onde está instalado o relé de distância causa um aumento na impedância aparente. Já uma linha de transmissão em paralelo com a linha a jusante, da qual o relé é uma proteção de retaguarda, não só reduz a impedância aparente, como traz para um ponto intermediário próximo ao seu final, o maior valor de impedância vista pelo relé. Neste último caso deve-se ter atenção especial no alcance da terceira zona, pois para proteger toda a linha a jusante, seu ajuste acarretará na proteção de faltas que ocorrerem além do segundo barramento a jusante.

CAPÍTULO 7: PROGRAMA ONELINER AND POWER FLOW

O programa ‘Oneliner and Power Flow - Academic V11.4’, da Advanced Systems for Power Engineering, Inc – ASPEN, é a ferramenta computacional que será utilizada neste projeto para os estudos de fluxo de potência e de curto-circuitos e para o ajuste da proteção, através de relés de sobrecorrente e de distância, de um sistema de potência.

Este é um dos integrantes do ‘ASPEN Academic Suite v11’, que consiste num conjunto de programas, com determinadas restrições para o uso profissional, destinados a utilização por estudantes universitários. A restrição está no número de barras do sistema, limitado a 15.

O conjunto é composto pelos seguintes programas:

- *OneLiner and Power Flow*

É onde podemos montar um sistema, realizar os estudos de fluxo de potência e de curto-circuitos e inserir e ajustar os relés de sobrecorrente e de distância.

- *Overcurrente Relay Editor*

Neste podemos inserir novas curvas para os relés de sobrecorrente ou editar curvas já existentes em sua vasta biblioteca, compostas por relés existentes de grandes empresas do setor elétrico mundial como, por exemplo: ABB, GE, SEL e Siemens. O método é bastante simples e não há limitações na composição das curvas.

- *Distance Relay Editor*

Assim como o ‘Overcurrente Relay Editor’ aqui podemos inserir novas curvas ou editar as já existentes, porém a partir de métodos pré-definidos, que de qualquer forma são bastante amplos.

- *LC Construction Editor e LC Lines Data Module*

Nestes programas é possível construir as linhas de transmissão, desde a configuração transversal até a longitudinal.

7.1-Modelos da rede

Os modelos utilizados são os seguintes:

7.1.1-Geradores

Para a sequência positiva, o gerador ou unidade geradora, é modelado por uma fonte de tensão atrás de uma impedância. São três as impedâncias, ou mais especificamente as reatâncias, consideradas: a subtransitória, a transitória e a de regime permanente (ou síncrona). Para o cálculo da falta escolhe-se uma delas. Em cada barra podem ser conectados até 32 unidades geradoras, que são representadas no diagrama unifilar pelo equivalente de Thévenin das mesmas. Os modelos do equivalente de Thévenin de sequência positiva, negativa e zero são dados na figura 16.

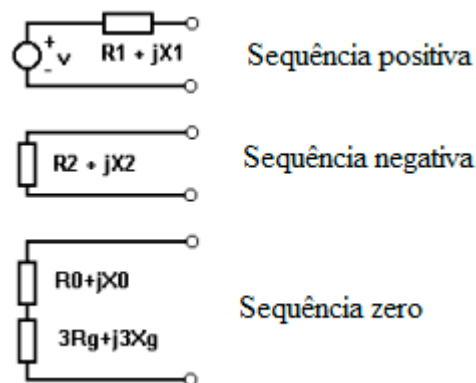


Figura 16 – Modelo do gerador

onde o índice g em Rg e Xg indica que a resistência e a reatância são as de neutro.

7.1.2-Cargas

Assim como o gerador, a carga é representada no diagrama unifilar como o equivalente de Thévenin de até 32 cargas individuais. É modelada de três maneiras: potência constante, corrente constante e impedância constante (modelo ZIP). Nos estudos de curto-circuitos é representada através de sua admitância, dada pela equação 32.

$$Y = \frac{S}{3V^2}, \quad (32)$$

onde S é a sua potência complexa em MW e V é a tensão fase-terra em kV na barra a qual a carga está conectada.

Nos estudos de fluxo de potência suas componentes, potência constante e corrente constante, são atualizadas a cada iteração de acordo com o novo valor de tensão.

7.1.3-Reatores

É representado pelo equivalente de Thévenin de até 32 unidades. Tanto para o estudo de curto-circuitos como para o cálculo do fluxo de potência, é representada por uma admitância passiva entre a barra e a terra.

7.1.4-Linhas de transmissão

As linhas de transmissão são dadas pelo modelo Pi, dado pela figura 17.

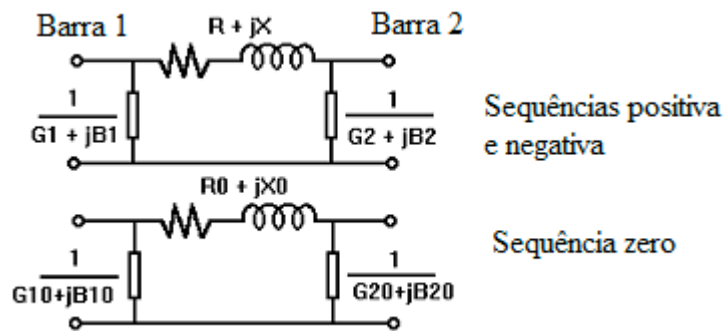


Figura 17 – Modelo da linha de transmissão

7.1.5-Transformadores de dois enrolamentos

Os modelos de transformadores de dois enrolamento são dados na figura 18. A partir destes são possíveis variações de acordo com os valores das impedâncias de neutro. Além destes existem três configurações do tipo zig-zag.

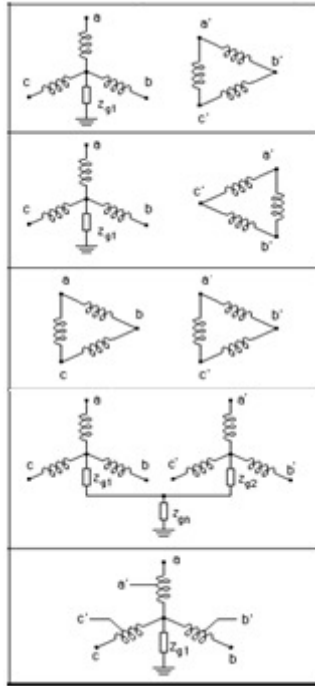


Figura 18 – Modelo do transformador

7.2-Modelos dos relés

7.2.1-Relés de sobrecorrente

As curvas dos relés de sobrecorrente podem ser modeladas de duas formas: pelo método ‘POINTS METHOD’, onde a curva é definida ponto a ponto, ou seja, a partir da inserção dos pares ordenados; e pelo método ‘EQUATIONS’ onde a curva é desenhada a partir dos parâmetros da equação 33.

$$T = \frac{a_1 \cdot D}{(M + b_1)^{b_1} + b_3} + a_2 \cdot D + a_3, \quad (33)$$

onde T é o tempo de atuação em segundos, D é a curva de tempo (time dial), M é o múltiplo e as demais constantes são dadas pelos fabricantes ou pelo usuário.

As possibilidades são as mais variadas, o que pode ser visto na figura 19.

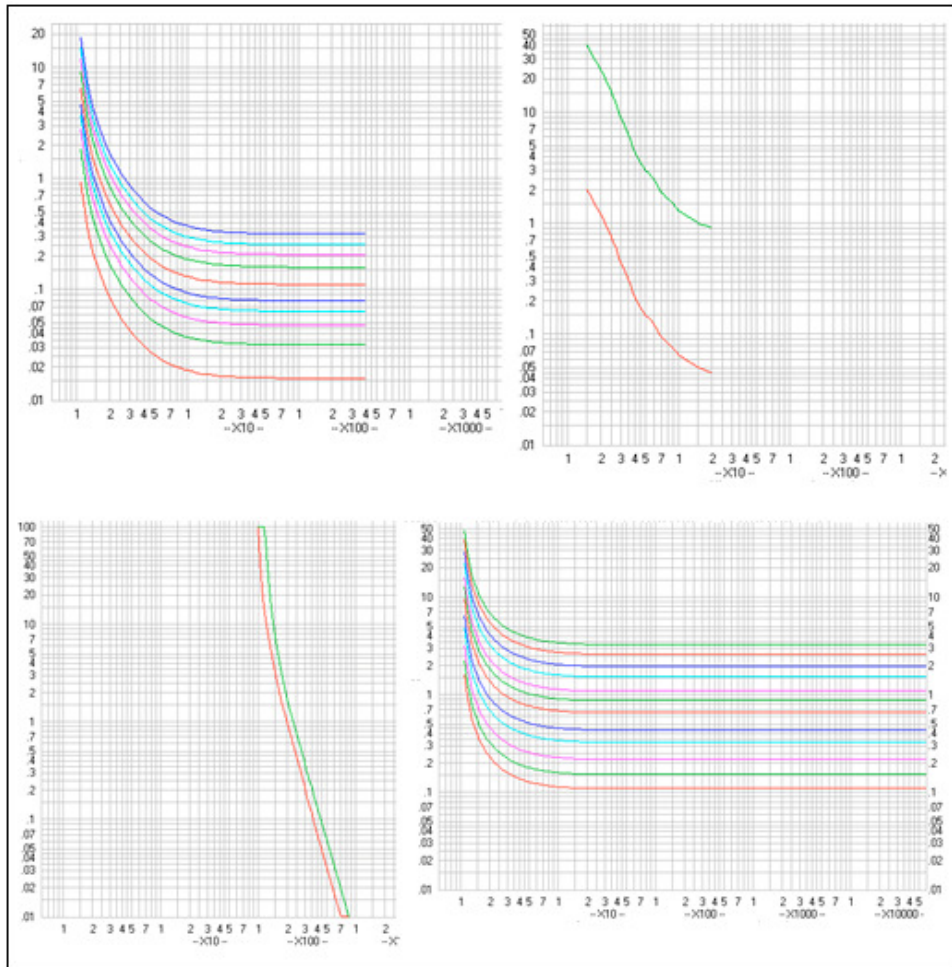


Figura 19 - Curvas dos relés digitais de sobrecorrente.

7.2.2-Relés de distância

São muitos os métodos para a modelagem das curvas. Assim como no relé de sobrecorrente, as possibilidades são as mais variadas como podemos ver na figura 20. Cada método é adequado a uma situação, de acordo com o tipo de sistema: transmissão ou distribuição e os níveis de tensão e carga.

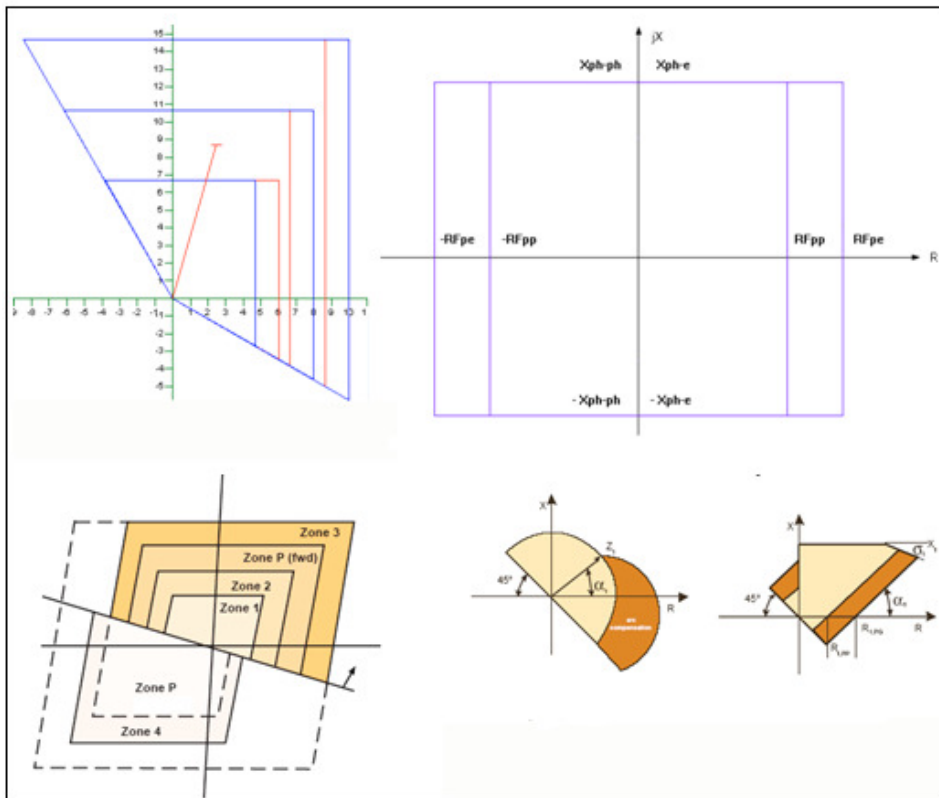


Figura 20 Curvas dos relés digitais de distância.

Alguns métodos são os seguintes:

1. MHO e MHO4: é o método utilizado para simular relés de admitância. A curva é a mesma do relé eletromecânico. São três zonas de atuação para Mho e quatro para o Mho4, sendo que uma das zonas pode ser reversa, ou seja, identificar faltas à montante. A área predominante de sua curva encontra-se nos quadrantes 1 e 2 do plano da impedância complexa.
2. GCX: é o método utilizado para simular o relé de reatância supervisionado por um relé de admitância. Pode ser aplicado a relés de fase e de neutro.
3. QUAD e QUAD4: sua principal característica é sua curva retangular. Suas curvas são limitadas não pelo módulo da impedância, mas separadamente pelas resistências e reatâncias máximas e mínimas. O método Quad possui três zonas e o Quad4 quatro zonas e todas, exceto a primeira, podem ser reversas. Tem aplicação tanto em relés de fase como de neutro.

4. HZ: simula o relé de impedância supervisionado por uma unidade direcional. É usado apenas em relés de fase.
5. HZM: simula um relé de impedância. Porém a liberdade nos ajustes dos centros das circunferências (offset) e ângulos permitem sua utilização também como relé de admitância com alcance nos quatro quadrantes do plano da impedância complexa. Está limitado a relés de fase.

Além destes, existem outros métodos mais específicos, desenvolvidos pelas empresas de proteção para os seus relés. Estes produzem curvas das mais diversas formas e atuam não só por comparação como também por lógica.

7.2.2.1-Polarização

As opções para a polarização dos relés são:

- *Self polarized*: é o método mais simples onde a polarização é realizada a partir de fasores de tensão da própria fase onde ocorre o defeito;
- *Cross polarized*: a polarização é realizada a partir de fasores de tensão das fases sãs do sistema, ou seja, o fasor usado não pertence às fases envolvidas na falta
- *Positive sequence polarized*: utiliza o fasor de tensão de sequência positiva para a polarização.

O método de polarização do relé pode ser verificado ou ajustado no ‘ASPEN Distance Relay Editor’.

7.2.2.2-Memória de tensão

A memória de tensão é utilizada nos relés que têm como um dos parâmetros de entrada, as tensões do sistema obtidas a partir do TP. A duração da memória de tensão está diretamente relacionada à tensão utilizada para o cálculo das faltas. O programa

utiliza a tensão pré-falta, se o tempo de duração da memória for maior que o tempo de extinção da falta pela respectiva zona de proteção. Caso contrário o programa utiliza a tensão pós-falta.

A memória de tensão do relé pode ser verificada ou ajustada no 'ASPEN Distance Relay Editor'.

7.3-Condição pré-falta e fluxo de potência

As opções para o cálculo da tensão pré-falta são:

- *Flat*: todas as barras têm suas tensões fixadas em 1,0 p.u. e seus ângulos fixados em zero grau, no momento de aplicação das faltas;
- *A partir da solução do fluxo de potência linearizado*: as faltas são calculadas a partir das tensões resultantes da solução do fluxo de potência linearizado. Nesta opção os geradores são modelados por uma tensão interna (fonte de tensão) atrás de uma impedância e é possível definir a magnitude e os ângulos da tensão interna. As tensões terminais dos geradores e as tensões nas barras do sistema são calculadas pelo programa antes das simulações das faltas;
- *A partir da solução do fluxo de potência não-linear*: as faltas são calculadas a partir das tensões resultantes da solução do fluxo de potência não-linear, mais especificamente o Método Newton-Raphson completo. Todas as cargas são convertidas em impedâncias constantes para o cálculo.

CAPÍTULO 8: SIMULAÇÕES

O diagrama unifilar do sistema sobre o qual será simulada a coordenação da proteção é dado pela figura 21. Os dados dos elementos do sistema encontram-se no anexo 1.

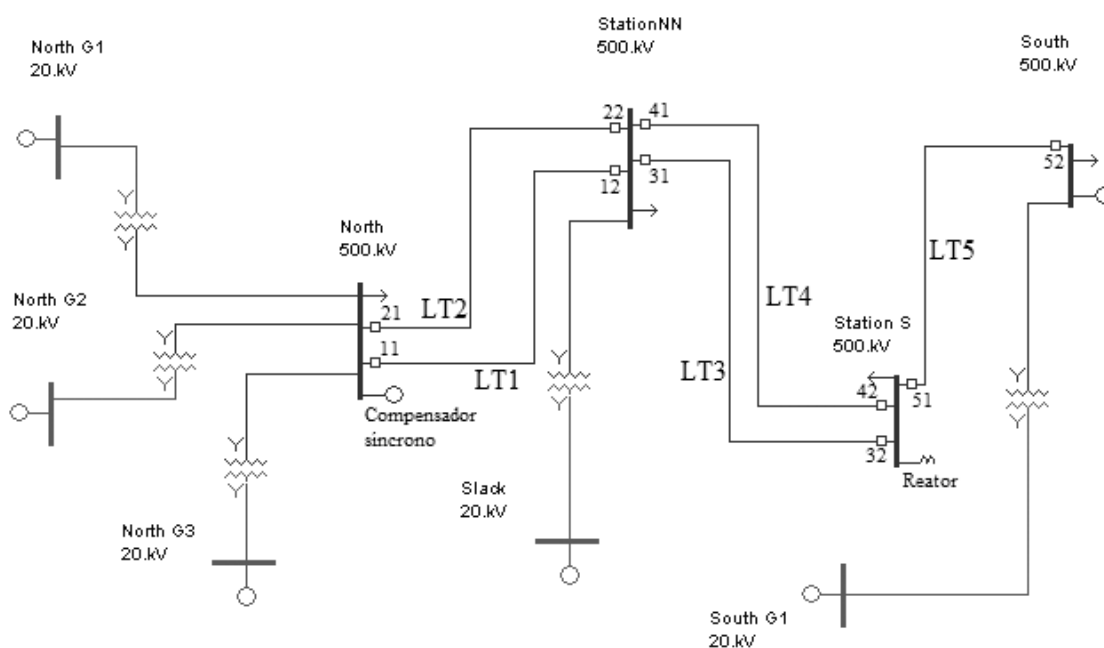


Figura 21 - Diagrama unifilar do sistema

8.2-Estudo de fluxo de potência

Antes de iniciarmos os estudos de curto-circuitos e os ajustes dos relés, devemos verificar o fluxo de potência no sistema. O objetivo é obter as condições iniciais de regime permanente, ou seja, as tensões nas barras (módulo e ângulo) e os fluxos de potência ativa e reativa na rede. O resultado, com a barra North como referência angular, pode ser conferido na figura 22 ou na respectiva tabela no anexo 1. As tensões nas barras são mostradas com maior clareza na tabela 3 e os módulos das correntes nominais nos primários dos TC's na tabela 4.

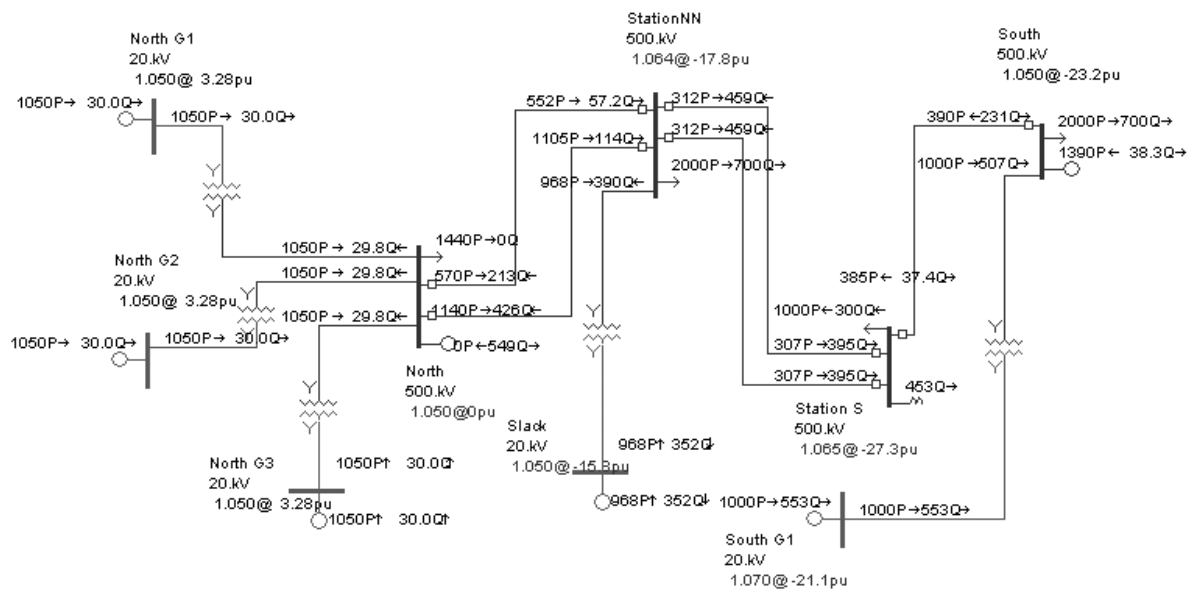


Figura 22 - Resultado do fluxo de potência

No diagrama unifilar da figura 21, as setas indicam as direções dos fluxos de ativos e reativos no sistema.

Tabela 3 - tensões (em p.u.) e ângulos (em graus)

Barras	$V \angle \theta$ (p.u.)
North	1,05 \angle 0
Station NN	1,064 \angle -17,8
Station S	1,065 \angle -27,3
South	1,05 \angle -23,2
North G1	1,05 \angle 3,28
North G2	1,05 \angle 3,28
North G3	1,05 \angle 3,28
Slack	1,05 \angle -15,3
South G1	1,07 \angle -21,1

Tabela 4 – Corrente nominal

Relé	I_{nominal} (A)
11	1338
12	1205
21	669
22	603
31	603
32	543
41	603
42	543
51	420
52	498

8.3-Estudo de curto-circuito

Para podermos ajustar os relés para identificar as faltas da forma desejada, ou seja, com rapidez e seletividade, devemos antes fazer um estudo de curto-circuitos no sistema.

O estudo começa com a aplicação de curto-circuitos trifásicos nas barras do sistema. Os valores dos módulos das correntes de curto nas barras podem ser vistos na tabela 5 e os módulos das correntes, em ampéres, que passam pelos primários do TC's para estas mesmas faltas na tabela 6.

Tabela 5 - Curto-circuito trifásico franco nas barras do sistema

Barra	$I_{\text{cc } 3\phi \text{ franco}}$ (A)
North	23922
StationNN	7424
StationS	5019
South	5618

Tabela 6 - Módulos das correntes que passam pelos primários dos TC's (A)

Relé	North	StationNN	StationN	South
11	1243	2805	821	678
12	1094	3188	1518	1266
21	621	1403	411	339
22	547	1594	759	633
31	699	782	970	558
32	270	595	1276	1054
41	699	782	970	558
42	270	595	1276	1054
51	1168	1598	2474	1796
52	1027	1480	2425	1833

Para os ajustes dos relés de sobrecorrente e de distância, devemos aprofundar o estudo. Especialmente no caso de sistemas interligado, pois a forma como variam os parâmetros é mais complexa que num sistema radial. Os resultados destes estudos serão mostrados mais adiante junto com as coordenações dos relés de sobrecorrente e dos relés de distância.

8.4-Transformadores de instrumentos

A partir das correntes nominais e das tensões nas barras das linhas de transmissão podemos obter as relações de transformação dos transformadores de instrumentos. A relação de transformação de corrente é obtida a partir dos critérios da carga nominal e do curto-circuito, com o auxílio da tabela 2. Já a relação de transformação de tensão com o auxílio da tabela TP04 da 'Apostila de Equipamentos Elétricos' (NEMÉSIO DE SOUZA, 1998). Os resultados são dados nas tabelas 7 e 8.

Tabela 7 - Critérios da carga nominal e do curto-circuito para obtenção da RTC

Relé	$I_{nominal}$	RTC Critério da carga nominal	$I_{p\ cc\ máx}\ (A)$	RTC Critério do CC (F.S.=20)	RTC
11	1338	300:1	1196	240:1	300:1
12	1205	240:1	371	80:1	240:1
21	669	160:1	1196	240:1	240:1
22	603	120:1	371	80:1	120:1
31	603	120:1	371	80:1	120:1
32	543	120:1	251	50:1	120:1
41	603	120:1	371	80:1	120:1
42	543	120:1	251	50:1	120:1
51	420	100:1	251	50:1	100:1

52	498	100:1	281	60:1	100:1
----	-----	-------	-----	------	-------

Tabela 8 - Relação de transformação de tensão (RTP).

Relé	RTP
11	6250:1
12	6250:1
21	6250:1
22	6250:1
31	6250:1
32	6250:1
41	6250:1
42	6250:1
51	6250:1
52	6250:1

8.5-Coordenação da Proteção com Relés de Sobrecorrente

Serão ajustados primeiramente os relés de sobrecorrente de fase e em seguida os relés de sobrecorrente de neutro.

8.5.1-Ajuste dos relés de fase

O ajuste será realizado conforme as etapas descritas anteriormente. Primeiro serão ajustados os elementos instantâneos para ambos os sentidos do fluxo no momento do curto-circuito. Em seguida serão ajustados os elementos temporizados a tempo inverso, primeiro no sentido de fluxo da esquerda para a direita (conforme figura 21) e depois para o sentido inverso. Uma vez realizados todos os ajustes será verificada a seletividade e a rapidez da proteção aplicando-se curto-circuitos em pontos chave do sistema.

8.5.1.1-Ajuste dos elementos instantâneos

Para o ajuste dos elementos instantâneos é preciso conhecer o valor das correntes para curto-circuitos trifásicos francos nos pontos correspondentes a 85% dos comprimentos das linhas de transmissão, contados a partir das posições dos relés. No caso de um sistema interligado é importante conhecer também as correntes para curto-circuitos bifásicos francos em ambas as fases, pois estas são diferentes e podem ser mais elevadas que no caso da falta trifásica. Os resultados são dados na tabela 9.

Tabela 9 – Correntes para faltas trifásicas e bifásicas

Relé ¹	$I_{cc3\phi\ 85\%L.T.}\ (A)^2$	$I_{cc2\phi\ 86\%L.T.}\ (A)^2$		$I_{ajuste}\ (A)$
		Fase A	Fase B	
oc11	3372	3552	2221	3300
oc12	1648	841	1992	1600
oc21	1780	1853	1187	1700
oc22	1240	760	1346	1200
oc31	1270	1347	844	1200
oc32	903	731	888	900
oc41	1270	1347	844	1200
oc42	903	731	888	900
oc51	1885	1427	1829	1800
oc52	2580	2474	1976	2500

8.5.1.2-Ajustes dos elementos temporizados a tempo inverso

Para ajustarmos os elementos temporizados a tempo inverso precisamos definir e conhecer alguns valores de corrente. São eles: as correntes de pick-up e as correntes para curto-circuitos francos mínimos nos finais dos trechos protegidos pelas curvas de tempo inverso, na própria linha de transmissão e nas linhas de transmissão a jusante.

O valor da corrente de pick-up será definido de forma a que o relé possa identificar o menor curto-circuito e ao mesmo tempo não confundir oscilações normais do sistema com faltas. Este valor será dado pela equação 34. Os valores nos primários de cada TC são dados pela tabela 10.

$$I_{pick-up} = 1,5 \cdot I_{nominal} \quad (34)$$

1. A designação 'oc' antes do número do relé indica que este é um relé de sobrecorrente de fase (oc – overcurrent).
2. Os módulos das correntes são apresentados em ampéres e o valor corresponde ao primário dos TC's onde estão os relés. Isto porque os ajustes no programa OneLiner são realizados com este tipo de valor.

Tabela 10 - Correntes de pick-up.

Relé	I_{nominal} (A)	$I_{\text{pick-up}}$ (A)
oc11	1338	2007
oc12	1205	1808
oc21	669	1004
oc22	603	904
oc31	603	904
oc32	543	814
oc41	603	904
oc42	543	814
oc51	420	630
oc52	498	747

As correntes para curto-circuitos francos mínimos nos finais dos trechos protegidos são dadas nas tabelas 11, 12 e 13.

Tabela 11 - Correntes, em ampéres, para curto-circuitos mínimos no final do trecho protegido por cada curva.

Sentido do fluxo da esquerda para a direita (conforme figura 21)								
Relé	$I_{\text{cc mín}}^3$ no final da própria LT		$I_{\text{cc mín}}$ no final da primeira LT a jusante		$I_{\text{cc mín}}$ no final da segunda LT a jusante		$I_{\text{pick-up}}$	I_{nominal}
	A	B	A	B	A	B		
oc11	3106	1787	1370	157	1167	471	2007	1338
oc21	1556	897	685	78	584	236	1004	669
oc31	1113	619	766	254	-	-	904	603
oc41	1113	619	766	254	-	-	904	603
oc51	1357	1761	-	-	-	-	630	420

Tabela 12 - Correntes, em ampéres, para curto-circuitos mínimos no final do trecho protegido por cada curva.

Sentido do fluxo da direita para a esquerda (conforme figura 21) Curto no final na LT1								
Relé	$I_{\text{cc mín}}$ no final da própria LT		$I_{\text{cc mín}}$ no final da primeira LT a jusante		$I_{\text{cc mín}}$ no final da segunda LT a jusante		$I_{\text{pick-up}}$	I_{nominal}
	A	B	A	B	A	B		
oc12	428	1558	-	-	-	-	1808	1205
oc22	-	-	-	-	-	-	904	603
oc32	514	659	238	442	-	-	814	543
oc42	514	659	238	442	-	-	814	543
oc52	2353	1855	1521	1023	1130	636	747	498

3. $I_{\text{ccmín}}$ significa um curto-circuito bifásico franco entre as fases A e B, no final do trecho protegido. O relé irá atuar para o maior valor de corrente, fase A ou B.

Tabela 13 - Correntes, em ampères, para curto-circuitos mínimos no final do trecho protegido por cada curva.

Sentido do fluxo da direita para a esquerda (conforme figura 21)								
Curto no final na LT2								
Relé	I _{cc} mín no final da própria LT		I _{cc} mín no final da primeira LT a jusante		I _{cc} mín no final da segunda LT a jusante		I _{pick-up}	I _{nominal}
	Fase	A	B	A	B	A		
oc12	-	-	-	-	-	-	1808	1205
oc22	241	809	-	-	-	-	904	603
oc32	514	659	226	432	-	-	814	543
oc42	514	659	226	432	-	-	814	543
oc52	2353	1855	1521	1023	1106	613	747	498

Podemos antever, analisando os dados das tabelas 11, 12 e 13, que as proteções de retaguarda não funcionarão adequadamente para todas as faltas nas linhas de transmissão à jusante. Ocorre que o valor da corrente para o curto-circuito franco mínimo no final do trecho protegido por cada ‘curva’, é menor que o valor da corrente de pick-up da respectiva curva e pode, inclusive, ser até mesmo menor que a própria corrente nominal do relé.

Este fato se deve a presença de cargas e gerações em barras localizadas entre a falta e o relé. O que pode causar sub-alcance ou sobre-alcance da proteção, conforme a predominância de carga ou geração nas barras intermediárias.

Uma vez com os limites de correntes definidos, são realizados os ajustes dos tempos de atuação. Estes devem ser coordenados de forma a garantir a adequada atuação das proteções de retaguarda.

As curvas ajustadas, para os relés no lado esquerdo das linhas de transmissão e para o relés no lado direito, são mostradas nas figuras 23 e 24 respectivamente.

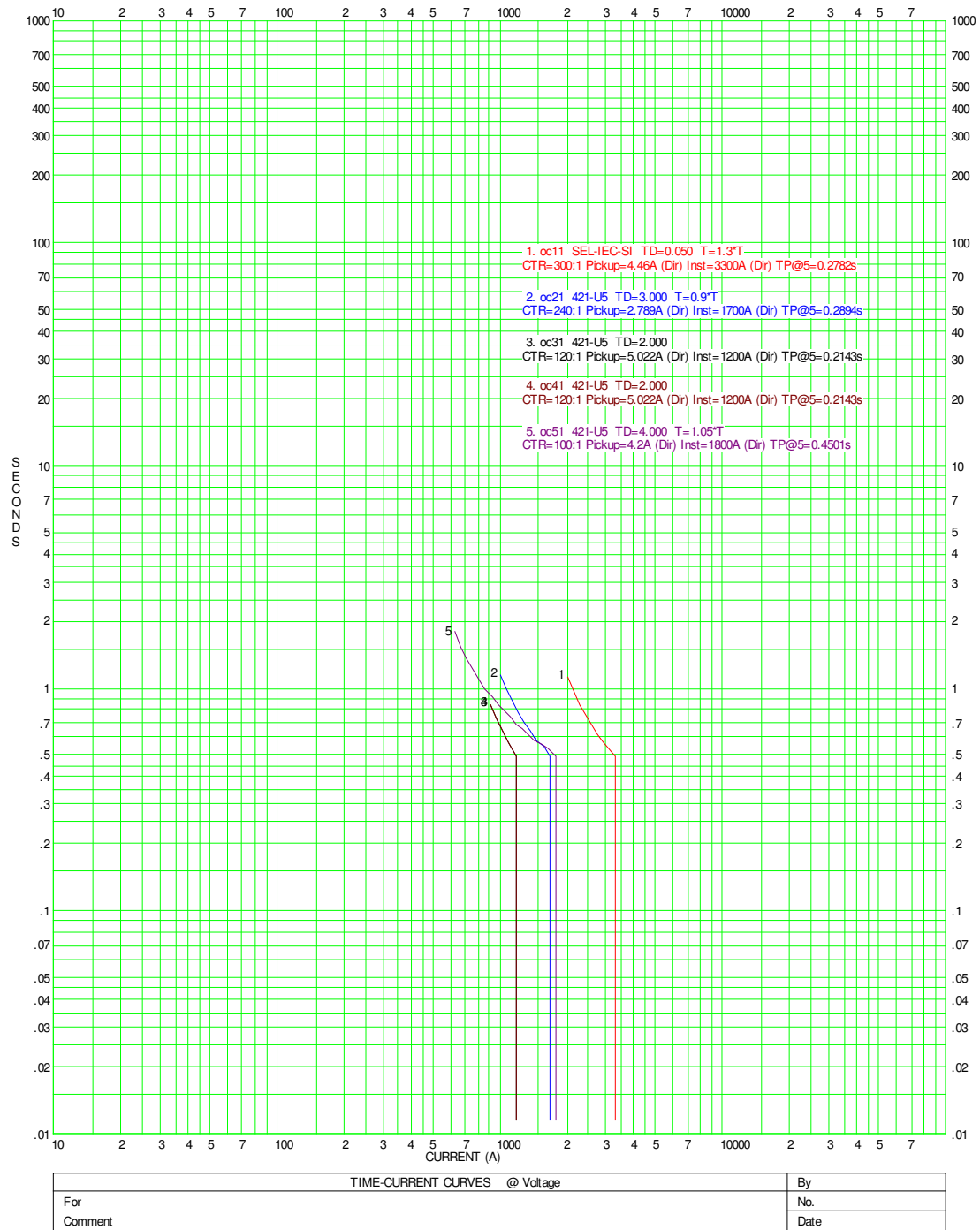


Figura 23 – Curvas dos relés ocX1

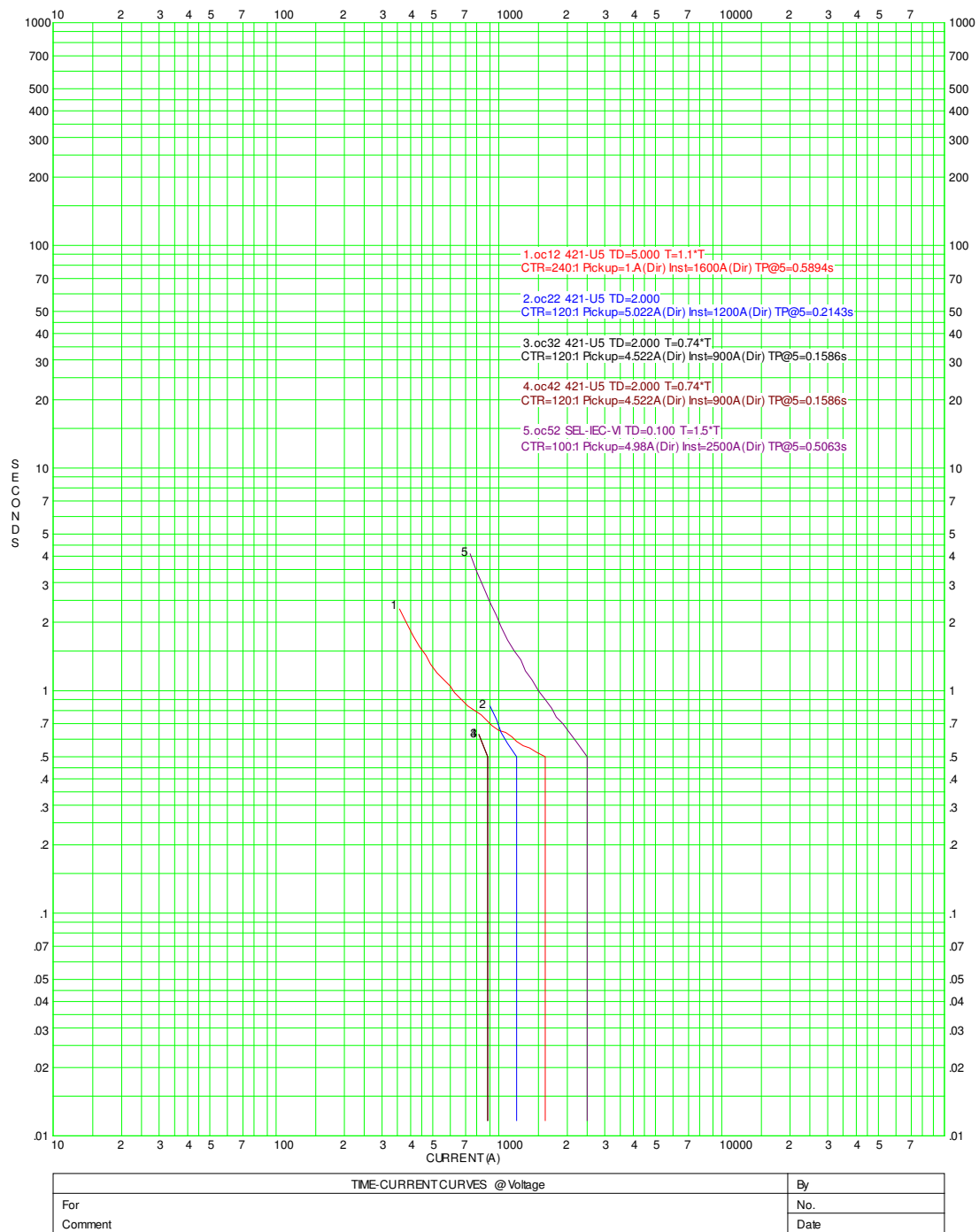


Figura 24 – Curvas dos relés ocX2

Será considerado o tempo de coordenação mínimo de 0,5 segundos em toda a faixa de cobertura, ou seja, o intervalo de tempo para a atuação da proteção de retaguarda imediatamente atrás da proteção que, por ventura, venha a falhar. Os tempos mínimos associados aos elementos temporizados cada relé, acompanhados das respectivas correntes, são dados nas tabelas 14 e 15.

Tabela 14 – Tempo de atuação (ocX1)

Relé	$t_{\text{mín.}}$ (s)	$I_{\text{máx}}$
oc11	0,5	3500
oc21	0,5	1800
oc31	0,5	1500
oc41	0,5	1500
oc51	0,5	2000

Tabela 15 – Tempo de atuação (ocX2)

Relé	$t_{\text{mín.}}$ (s)	$I_{\text{máx}}$
oc12	0,5	2200
oc22	0,5	1400
oc32	0,5	1300
oc42	0,5	1300
oc52	0,5	2500

8.5.1.3-Análise dos dados

De posse dos dados, podemos notar que a proteção, por meio de relés de sobrecorrente, possuirá deficiências quando aplicadas a sistemas interligado. A principal será a dificuldade do ajuste das proteções de retaguarda nas linhas de transmissão a montante da falta. Estas serão impedidas de atuar nos trechos finais das linhas de transmissão a jusante, devido aos conflitos entre as correntes de pick-up e as correntes para curtos mínimos nestes trechos, causados pelas gerações e cargas intermediárias. O que não ocorre em sistemas radiais, para os quais esta modalidade de proteção é mais adequada. Dessa forma, a proteção não satisfaz o requisito confiabilidade, pois nem todos os relés possuem este tipo de retaguarda. Isto pode ser observado a partir das atuações destes relés para curto-circuitos francos mínimos nos finais dos trechos protegidos. Quando somente um relé atuar, será confirmada a falta de proteção de retaguarda; se mais de um relé atuar, é sinal que há proteção de retaguarda. Portanto, os pontos críticos a serem analisados com maior profundidade, para verificar a atuação da proteção de retaguarda a montante, serão os trechos finais das linhas.

8.5.1.4-Testes

Para verificar os ajustes realizados serão aplicados curto-circuitos em pontos-chave do sistema. O objetivo é verificar o funcionamento das proteções primárias e de retaguarda.

As simulações serão realizadas para os seguintes trechos das linhas de transmissão, contados a partir da extremidade onde está o TC:

- 86% a 100%: o objetivo é verificar a atuação do elemento temporizado, para a proteção da própria linha de transmissão, e das proteções de retaguarda, na ocorrência de curto-circuitos bifásicos francos;
- 0% a 85%: o objetivo é verificar a atuação do elemento instantâneo e as proteções de retaguarda para curto-circuitos trifásicos francos. Vale ressaltar que, na ocorrência de curto-circuitos trifásicos francos nos trechos finais das linhas de transmissão, as faltas serão detectadas pelos elementos temporizados conforme visto no cálculo anterior.

8.5.1.5-Resultados

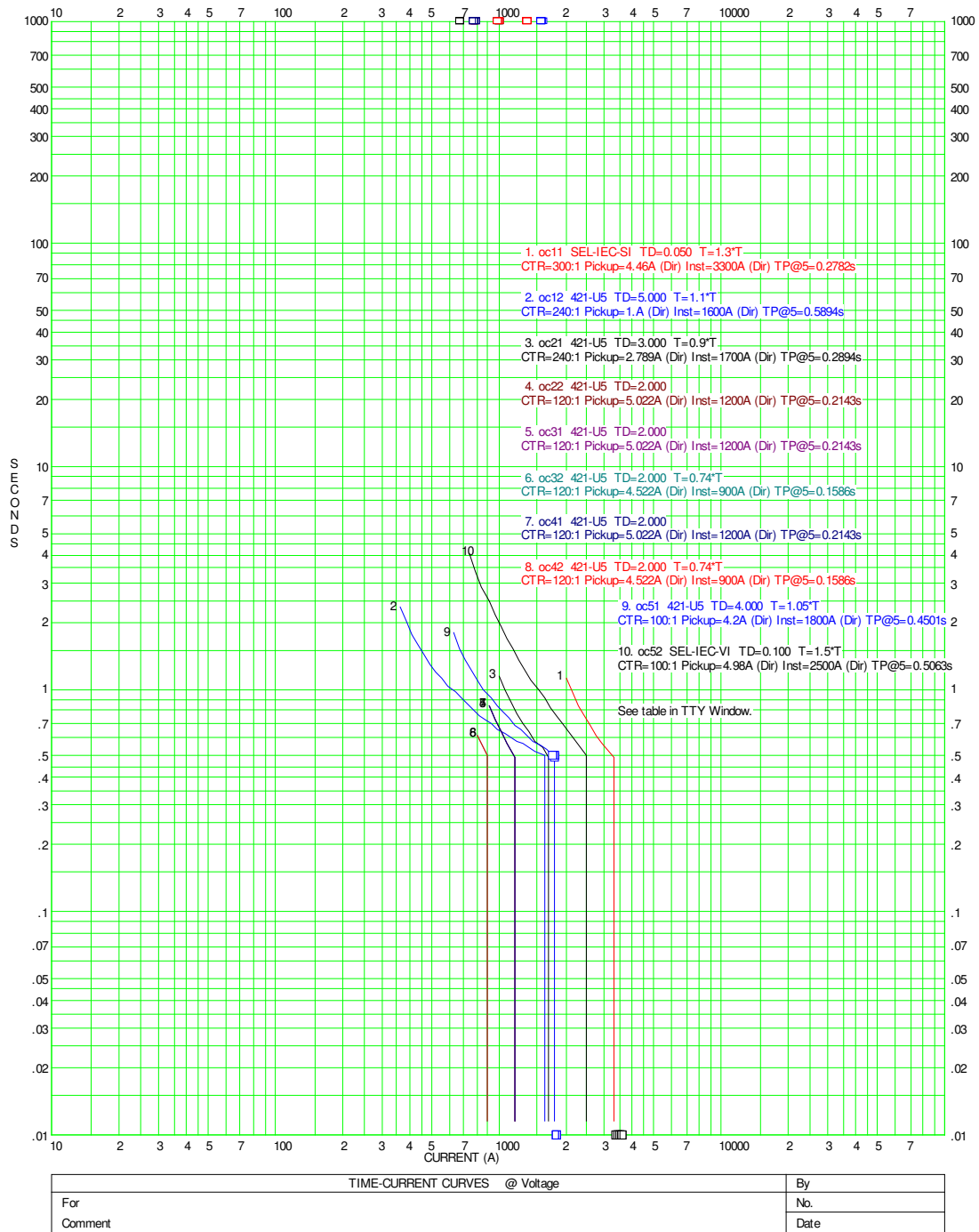


Figura 25 - Curto-circuito bifásico no final⁴ da LT5 (86% a 100%)

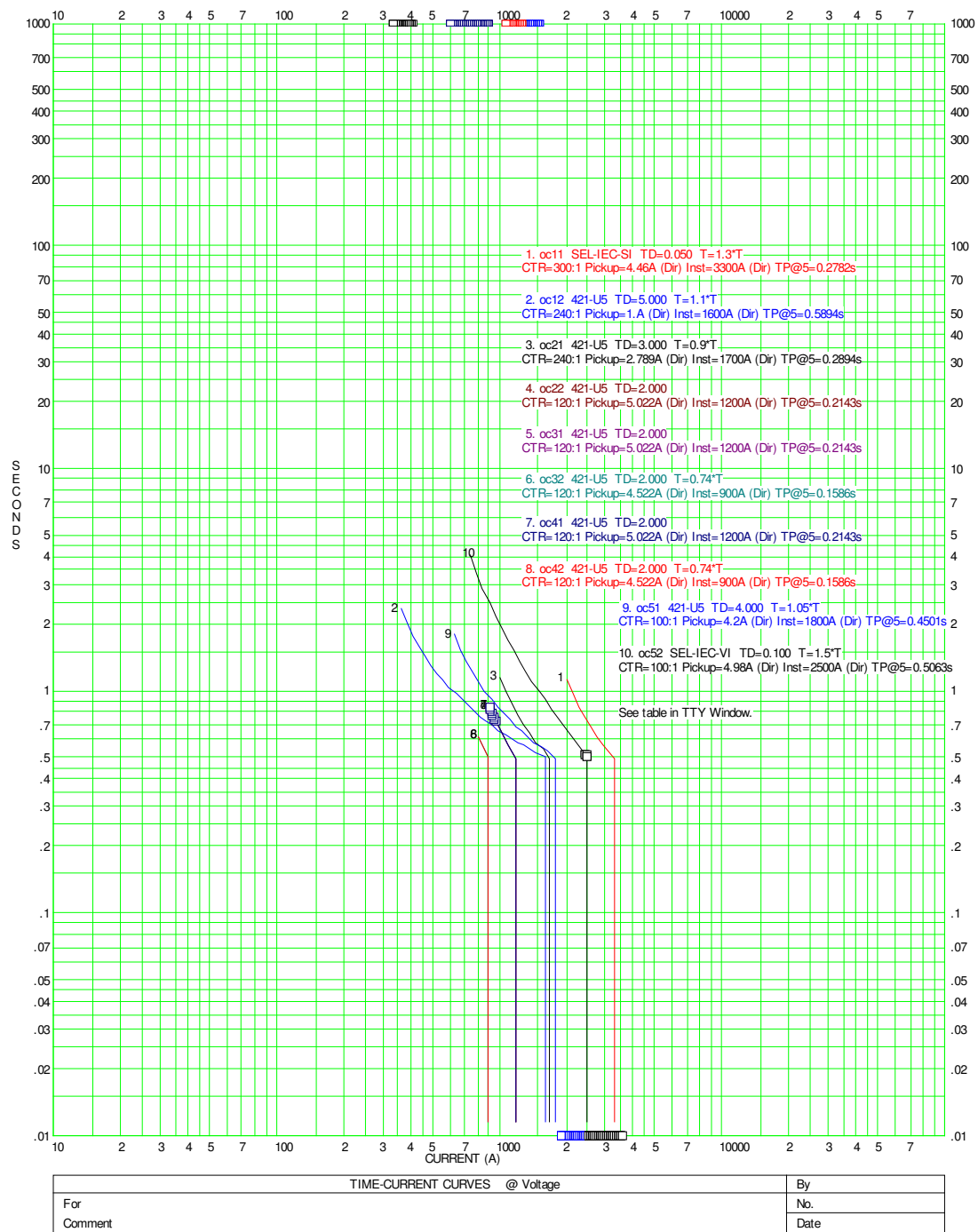


Figura 26 - Curto-circuito trifásico longo da LT5 (0% a 85%)

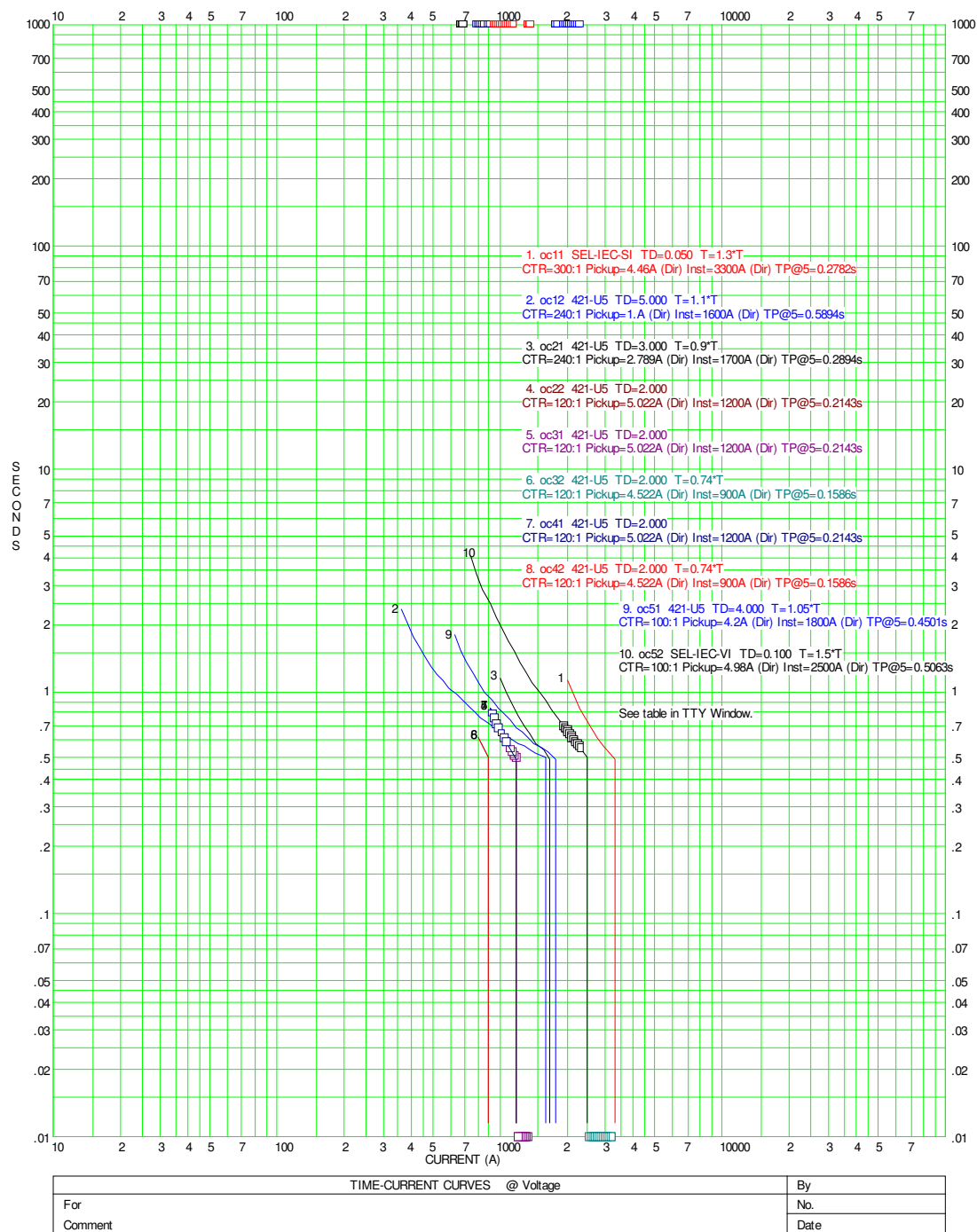


Figura 27 - Curto-circuito bifásico no final da LT3 (86% a 100%)

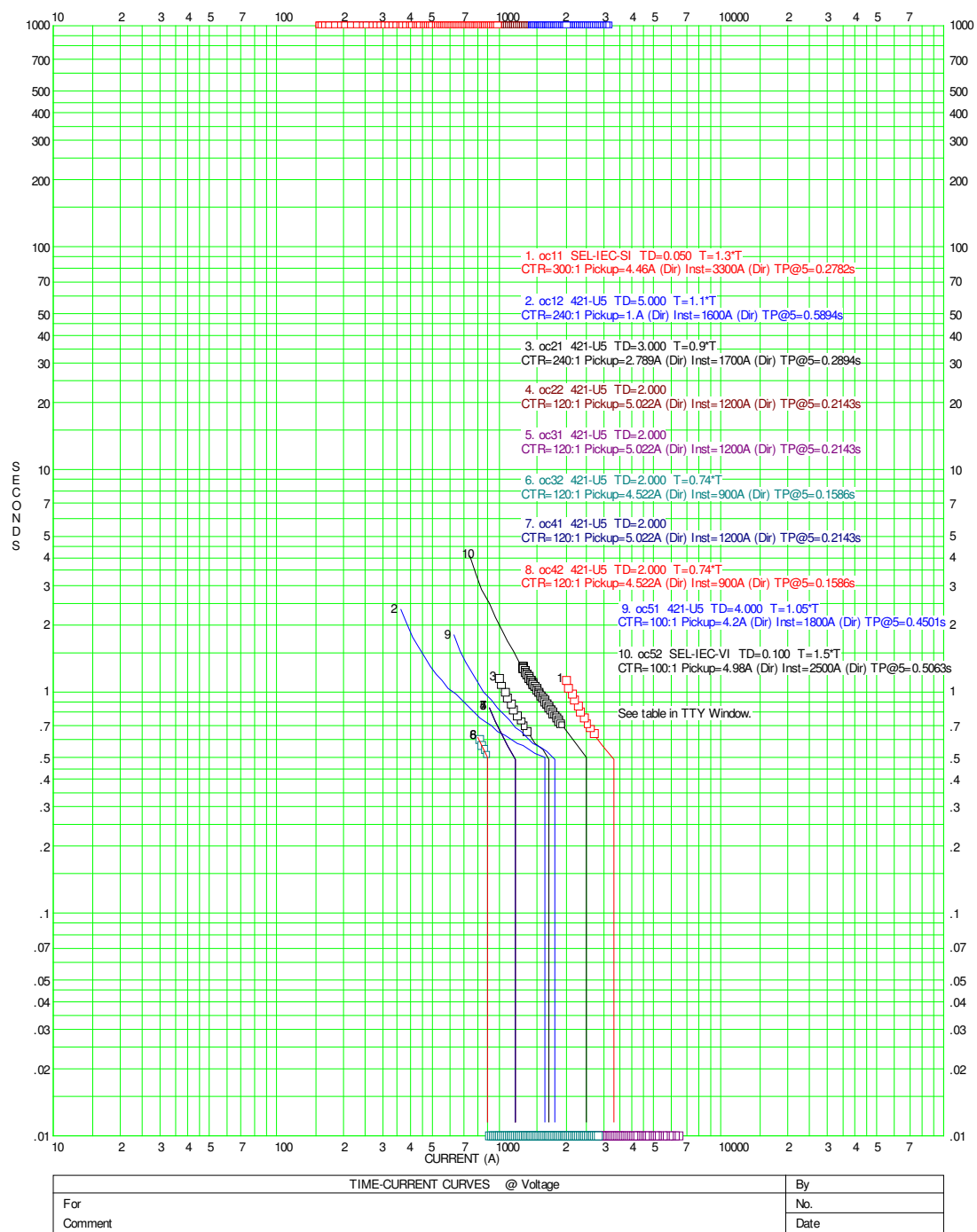


Figura 28 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT3 (0% a 85%)

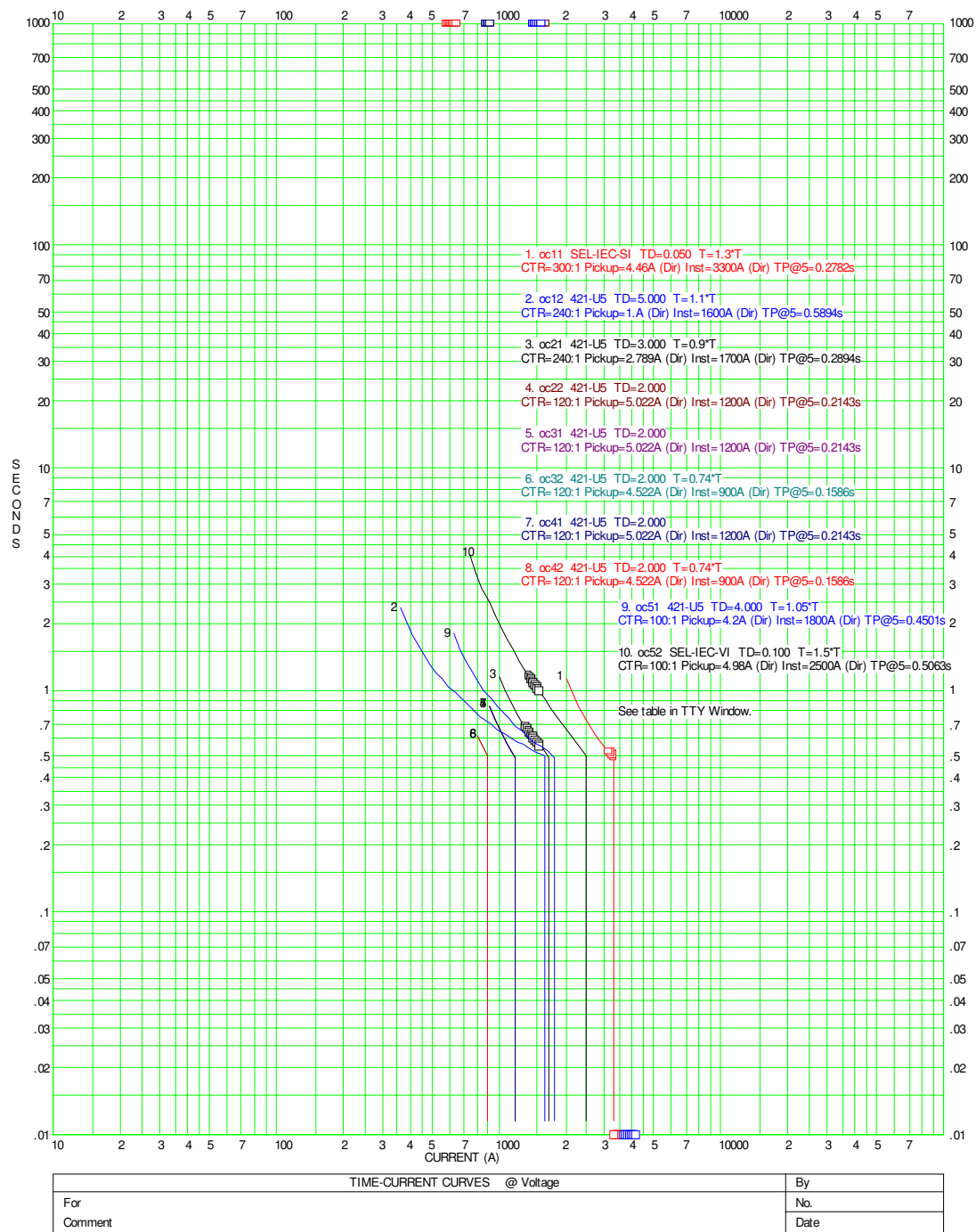


Figura 29 - Curto-circuito bifásico no final da LT1 (86% a 100%)

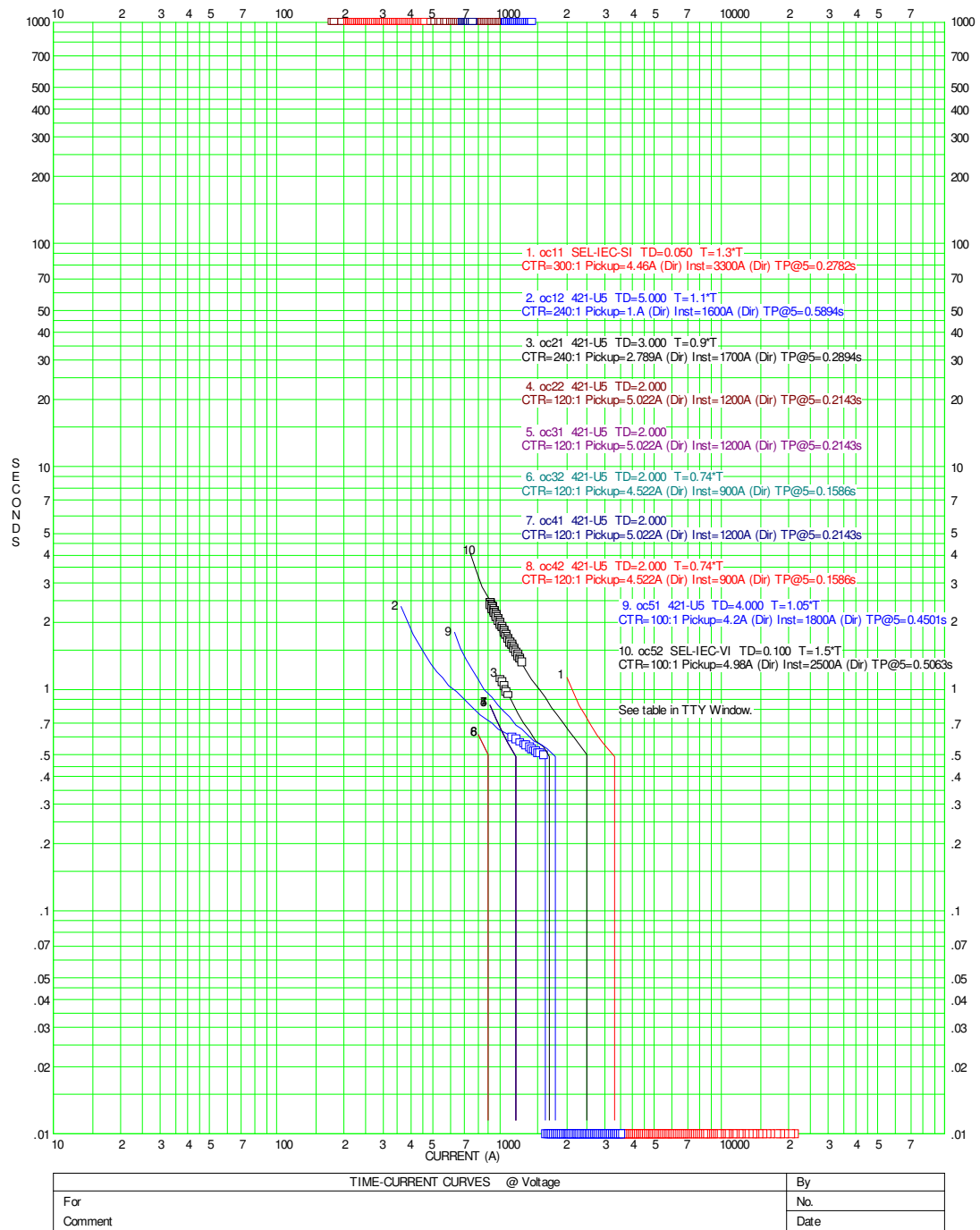


Figura 30 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT1 (0% a 85%)

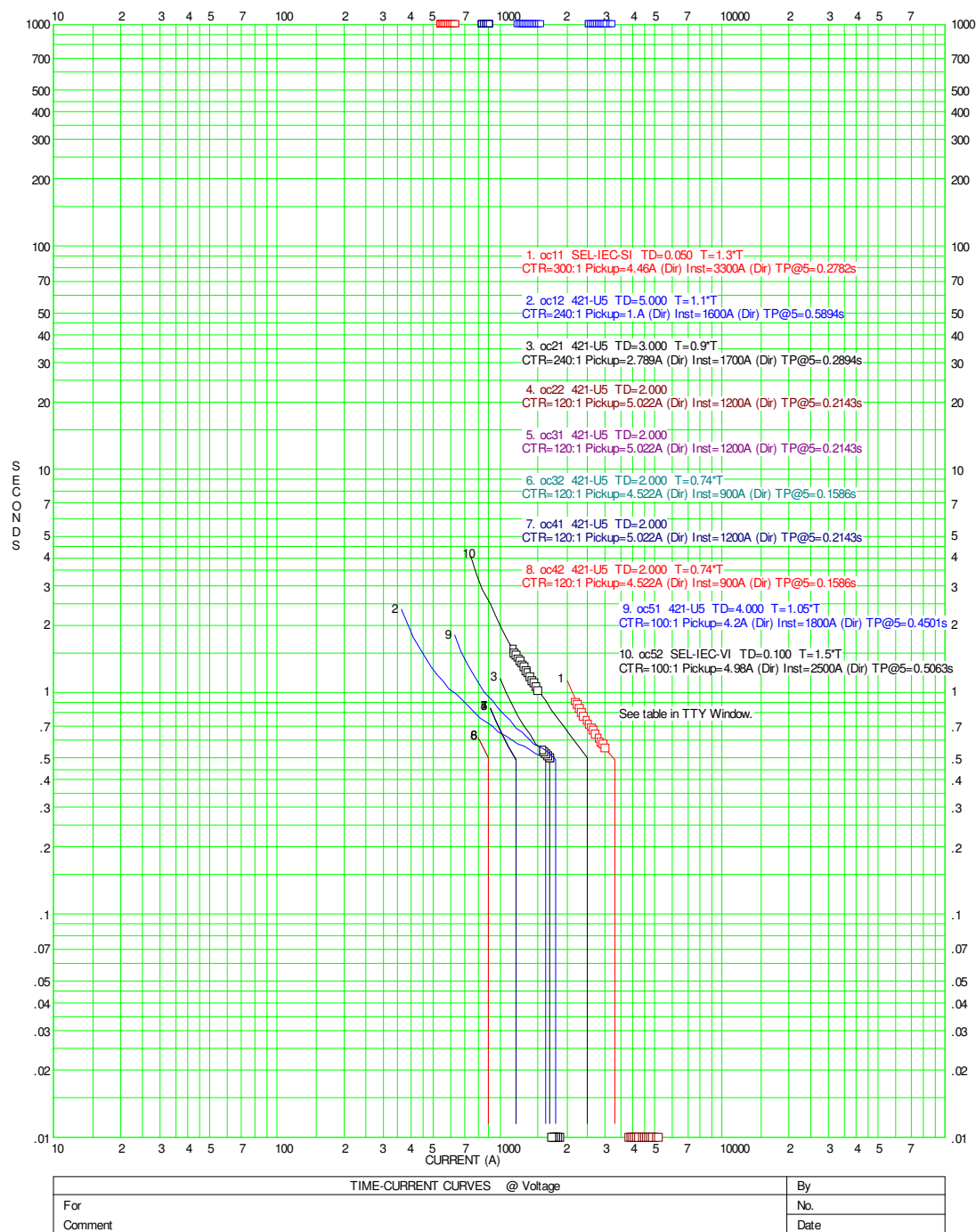


Figura 31 - Curto-circuito bifásico no final da LT2 (86% a 100%)

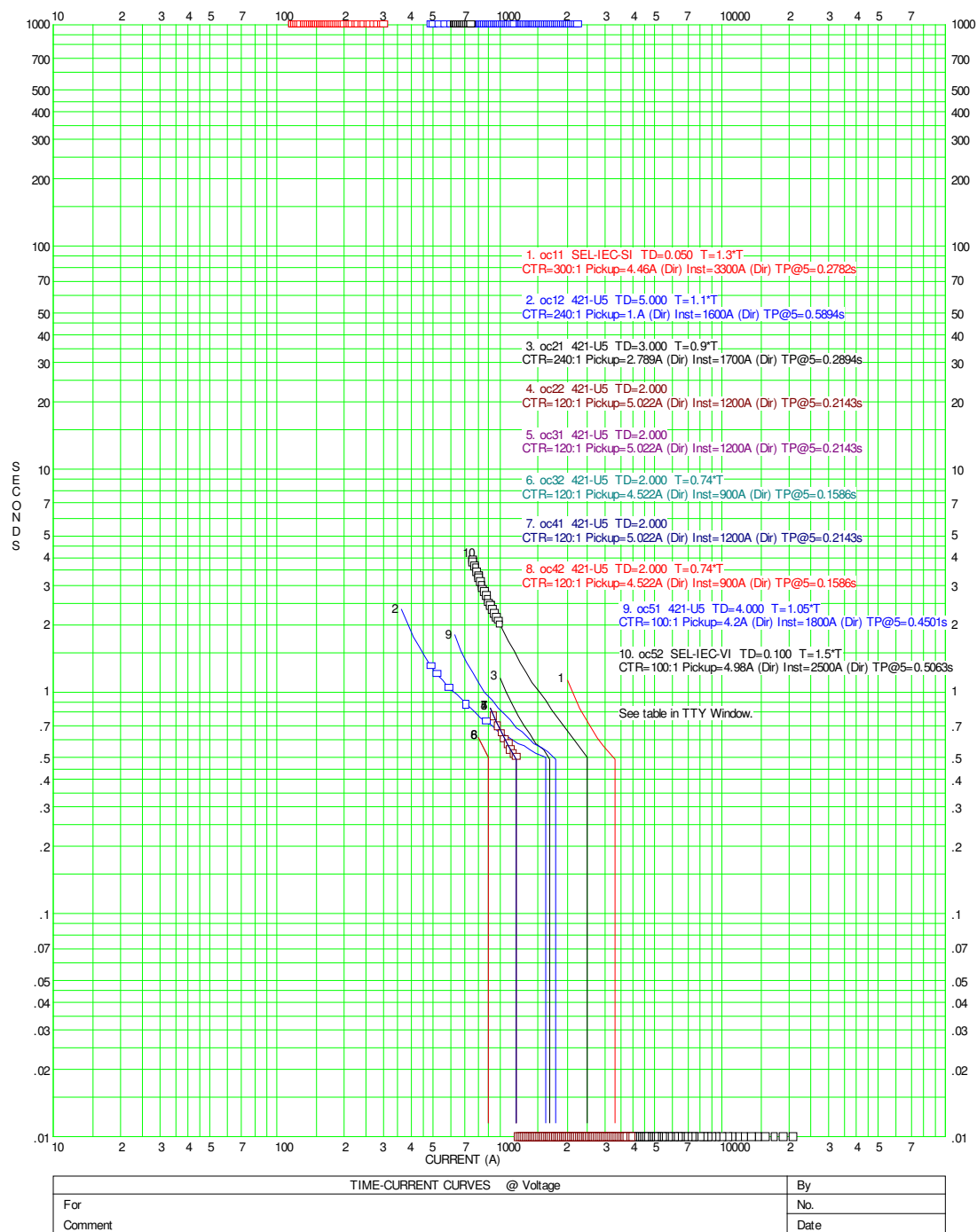


Figura 32 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT2 (0% a 85%)

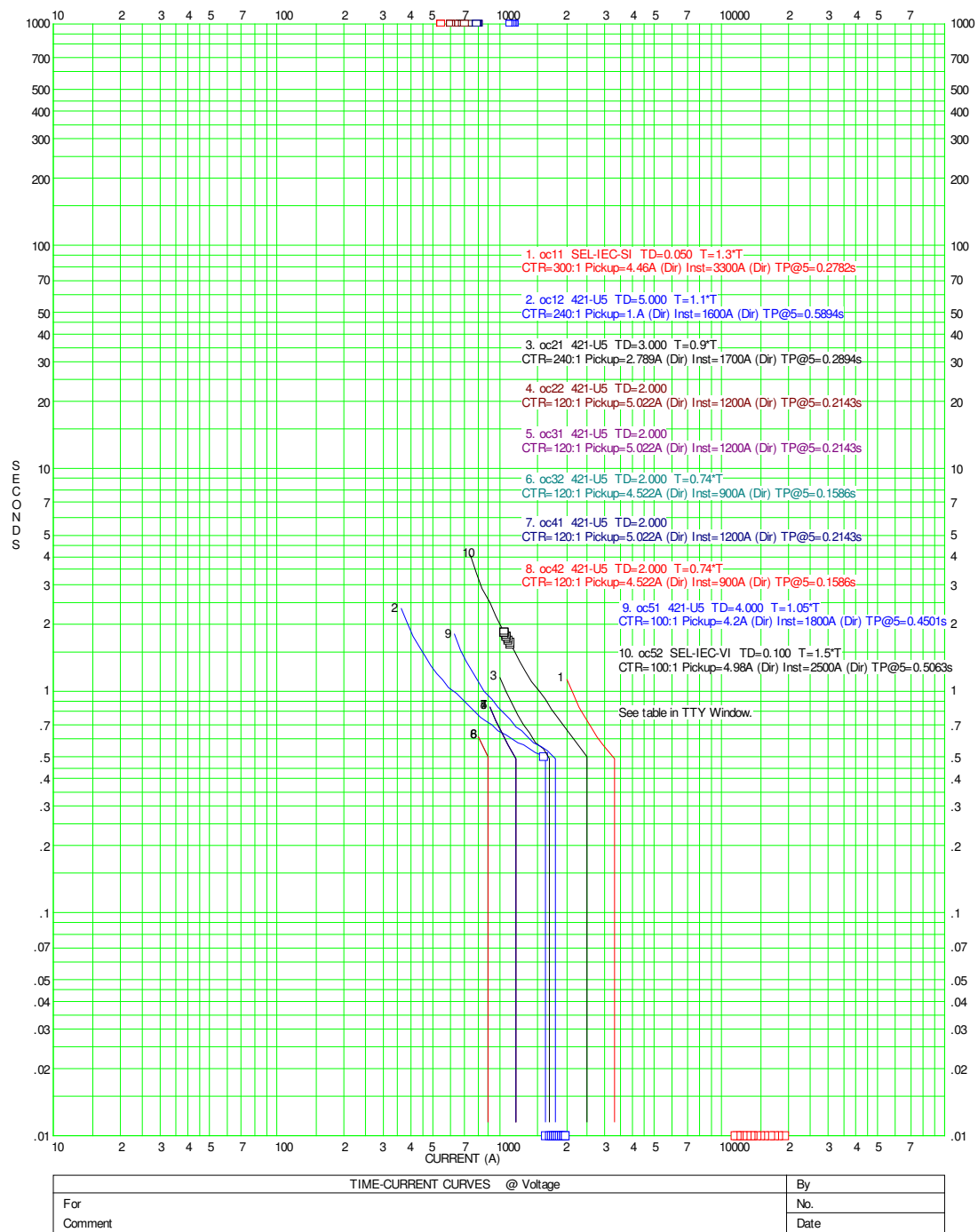


Figura 33 - Curto-circuito bifásico no início da LT1 (0% a 14%)

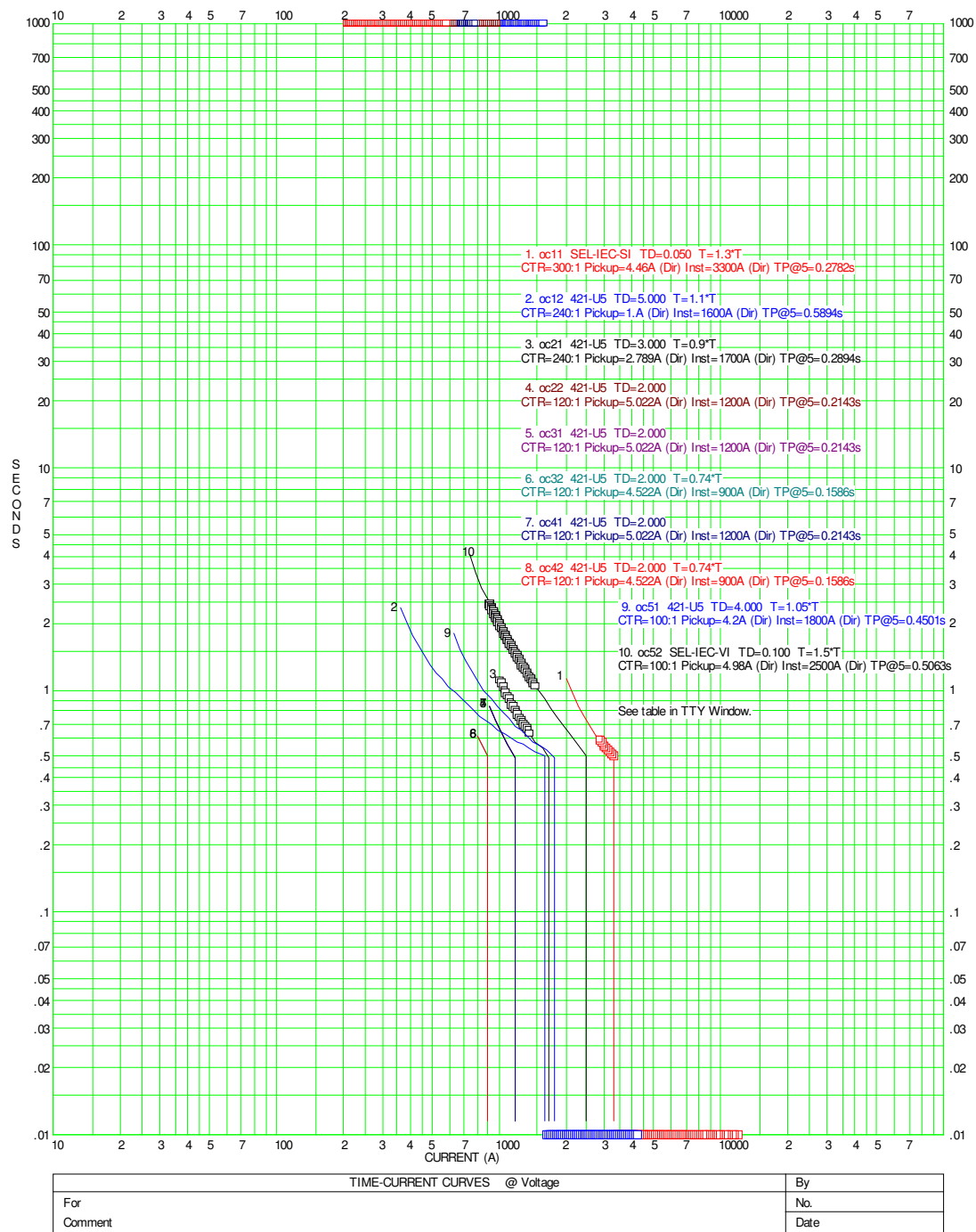


Figura 34 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT1 (15% a 100%)

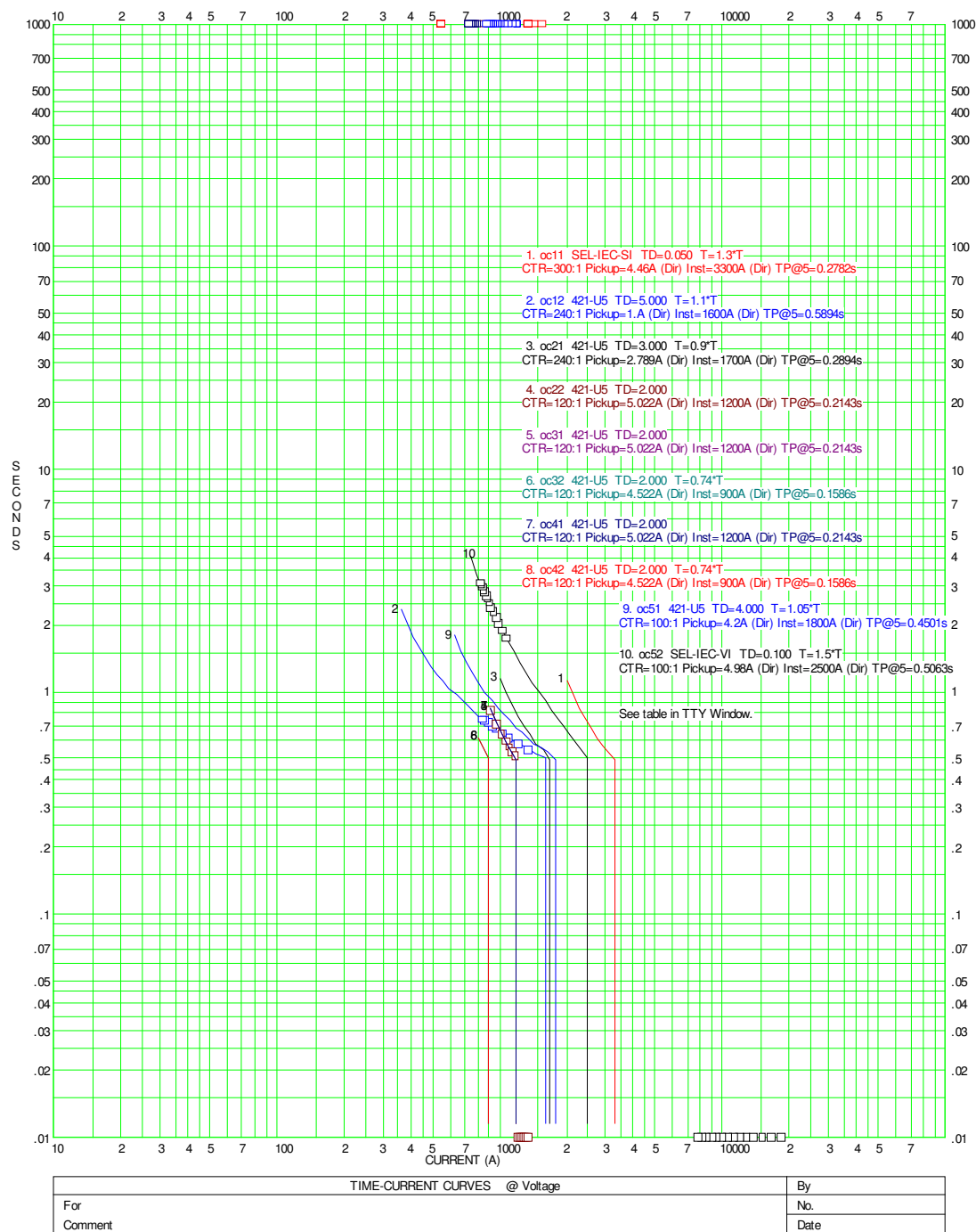


Figura 35 - Curto-circuito bifásico franco no início da LT2 (0% a 14%)

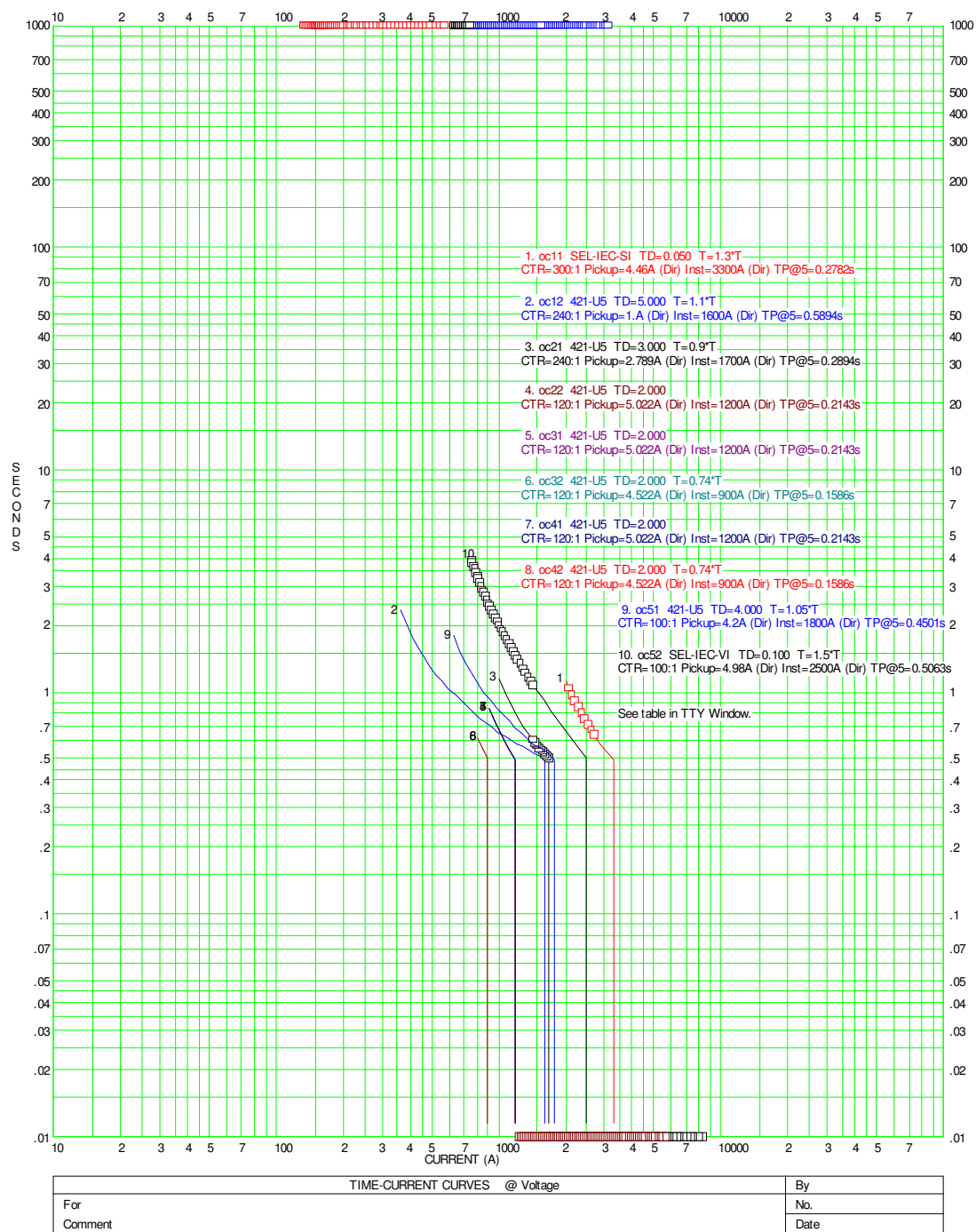


Figura 36 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT2 (15% a 100%)

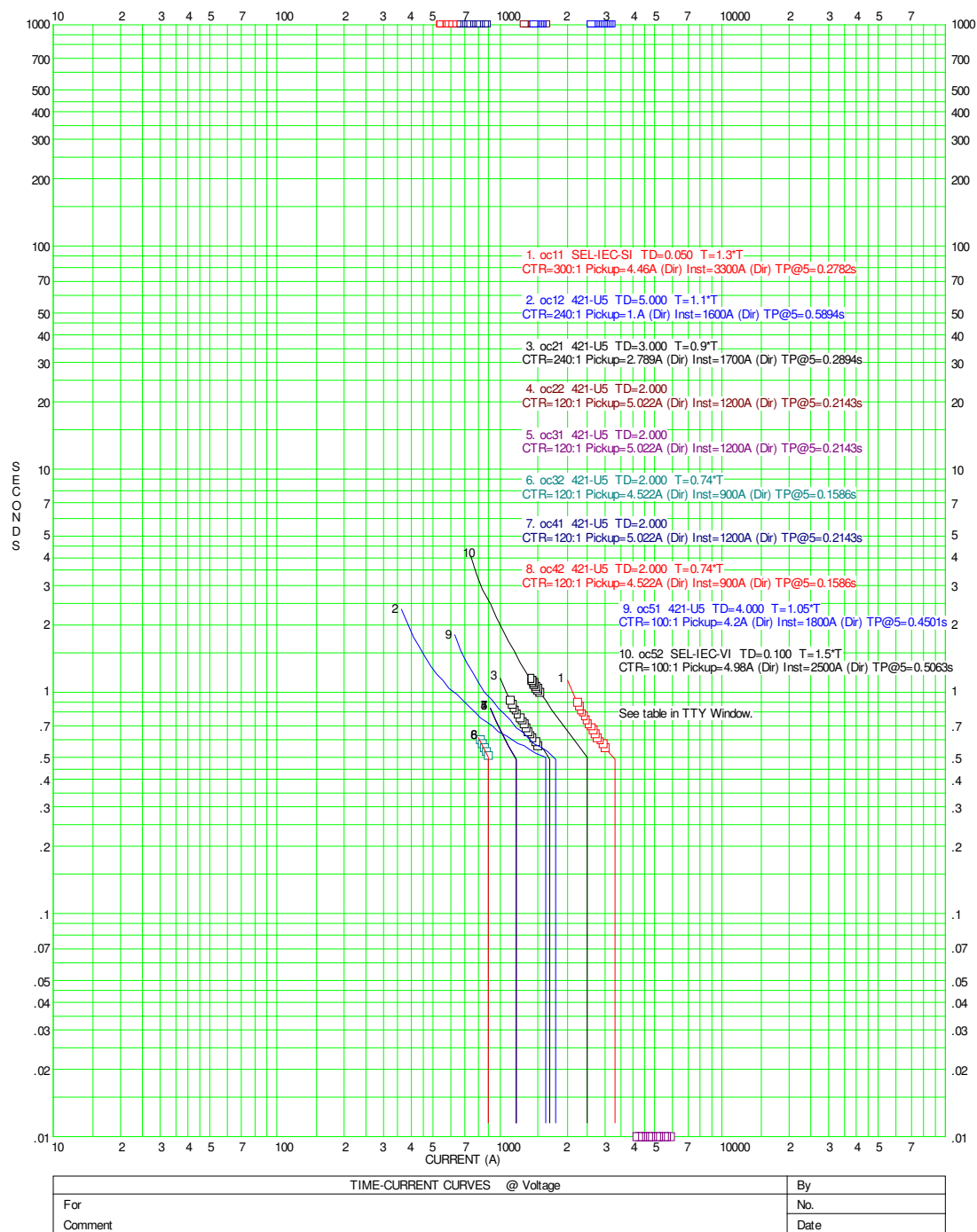


Figura 37 - Curto-circuito bifásico no início da LT3 ou LT4 (0% a 14%)

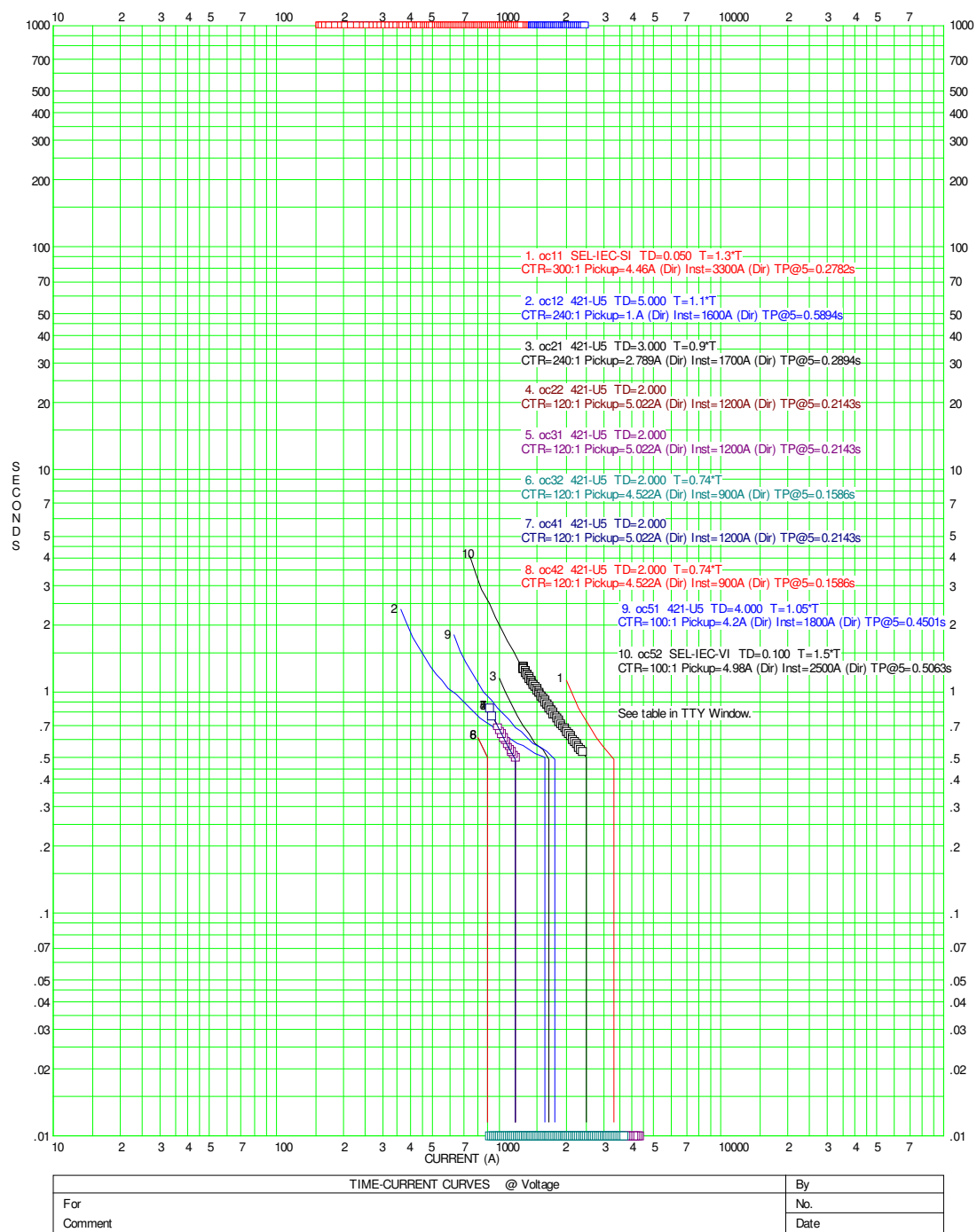


Figura 38 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT3 (15% a 100%)

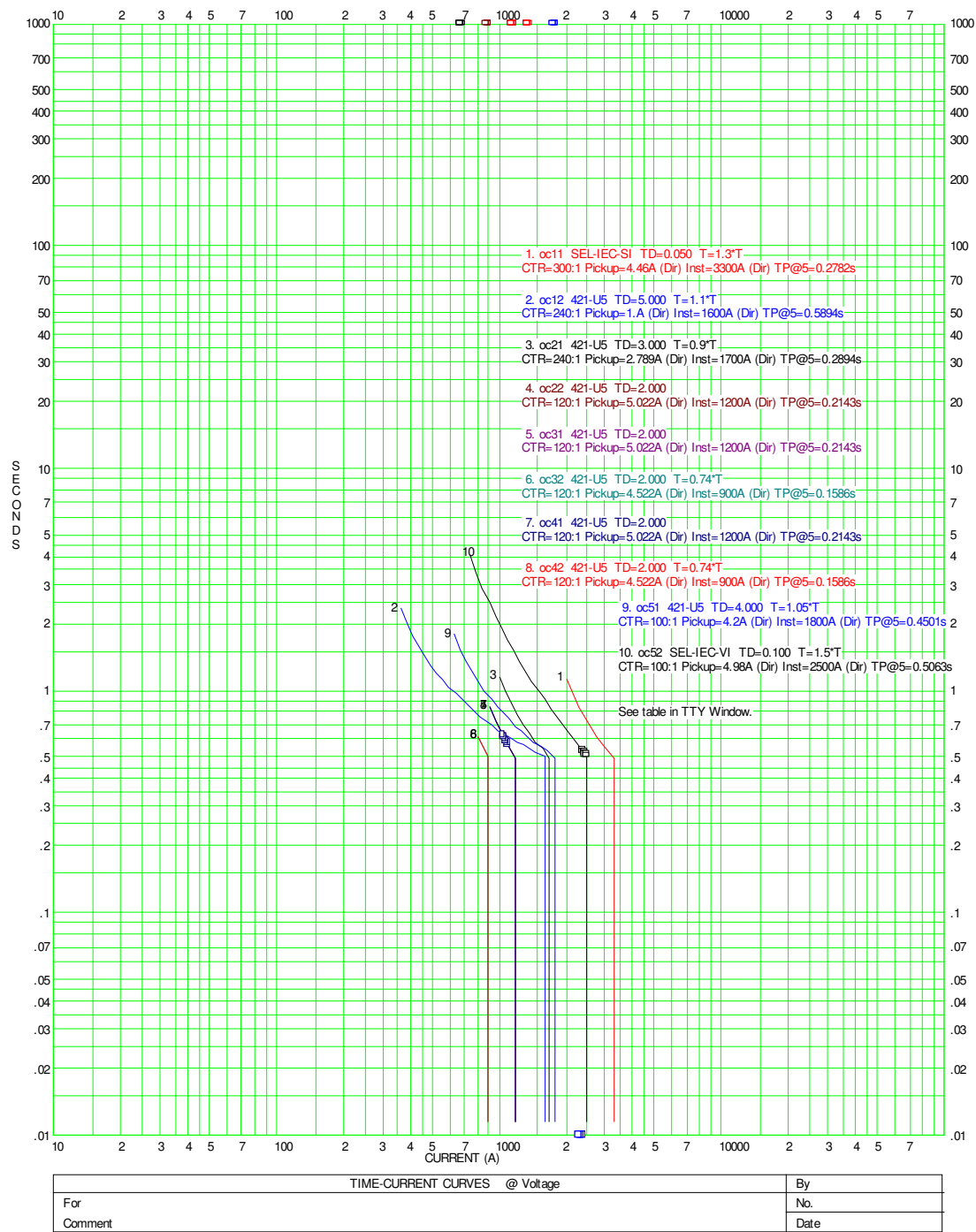


Figura 39 - Curto-circuito bifásico no início da LT5 (0% a 14%)

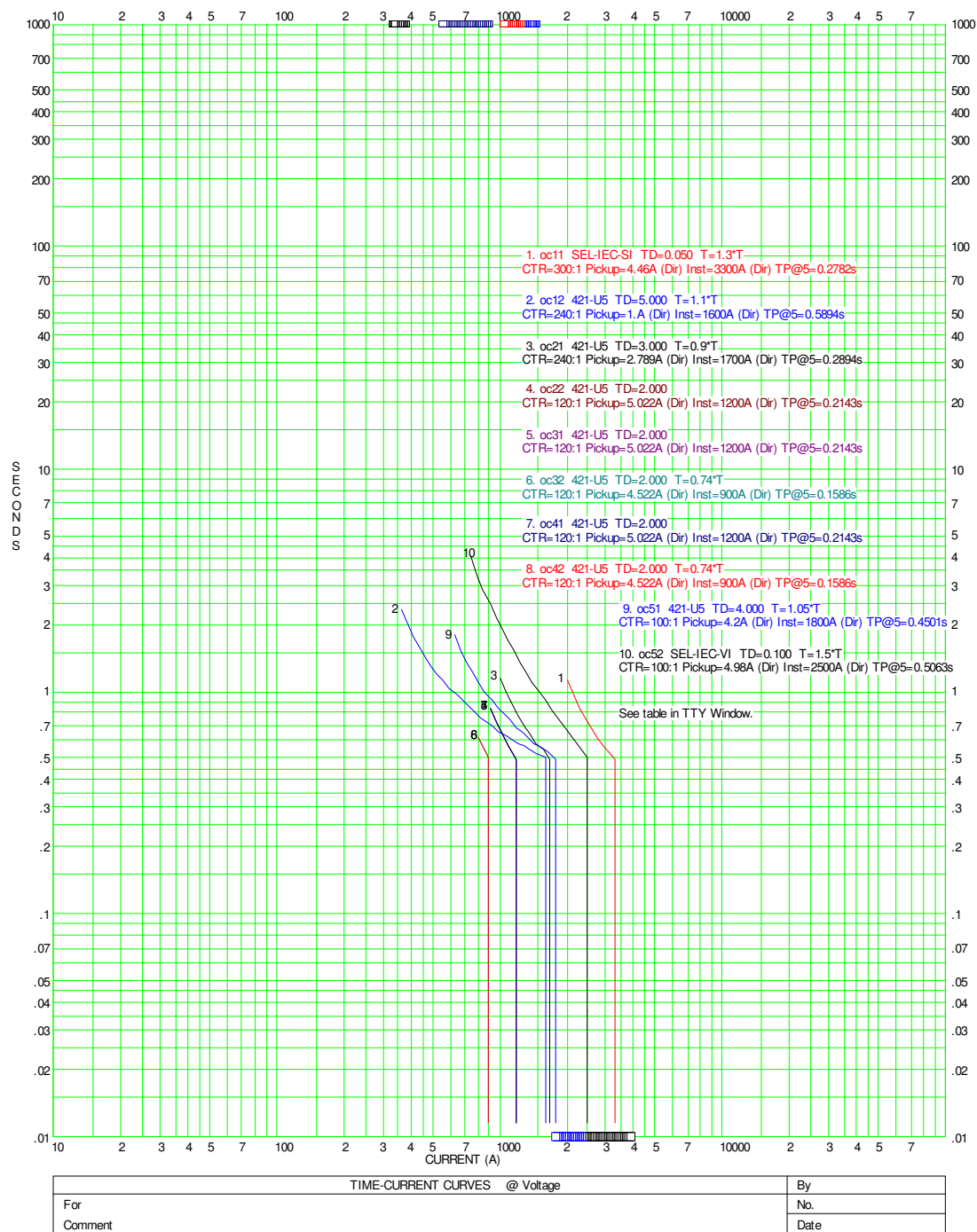


Figura 40 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT5 (15% a 100%)

8.5.1.6-Análise dos resultados

Para exemplificar o exposto anteriormente serão analisados dois casos, que servem de base para as análises dos demais casos, um envolvendo curto-circuitos francos mínimos no final de uma linha de transmissão, e outro, envolvendo curto-circuitos trifásicos francos até 85% do comprimento da linha de transmissão.

Para o primeiro caso será utilizada a curva da figura 25, onde foram aplicados curto-circuitos bifásicos francos entre as fases A e B no trecho final da LT5. Ao analisar as faltas podemos verificar que ocorre exatamente o previsto. Atua primeiramente o elemento instantâneo do relé oc52. Juntamente com este relé atua também o elemento instantâneo do relé oc51, pois a corrente na fase A no início do trecho é maior que a corrente para uma falta trifásica no ponto correspondente a 85% da L.T.5. Caso haja alguma falha na proteção 52, do relé ou do disjuntor, deve atuar a proteção do transformador ou do gerador conectado a este barramento para eliminar a alimentação da falta por este lado. Em seguida atuará o elemento temporizado do relé oc51, para eliminar a contribuição dos geradores a montante e isolar a linha de transmissão. Dentre os demais relés, nenhum deles atuará, pois suas correntes de pick-up são maiores que o maior curto-circuito bifásico franco neste trecho.

Para o caso das faltas trifásicas, será utilizada a curva da figura 28, onde foram aplicados curto-circuitos trifásicos francos até 85% do comprimento da LT3. Podemos ver que, simultaneamente, atuam os elementos instantâneos dos relés oc31 e oc32, isolando a linha. Falhando as proteções desta linha de transmissão, atuarão, nesta ordem, os seguintes relés: oc42 (para faltas localizadas até 5% do comprimento, além disso não atuará), oc11 e oc21 simultaneamente (proteções de retaguarda) e o oc52.

A partir destas duas análises podemos comprovar a deficiência deste tipo de proteção para sistemas interligado, no caso dos trechos finais nas extremidades do sistema. De uma forma geral, este tipo de proteção se mostra inadequado para sistemas interligados, prejudicando a confiabilidade da proteção.

8.5.2-Ajuste dos relés de neutro ⁵

O ajuste segue o mesmo procedimento do relé de fase, exceto pelas peculiaridades dos relés de neutro.

8.5.2.1-Ajuste dos elementos instantâneos

Para o ajuste dos elementos instantâneos é preciso conhecer o valor das correntes para curto-circuitos do tipo bifásicos-terra francos nos pontos correspondentes a 85% dos comprimentos das linhas de transmissão, contados a partir das posições dos relés. Os resultados são dados na tabela 16.

Tabela 16 – Correntes para faltas bifásicas-terra

Relé ^{.6}	$I_{0\text{ cc}2\phi g\ 85\%L.T.}\text{ (A)}^{.7}$	$I_{\text{ajuste}}\text{ (A)}$
oc11n	3560	3500
oc12n	2327	2300
oc21n	1906	1900
oc22n	1535	1500
oc31n	1570	1500
oc32n	1253	1200
oc41n	1570	1500
oc42n	1253	1200
oc51n	2224	2200
oc52n	2480	2400

4. Todas as correntes representam o valor da corrente no neutro da ligação em estrela dos relés de fase, onde é instalado o relé de neutro. Portanto os valores apresentados correspondem a três vezes o valor da corrente de sequência zero. Serão assim apresentados por conveniência, já que é desta forma que são dados os resultados e realizados os ajustes (por opção) no programa One Liner.
5. A designação 'n' após número do relé indica que este é um relé de sobrecorrente de neutro.
6. O relé será ajustado para operar a partir de três vezes o valor da corrente de sequência zero. Os módulos das correntes são apresentados em Amperes e com valor referido aos primários dos TC's onde estão os relés.

8.5.2.2-Ajustes dos elementos temporizados a tempo inverso

Para ajustarmos os elementos temporizados a tempo inverso precisamos definir e conhecer alguns valores de corrente. São eles: as correntes de pick-up e as correntes para curto-circuitos francos mínimos nos finais dos trechos protegidos pelas curvas de tempo inverso, na própria linha de transmissão e nas linhas de transmissão a jusante.

O valor da corrente de pick-up será definido, de forma que o relé possa identificar o menor desbalanço no sistema, causado por faltas nas linhas de transmissão. Este valor será dado pela equação 35. Os valores nos primários de cada TC são dados pela tabela 17.

$$I_{pick-up} = 0,3 \cdot I_{nominal} \quad (35)$$

Tabela 17 - Correntes nominais e de pick-up.

Relé	$I_{nominal}$ (A)	$I_{pick-up}$ (A)
oc11n	1338	401,4
oc12n	1205	361,5
oc21n	669	200,7
oc22n	603	180,9
oc31n	603	180,9
oc32n	543	162,9
oc41n	603	180,9
oc42n	543	162,9
oc51n	420	126,0
oc52n	498	149,4

As correntes para curto-circuitos francos mínimos, do tipo monofásico-terra franco, nos finais dos trechos protegidos são dadas nas tabelas 18, 19 e 20.

Tabela 18 - Correntes, em ampères, para curto-circuitos mínimos no final do trecho protegido por cada curva.

Sentido do fluxo da esquerda para a direita (conforme figura 21)					
Relé	$I_{cc\ mín}^8$ no final da própria LT	$I_{cc\ mín}$ no final da primeira LT a jusante	$I_{cc\ mín}$ no final da segunda LT a jusante	$I_{pick-up}$	$I_{nominal}$
oc11n	2810	1065	730	401,4	1338
oc21n	1411	533	365	200,7	669
oc31n	1210	821	-	180,9	603
oc41n	1210	821	-	180,9	603
oc51n	2070	-	-	126,0	420

7. $I_{cc\ mín}$. significa um curto-circuito monofásico-terra franco, na fase A, no final do trecho protegido. Porém a corrente dada é I_0 .

Tabela 19 - Correntes, em ampères, para curto-circuitos mínimos no final do trecho protegido por cada curva.

Sentido do fluxo da direita para a esquerda (conforme figura 21) Curto final na LT1					
Relé	I_{cc} mín no final da própria L.T.	I_{cc} mín no final da primeira L.T. a jusante	I_{cc} mín no final da segunda L.T. a jusante	$I_{pick-up}$	$I_{nominal}$
oc12n	1787	-	-	361,5	1205
oc22n	-	-	-	180,9	603
oc32n	840	529	-	162,9	543
oc42n	840	529	-	162,9	543
oc52n	2228	1213	783	149,4	498

Tabela 20 - Correntes, em ampères, para curto-circuitos mínimos no final do trecho protegido por cada curva.

Sentido do fluxo da direita para a esquerda (conforme figura 21) Curto final na LT2					
Relé	I_{cc} mín no final da própria L.T.	I_{cc} mín no final da primeira L.T. a jusante	I_{cc} mín no final da segunda L.T. a jusante	$I_{pick-up}$	$I_{nominal}$
oc12n	-	-	-	361,5	1205
oc22n	923	-	-	180,9	603
oc32n	840	514	-	162,9	543
oc42n	840	514	-	162,9	543
oc52n	2228	1213	760	149,4	498

8.5.2.3-Análise dos dados

Podemos antever, analisando os dados das tabelas 18, 19 e 20, que as proteções de retaguarda, diferente do caso dos relés de fase, poderão funcionar adequadamente para todas as faltas nas linhas de transmissão à jusante. Neste caso o valor da corrente para o curto-circuito franco mínimo, no final do trecho protegido por cada curva é maior que o valor da corrente de pick-up da respectiva curva.

Para o caso de correntes de falta envolvendo a terra, não há a limitação causada pelas cargas e gerações nas barras intermediárias. No caso da geração, esta não insere correntes de sequência zero no sistema, devido a sua característica de operação equilibrada. Já as cargas, neste nível de tensão, encontram-se relativamente equilibradas, não inserindo correntes de sequência zero no sistema, o que não ocorre em sistemas de distribuição por exemplo, devido à proximidade das cargas desequilibradas.

Comparando os valores das correntes de pick-up e as correntes para curto-circuitos mínimos nos finais dos trechos protegidos pelos relés mais distantes, podemos notar que mesmo o relé na outra extremidade do sistema, oposta ao local da falta será

capaz de identificar o defeito. Portanto a proteção com relés de sobrecorrente em um sistema interligado apresenta satisfatória confiabilidade contra curto-circuitos para terra.

As curvas ajustadas, para os relés no lado esquerdo das linhas de transmissão e para o relés no lado direito, são mostradas nas figuras 41 e 42 respectivamente.

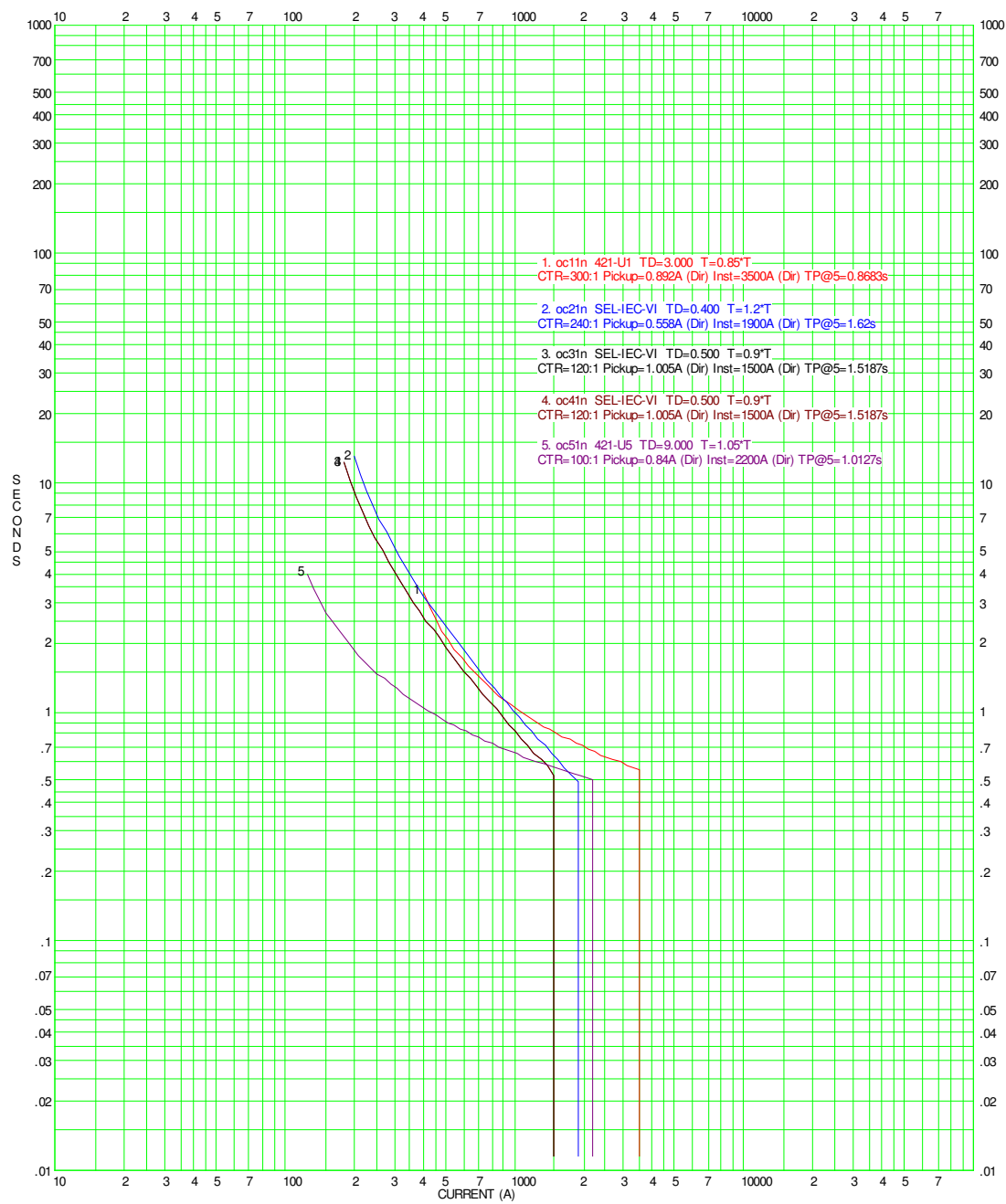
O intervalo de tempo para a atuação das proteções de retaguarda será de pelo menos 0,5 segundo. Os tempos mínimos associados aos elementos temporizados de cada relé, acompanhados das respectivas correntes, são dados nas tabelas 21 e 22.

Tabela 21 – Tempo de atuação

Relé	t (s)	$I_{m\acute{a}x}$
oc11n	0,56	3100
oc21n	0,50	1700
oc31n	0,52	1300
oc41n	0,52	1300
oc51n	0,50	2100

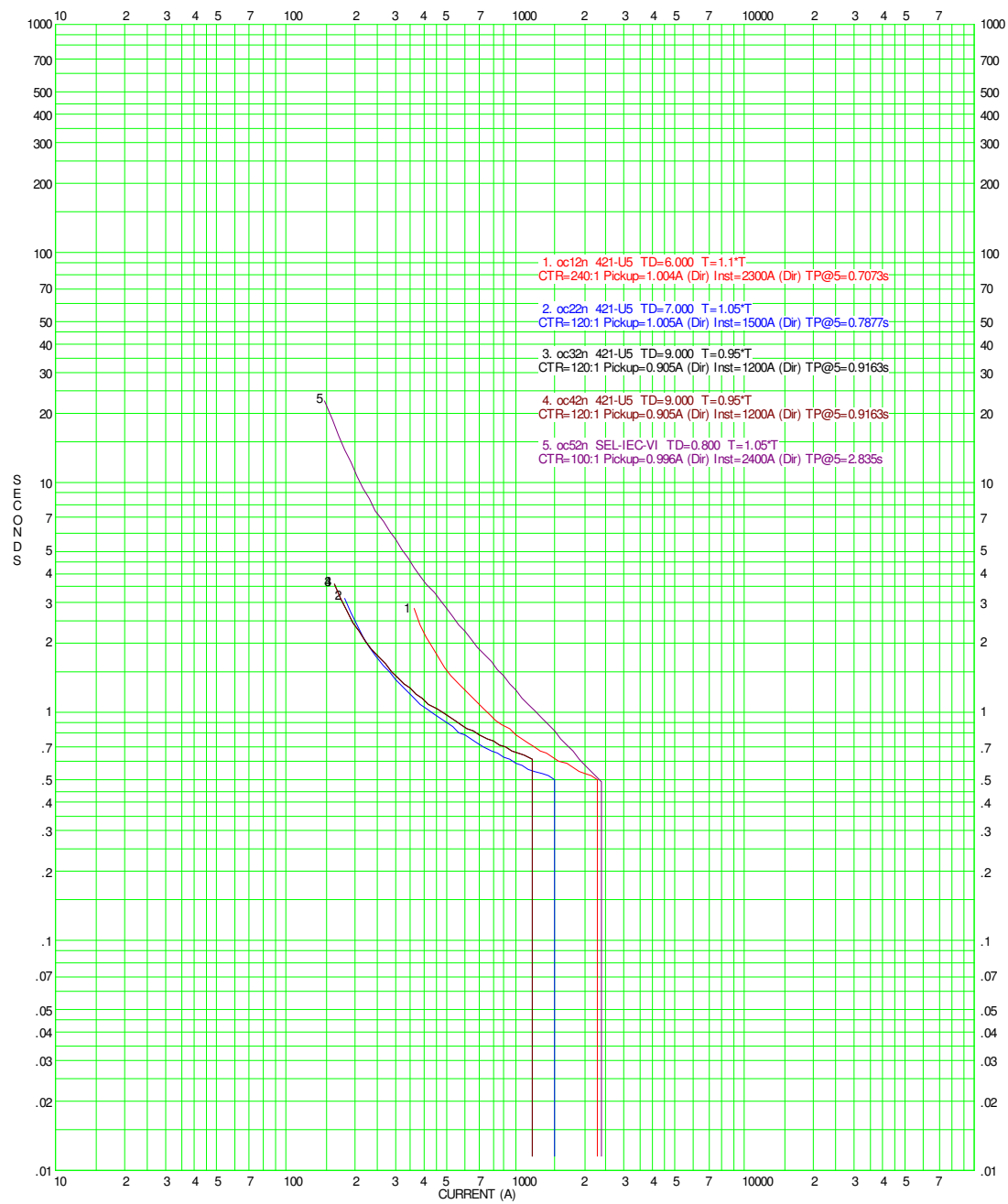
Tabela 22 – Tempo de atuação

Relé	t (s)	$I_{m\acute{a}x}$
oc12n	0,50	2200
oc22n	0,50	1400
oc32n	0,60	1100
oc42n	0,60	1100
oc52n	0,50	2300



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage		By
For		No.
Comment		Date

Figura 41 – Curvas dos relés ocX1n



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage		By
For		No.
Comment		Date

Figura 42 – Curvas dos relés ocX2n

8.5.2.4-Testes

Para verificar a eficácia dos ajustes realizados serão aplicados curto-circuitos em pontos-chave do sistema. O objetivo é verificar o funcionamento das proteções primária e de retaguarda.

Os cálculos serão realizados para os seguintes trechos das linhas de transmissão, contados a partir da extremidade onde está o TC:

- 86% a 100%: o objetivo é verificar a atuação do elemento temporizado, para a proteção da própria linha de transmissão, e das proteções de retaguarda, na ocorrência de curto-circuitos monofásicos-terra francos;
- 0% a 85%: o objetivo é verificar a atuação do elemento instantâneo e as proteções de retaguarda para curto-circuitos bifásicos-terra francos. Vale ressaltar que, na ocorrência de curto-circuitos bifásicos-terra francos nos trechos finais das linhas de transmissão, as faltas serão detectadas pelos elementos temporizados conforme visto no cálculo anterior.

8.5.2.5- Resultados

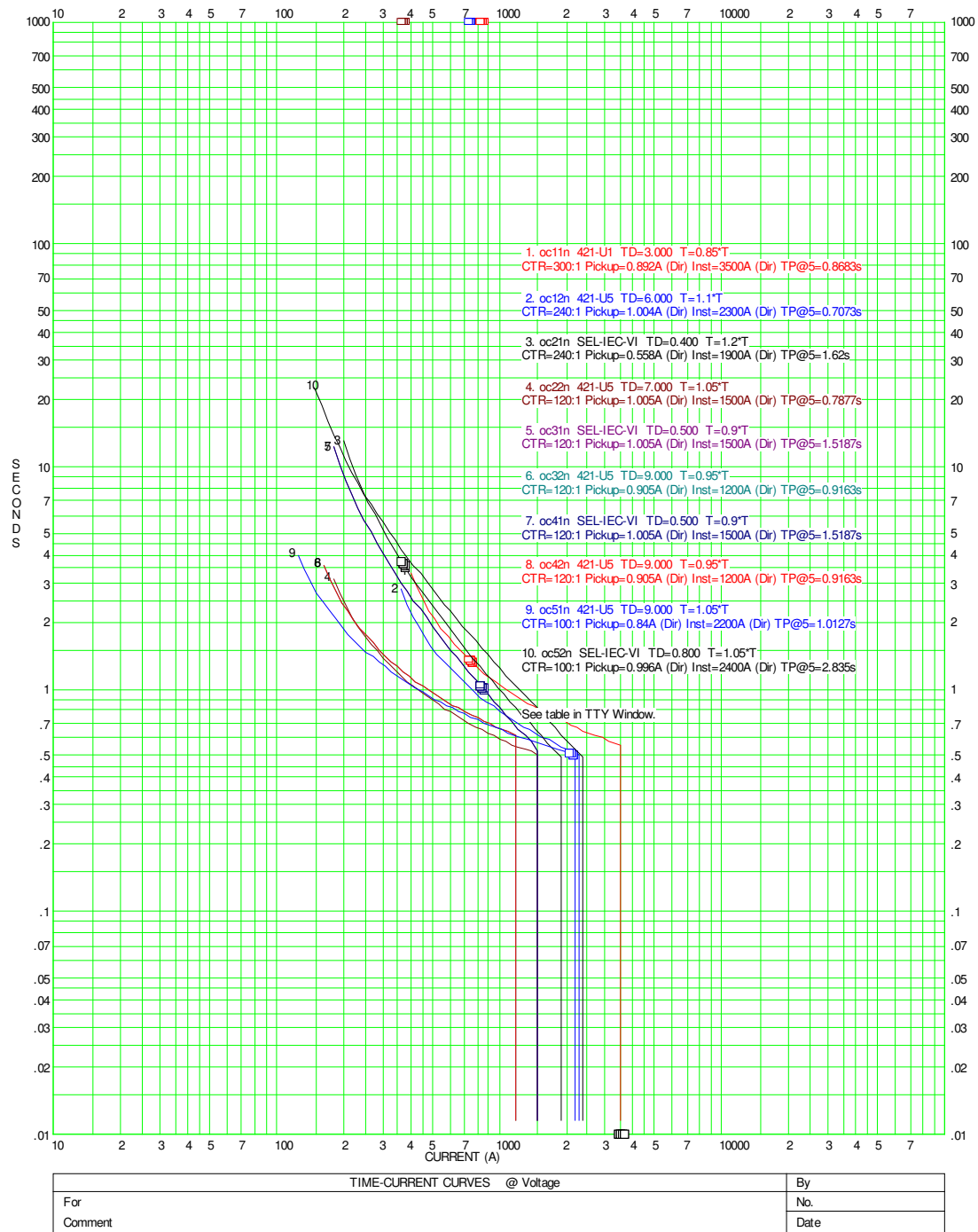


Figura 43 - Curto-circuito monofásico-terra no final da LT5 (86% a 100%)

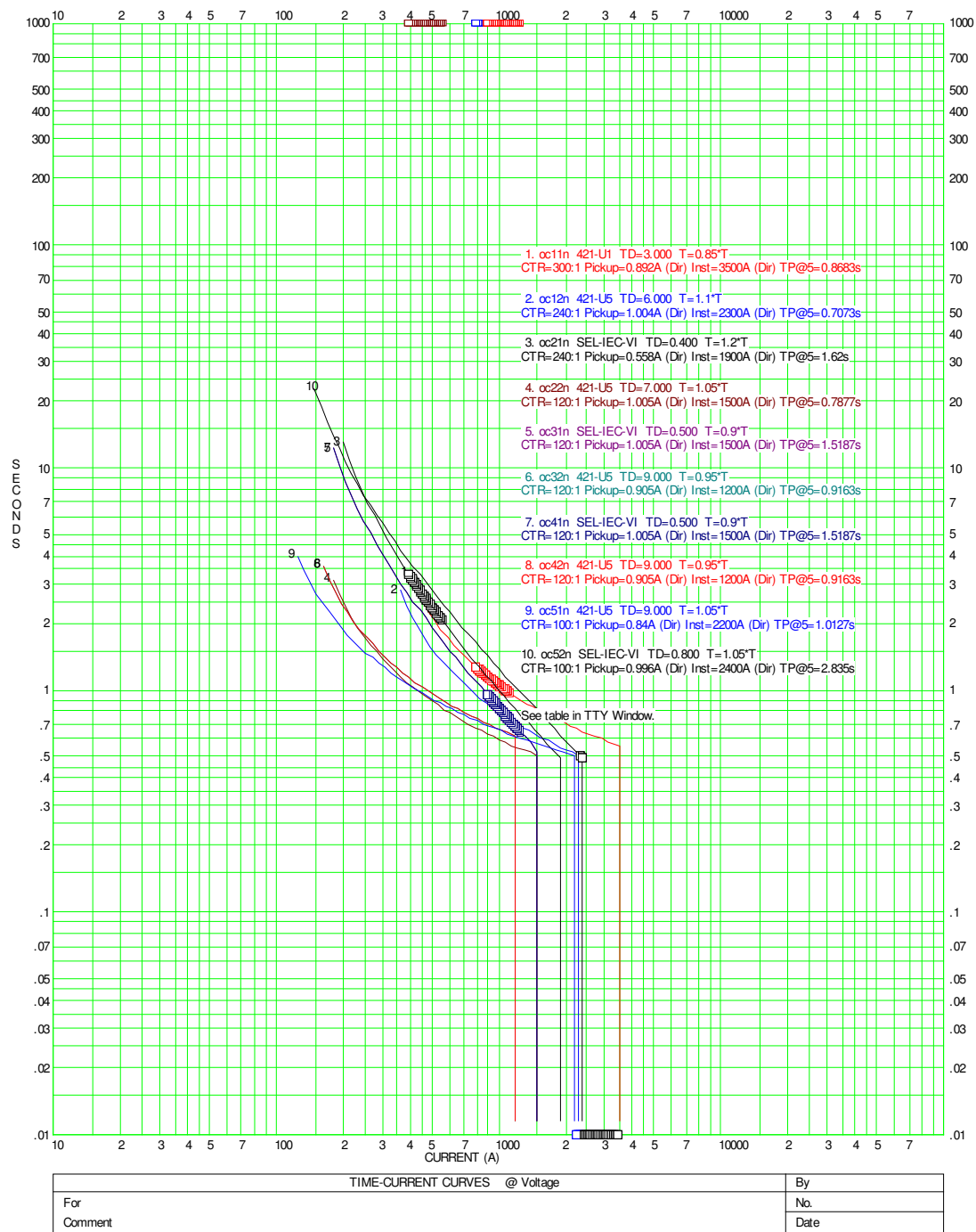


Figura 44 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT5 (0% a 85%)

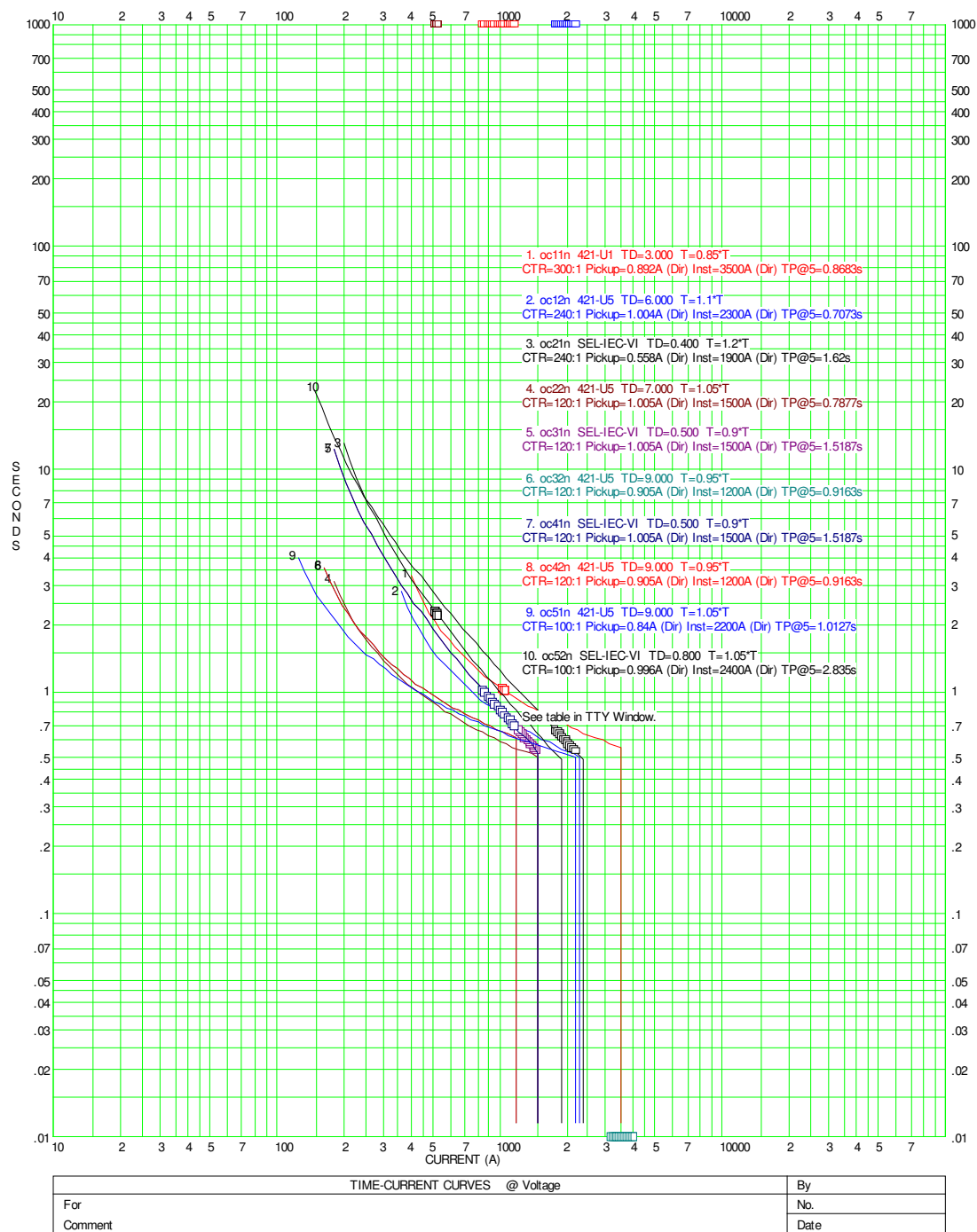


Figura 45 - Curto-circuito monofásico-terra no final da LT3 (86% a 100%)

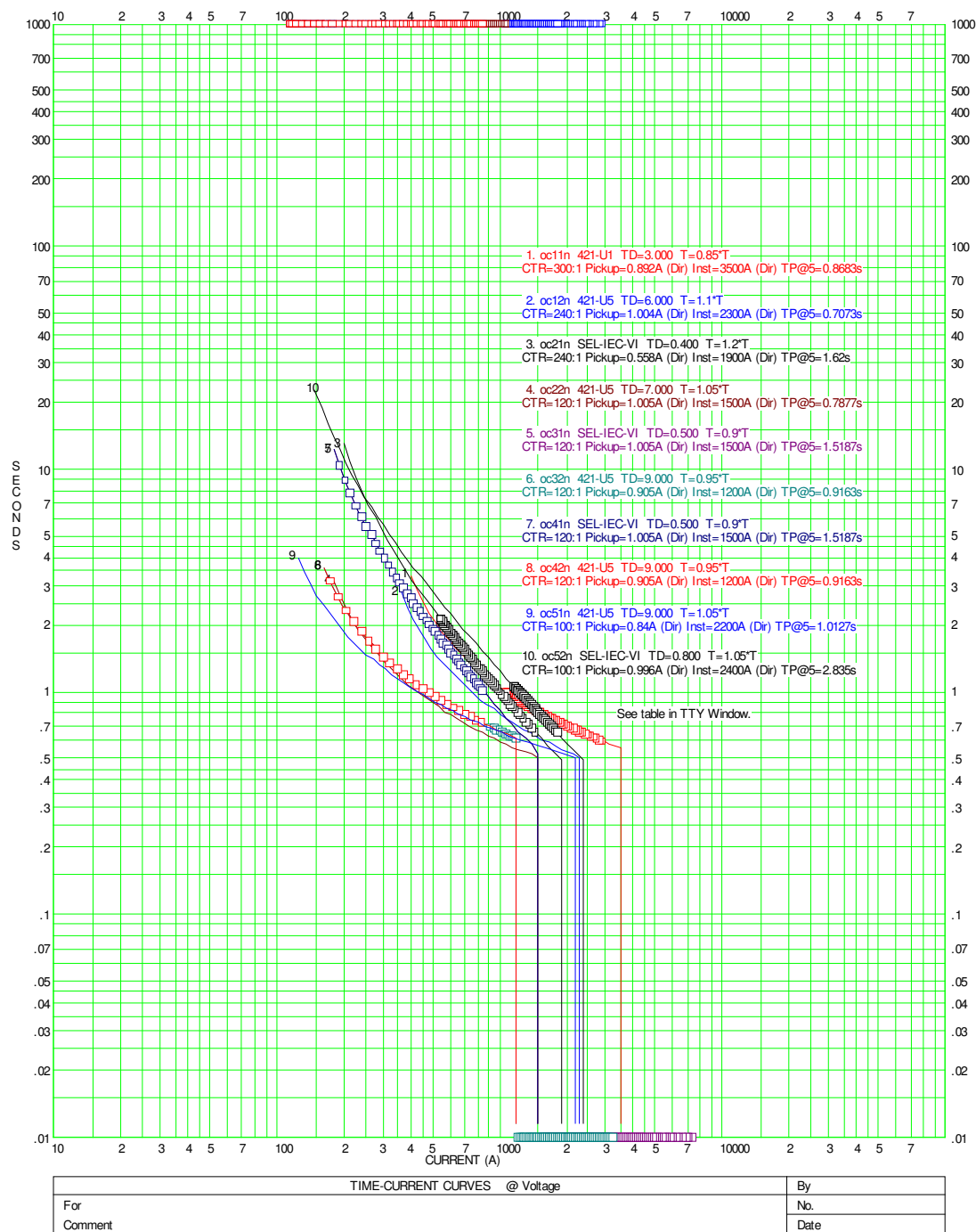
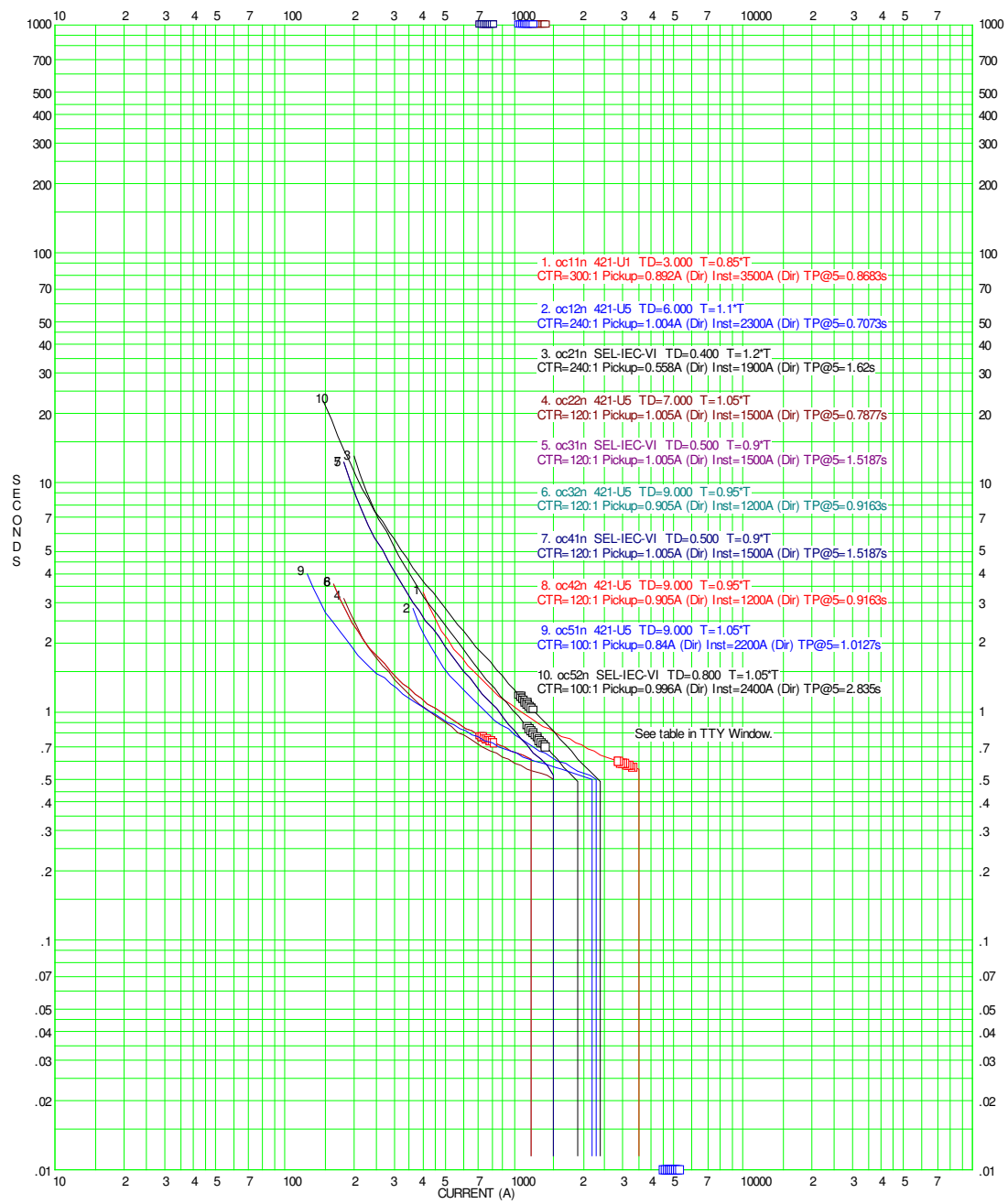


Figura 46 - Curto-circuito bifásico-terra no longo da LT3 (0% a 85%)



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage		By
For		No.
Comment		Date

Figura 47 - Curto-circuito monofásico-terra no final da LT1 (86% a 100%)

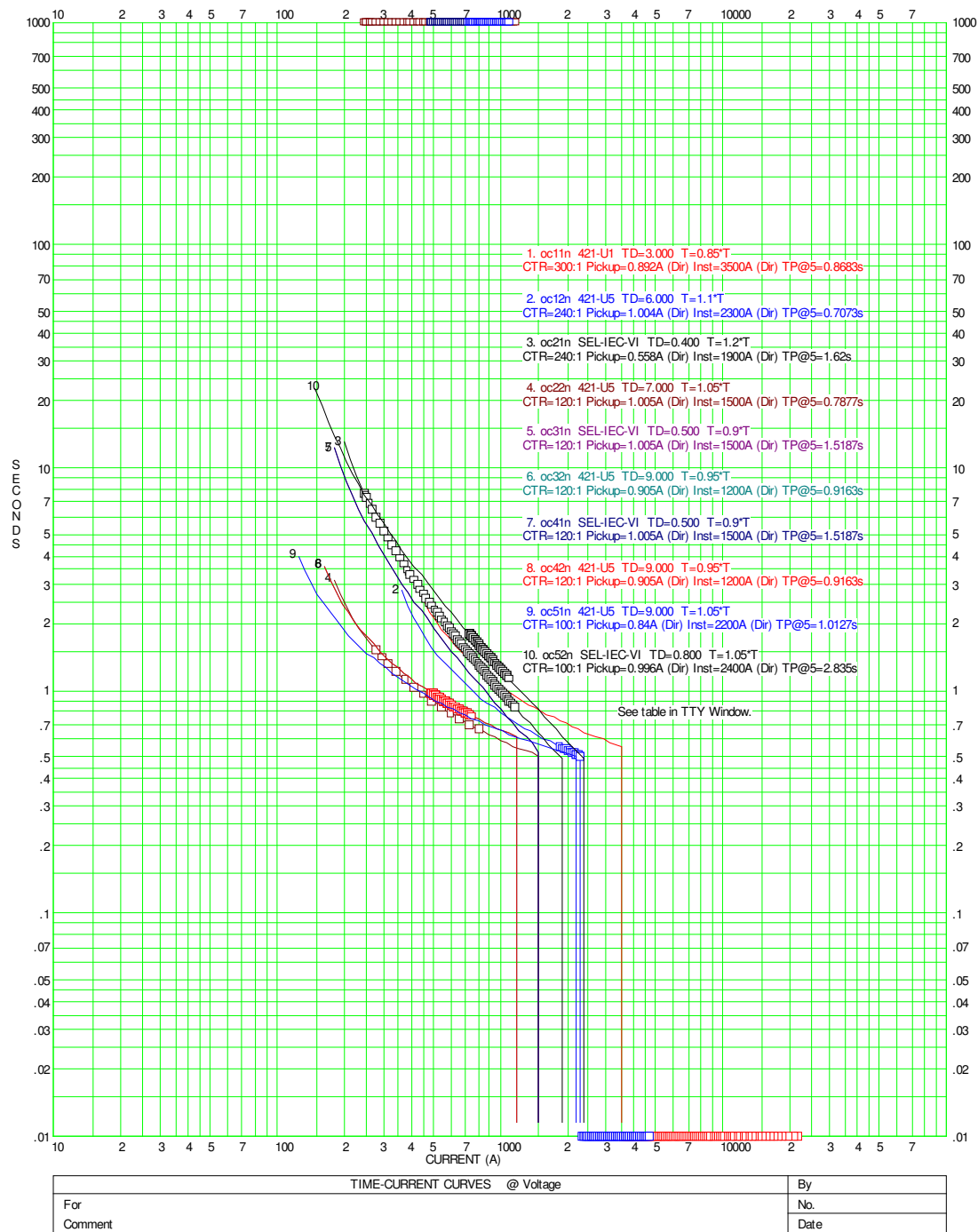


Figura 48 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT1 (0% a 85%)

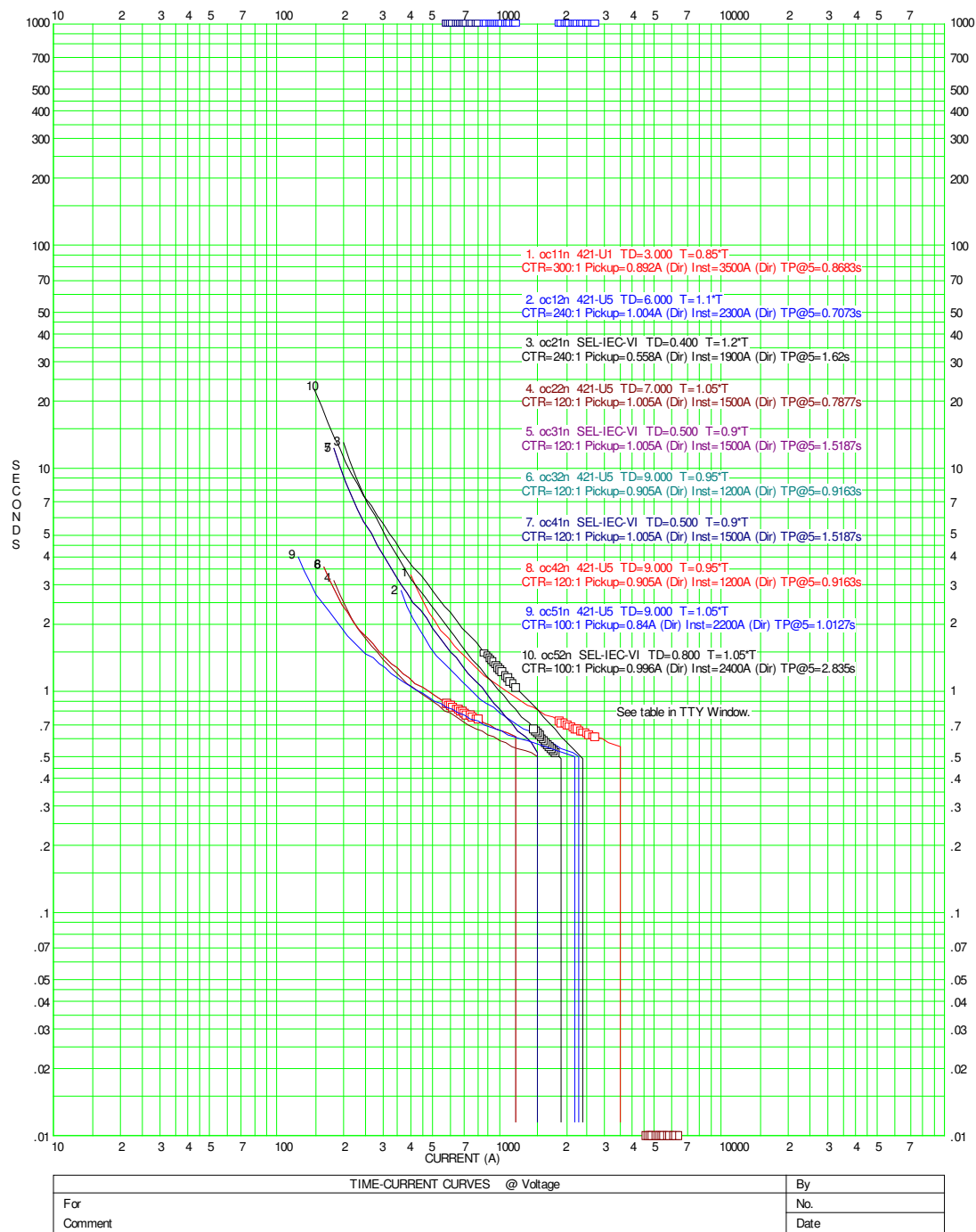


Figura 49 - Curto-circuito monofásico-terra no final da LT2 (86% a 100%)

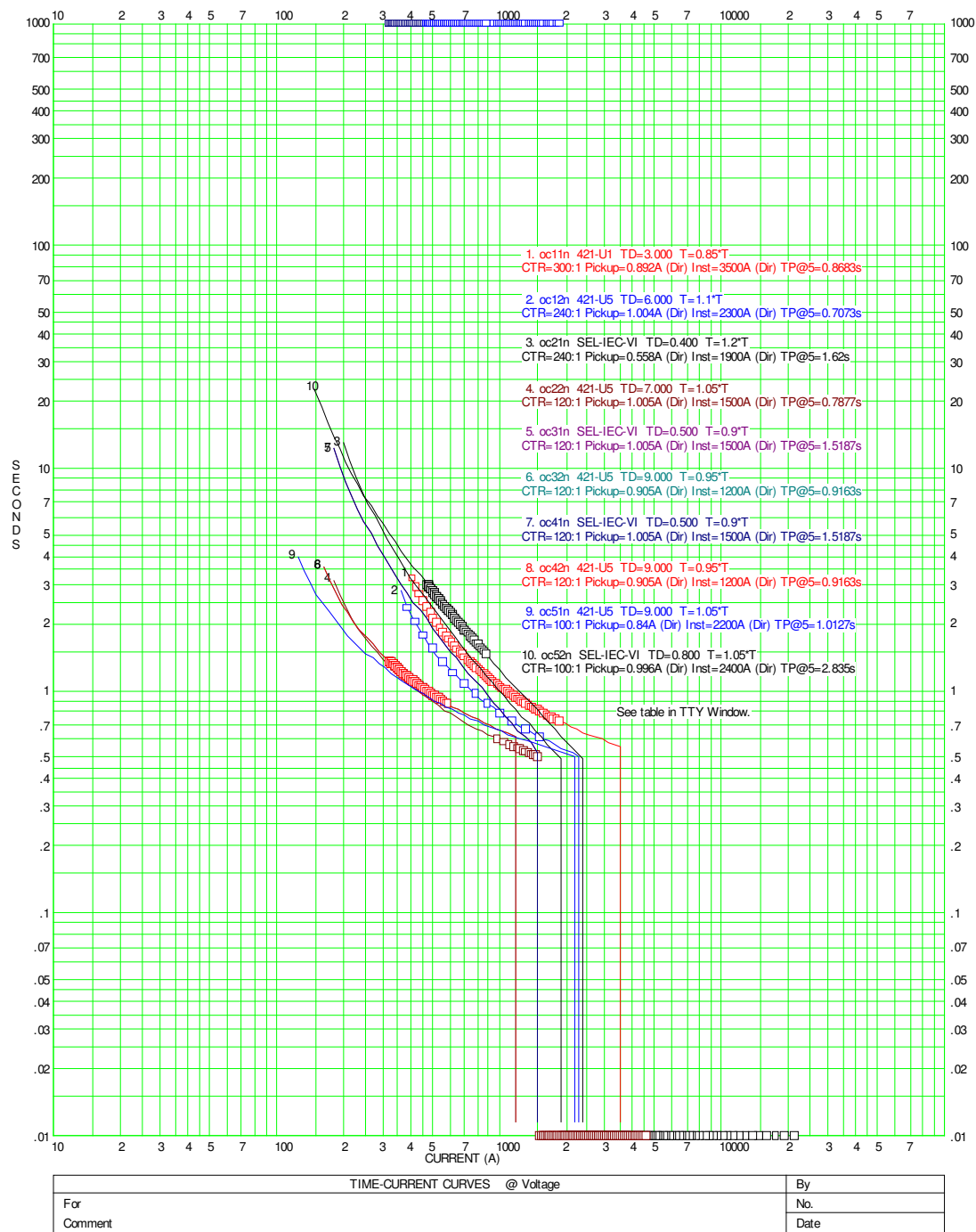


Figura 50 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT2 (0% a 85%)

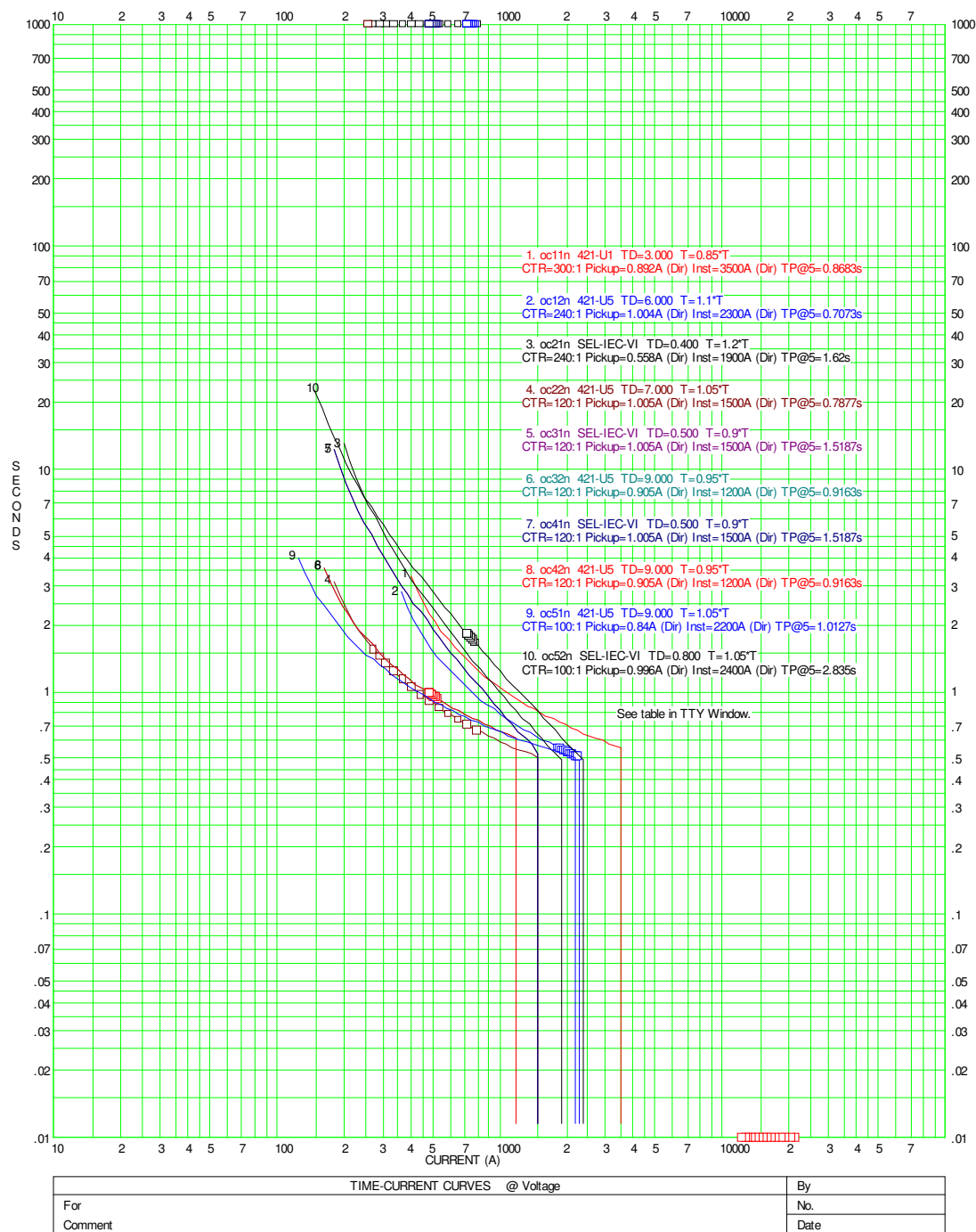


Figura 51 - Curto-circuito monofásico-terra no início da LT1 (0% a 14%)

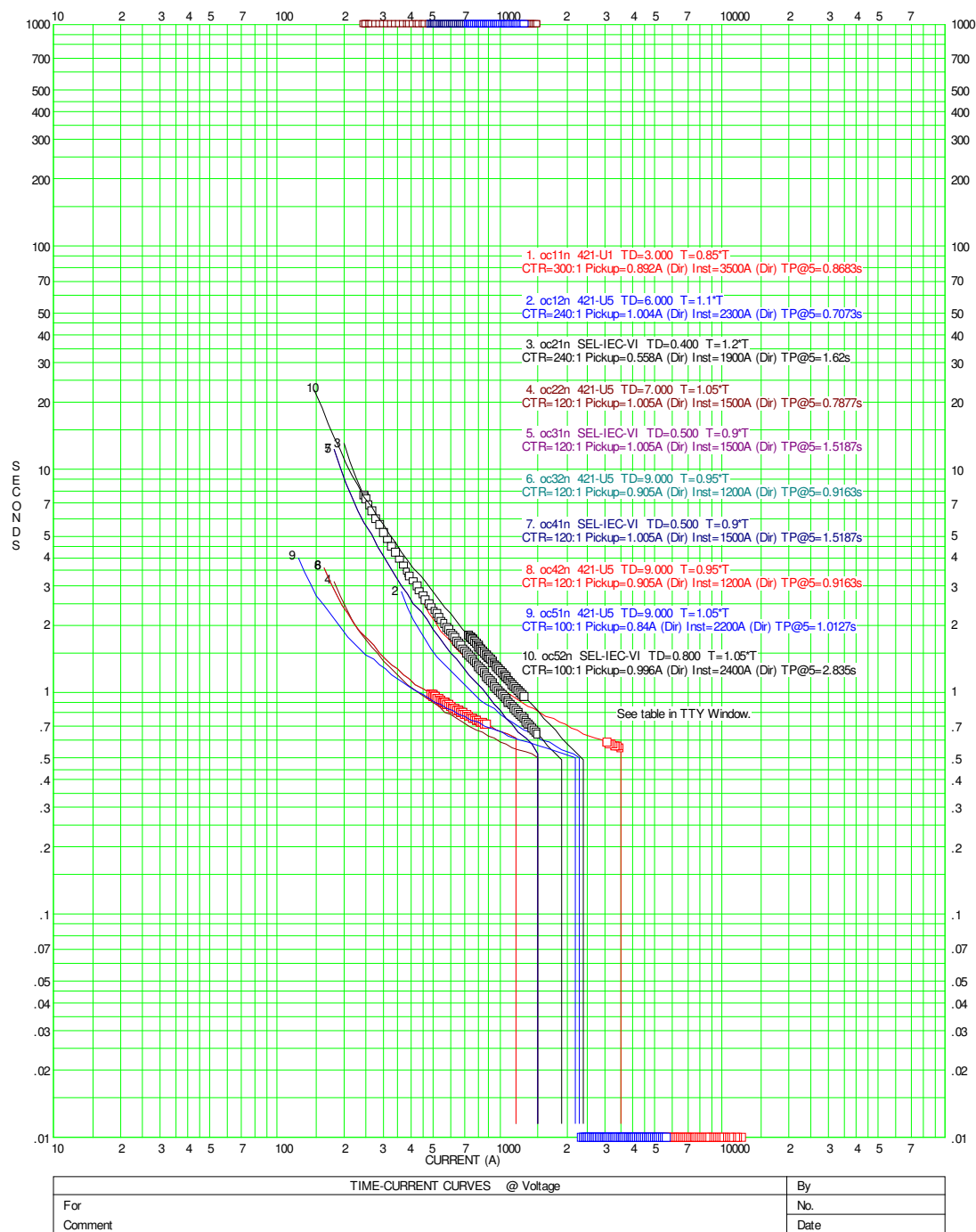


Figura 52 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT1 (15% a 100%)

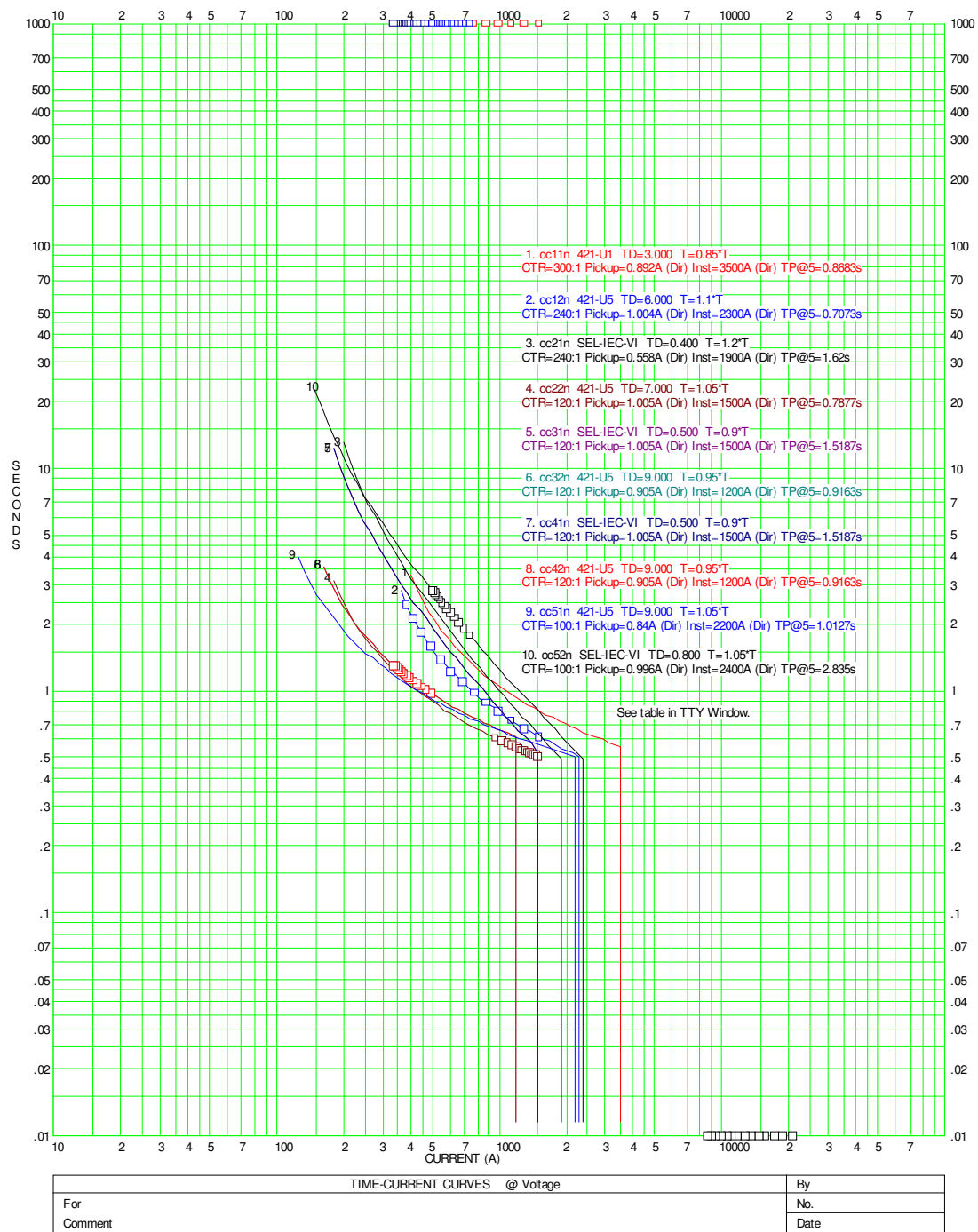


Figura 53 - Curto-circuito monofásico-terra no início da LT2 (0% a 14%)

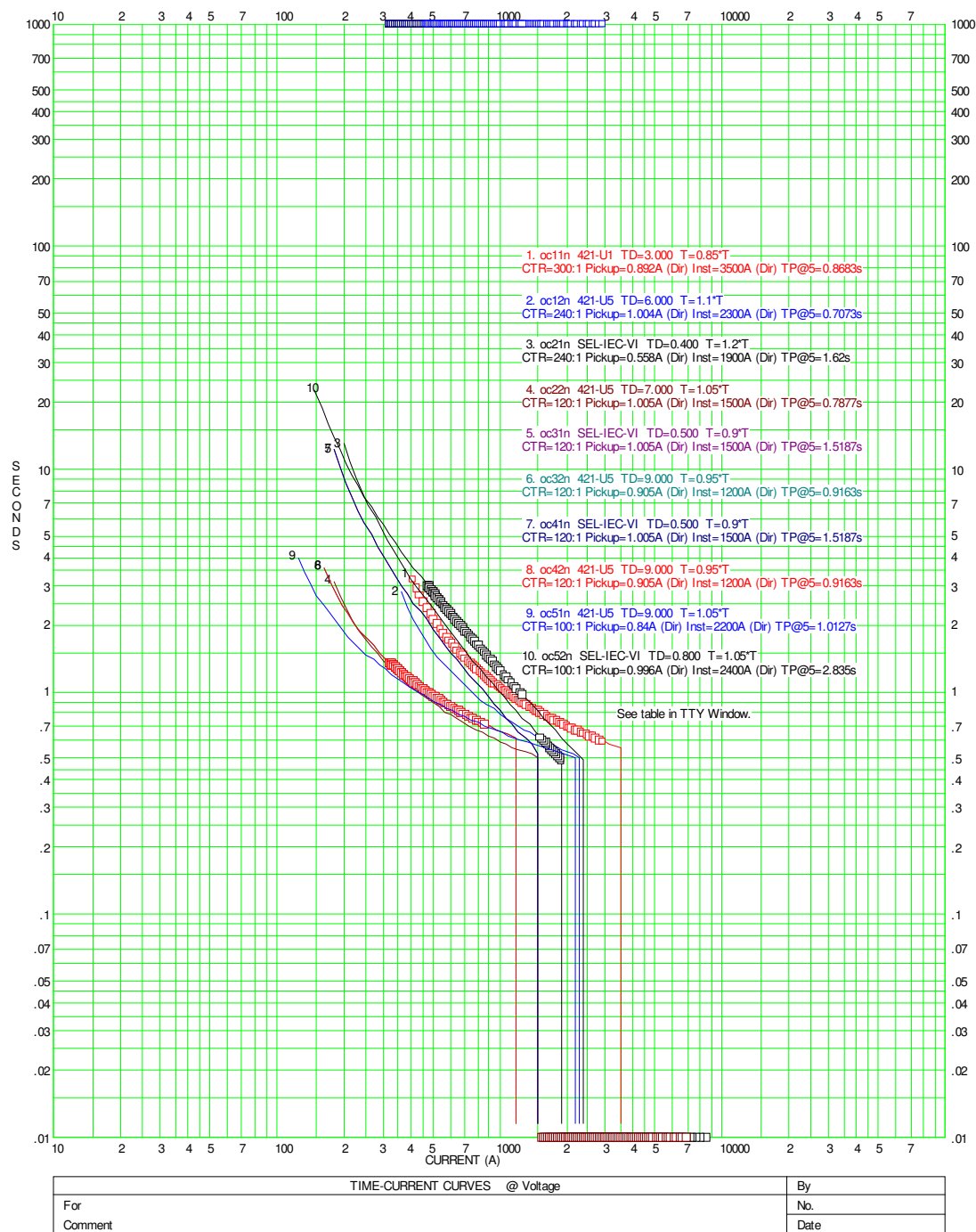


Figura 54 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT2 (15% a 100%)

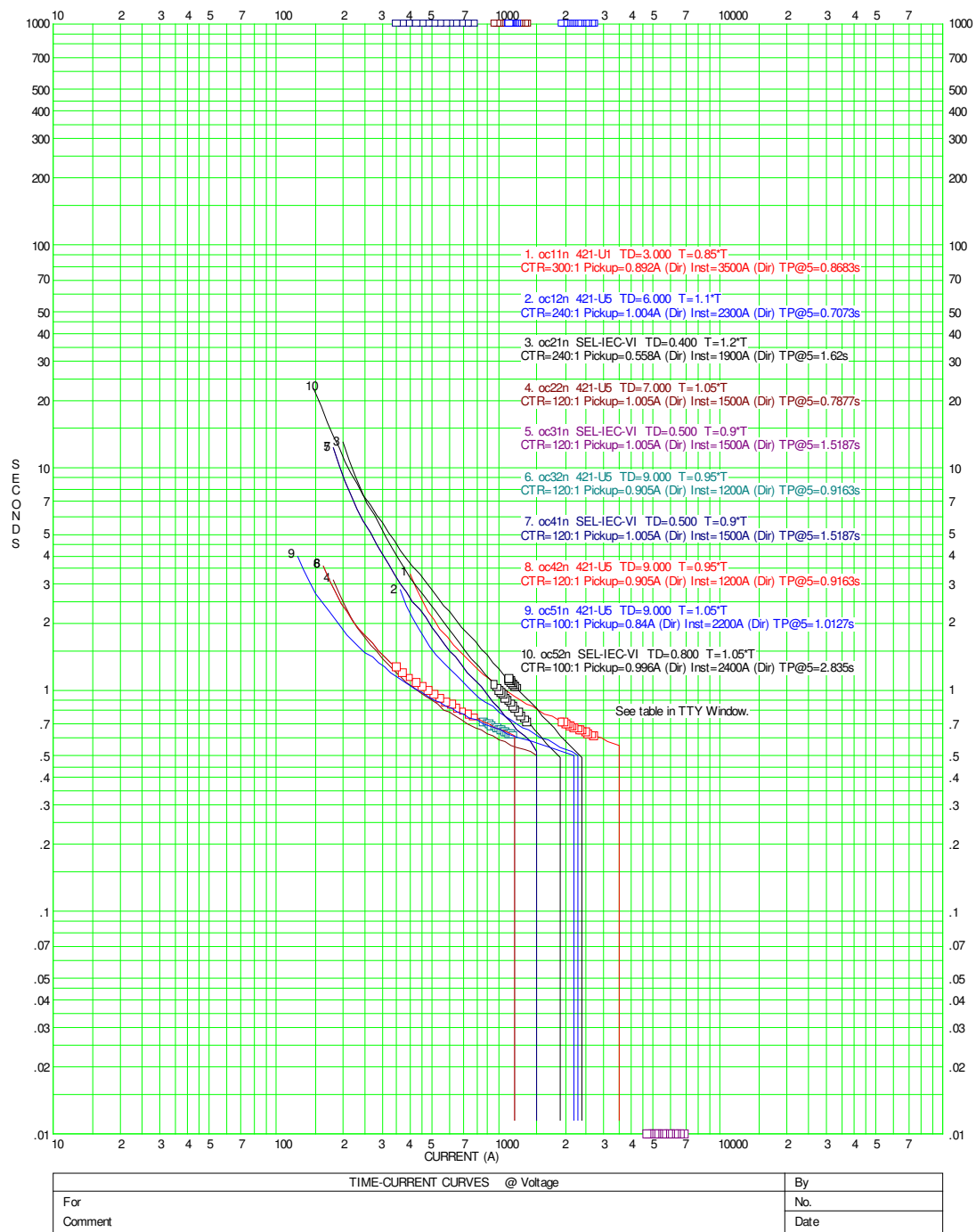


Figura 55 - Curto-circuito monofásico-terra no início da LT3 (0% a 14%)

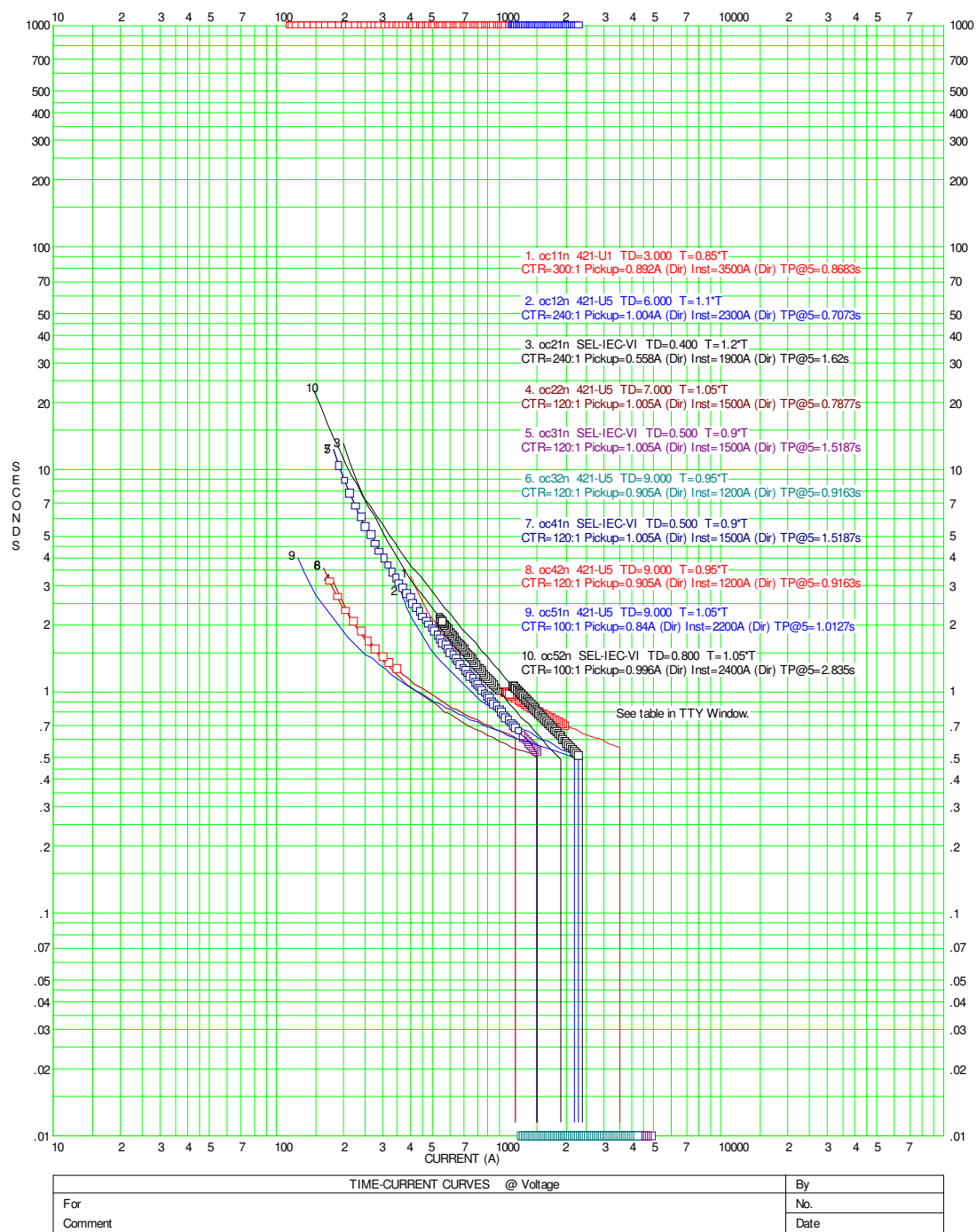


Figura 56 - Curto-circuito bifásico-terra ao longo da LT3 (15% a 100%)

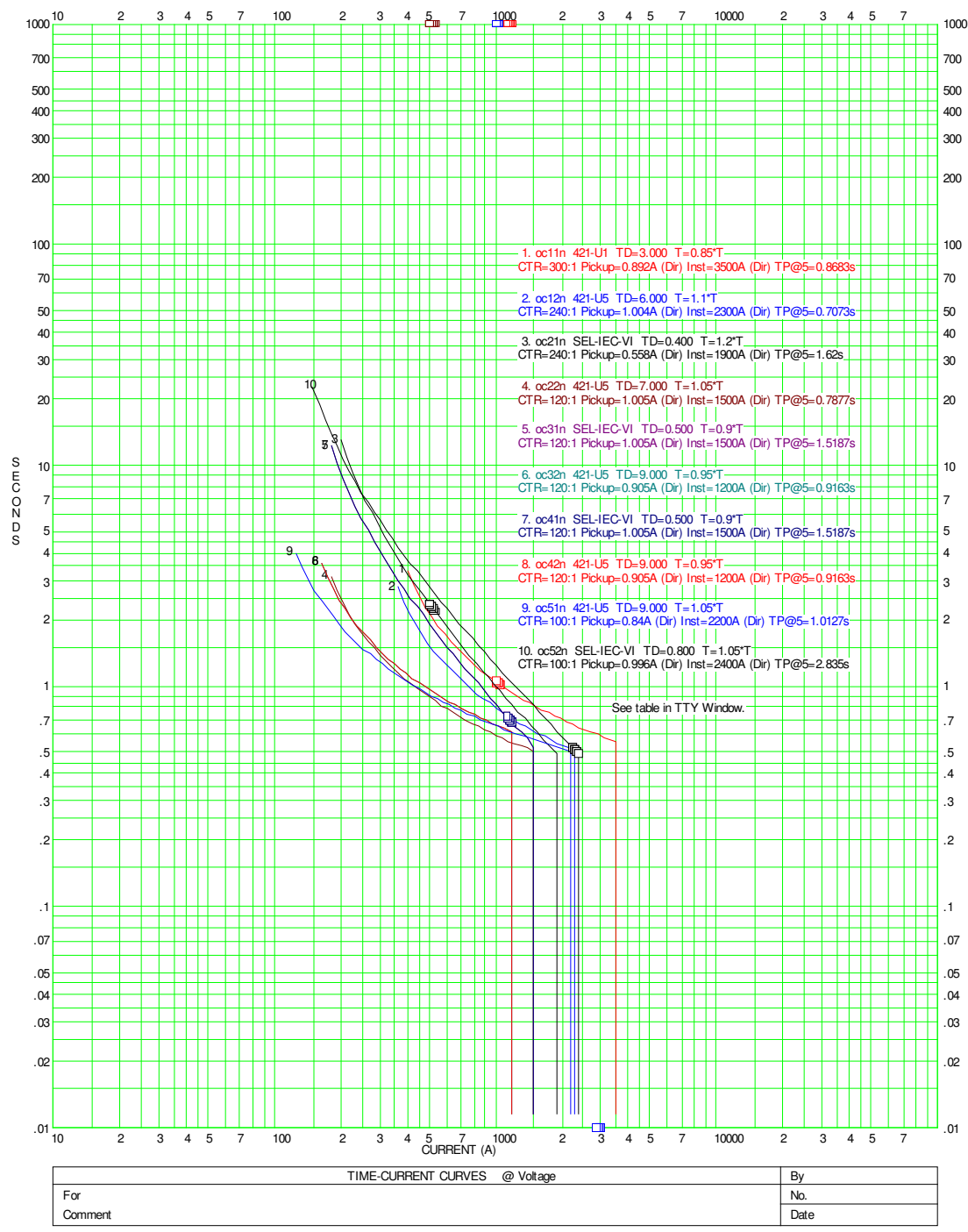


Figura 57 - Curto-circuito monofásico-terra no início da LT5 (0% a 14%)

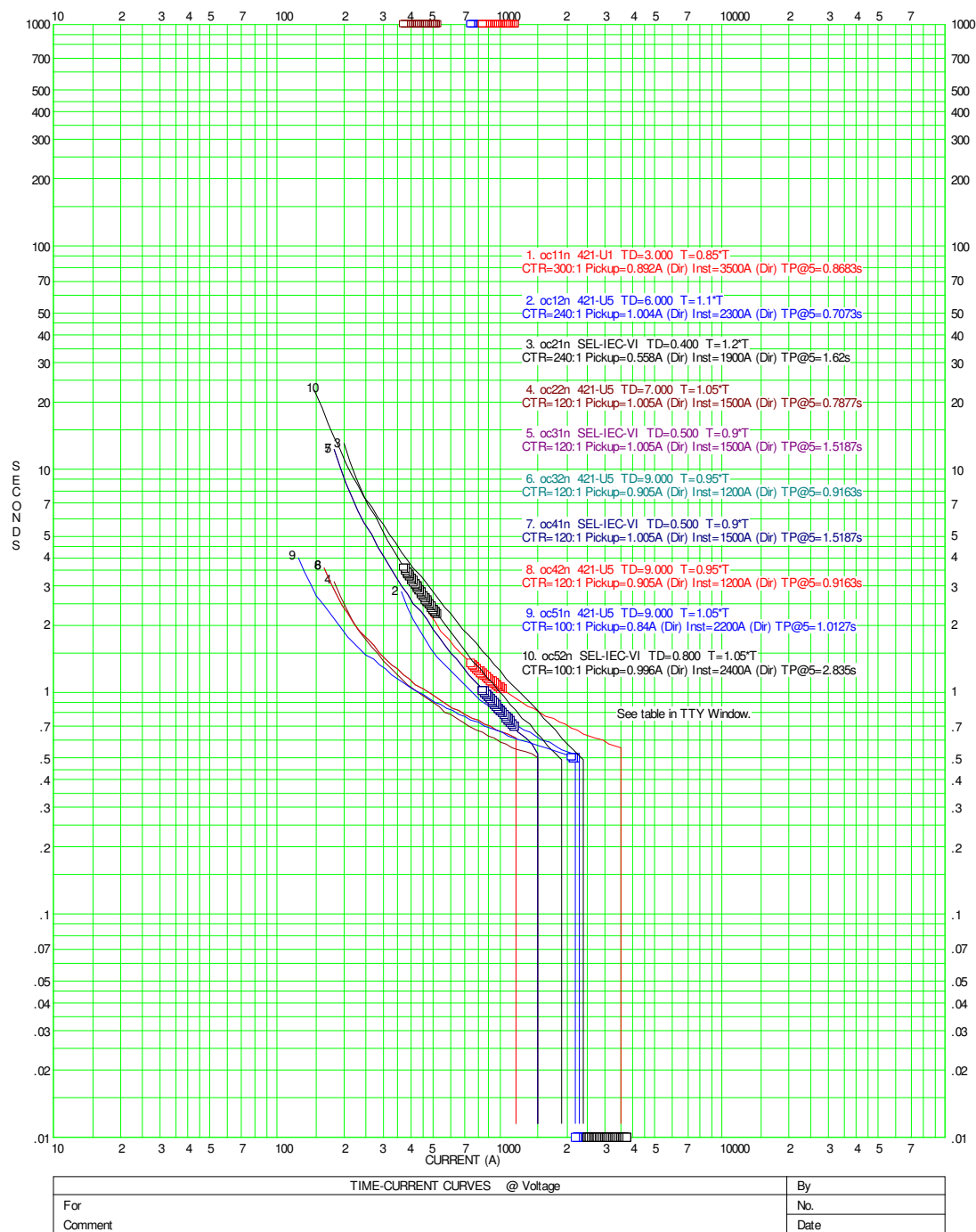


Figura 58 - Curto-circuito trifásico ao longo da LT5 (15% a 100%)

8.5.2.6-Análise dos resultados

A análise será feita de forma semelhante a do relé de fase. Serão utilizados dois casos, um envolvendo curto-circuitos francos mínimos no trecho final de uma proteção, e outro envolvendo curto-circuitos trifásicos francos até 85% do comprimento da linha de transmissão.

Para o primeiro caso será utilizada a curva da figura 51, onde foram aplicados curto-circuitos monofásicos-terra francos no trecho inicial da LT1. Podemos verificar que a primeira proteção a atuar é a do elemento instantâneo do relé oc11n. Em caso de falha, a primeira proteção de retaguarda a atuar deve ser a que elimina a alimentação da falta pelos geradores da barra North, de outra forma não há como eliminar a falta. Após esta atuará o elemento temporizado do relé oc12n. Aqui podemos verificar a necessidade da dupla proteção presente em sistemas interligado, em ambas as extremidades das linhas de transmissão, pois a falta possui mais de uma fonte de alimentação.

Supondo sucesso na atuação do relé oc12n e falha na atuação do relé oc11n, atuaria em seguida o relé oc22n da linha de transmissão em paralelo, pois a LT2 se torna um caminho alternativo à LT1 para a alimentação das faltas pelos demais geradores do sistema. Ou seja, falhando o relé oc11n, não basta a correta atuação do relé da extremidade oposta desta linha de transmissão, é necessário que a linha em paralelo seja isolada, pois a barra North continua ativa alimentando sua carga e a falta. Em caso de falhas das proteções das LT1 e LT2 será necessária a atuação da proteção que corta a alimentação do gerador Slack. Uma vez satisfeita esta condição, a próxima proteção de retaguarda é feita pelos relés oc32n e oc42n, que eliminam a alimentação do curto-circuito pelos geradores da barra South. Porém, estes não desligam o suprimento da carga da barra Station S. Por último atuaria o relé oc52n, cobrindo a falha dos relés oc32n e oc42n e desligando completamente o sistema.

Nota-se que, diferentemente de sistemas radiais, as proteções de retaguarda de linhas de transmissão a montante, apesar de necessárias, não são suficientes para a eliminação das faltas. Nestes casos será sempre necessária a atuação das proteções dos transformadores ou geradores, em caso de falhas dos relés das linhas de transmissão conectados ao mesmo barramento.

Desta forma percebe-se que a simulação da proteção do sistema, limitada as linhas de transmissão, foi coordenada com sucesso. Pois as mesmas desligaram o menor

número de circuitos possível até que a falta pudesse ser efetivamente eliminada, atendendo o requisito seletividade. O mesmo pode ser dito sobre o requisito rapidez, analisando-se os tempos de atuação.

Diferentemente dos relés de fase, vimos que aqui foi possível a coordenação da proteção com relés de sobrecorrente em todo o sistema. Este fato, mencionado anteriormente, se deve a não contribuição com correntes de sequência zero pelos geradores e cargas deste sistema.

No segundo caso será utilizada a curva da figura 46 onde foram aplicadas faltas bifásicas-francas no trecho compreendido entre o início e 85% do comprimento da linha de transmissão número três (L.T.3). Podemos verificar que atuam primeira e simultaneamente os elementos instantâneos dos relés oc31n e oc32n, este último para faltas entre 15% e 85% do comprimento da linha. Em caso de falhas destas proteções, incluindo o elemento temporizado do oc32n, atuam em seguida elementos temporizados dos relés da linha em paralelo, pois as correntes nesta linha também se elevam significativamente para as faltas nos pontos extremos da L.T.3. Como proteções de retaguarda, em caso de falhas nas proteções primárias atuam os elementos temporizados dos relés oc21n, oc52n e oc11n. Podemos notar que neste caso a coordenação foi realizada com sucesso. Pois as faltas são identificadas por todos os relés das cadeias a montante e seriam devidamente eliminadas na ocorrência de possíveis falhas a jusante, garantindo a seletividade e rapidez desejadas.

8.7-COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO COM OS RELÉS DE DISTÂNCIA

Serão ajustados primeiramente os relés de distância de fase e em seguida, os de neutro. O relé de fase escolhido para o ajuste foi o SEL 321Mho, limitado as fases do sistema. Para os curtos envolvendo a terra, o escolhido foi o relé SEL 321.

8.7.1-Ajuste dos relés de fase

O relé utilizado será, para faltas localizadas no primeiro quadrante, o SEL 321Mho. Os valores usados por este relé, obtidos de seus TC's e TP's, para o cálculo da impedância aparente são dados pela tabela 23. Para a unidade AB a equação 36 descreve o cálculo realizado para a obtenção da impedância aparente.

Tabela 23 – Dados para impedância aparente

Unidade	Tensão	Corrente
AB	$V_a - V_b$	$I_a - I_b$
BC	$V_b - V_c$	$I_b - I_c$
CA	$V_c - V_a$	$I_c - I_a$

$$Z_{AB} = \frac{V_A - V_B}{I_A - I_B} \quad (36)$$

O ajuste será realizado conforme as etapas descritas anteriormente, limitando-se à zona 2. No caso de sistemas interligado surge a dificuldade da definição desta zona, retaguarda de metade da linha de transmissão a jusante, pois esta é definida agora, não pela impedância de uma única linha a jusante e sim pela associação das impedâncias das linhas de transmissão do sistema e influências de cargas e gerações. Estas influências serão analisadas após o ajuste e verificação da eficácia dos relés.

8.7.1.1-Estudos de curto-circuitos e ajustes dos relés de distância de fase

O estudo para este tipo de relé é realizado da mesma forma que no relé de sobrecorrente, aplicando faltas ao longo das linhas de transmissão do sistema. Porém o resultado obtido são as impedâncias aparentes, ou seja, as impedâncias vistas pelos relés. Antes de iniciarmos convém conhecermos as impedâncias das linhas de

transmissão, cujos valores são dados na tabela 24. O estudo será realizado aplicando-se faltas trifásicas francas ao longo das linhas de transmissão a passos de 1% do comprimento e os resultados para as zonas 1 e 2, assim como os tempos de atuação, são dadas na tabela 25.

Tabela 24 – Impedância da linhas de transmissão

L.T.	Z (Ω)
1	75,37 /84,3
2	150,75 /84,3
3	150,75 /84,3
4	150,75 /84,3
5	50,56 /81,5

Tabela 25 – Impedâncias aparentes das zonas 1 e 2

Relé	Zona 1			Zona 2		
	Z (Ω)	Z _(sec) (Ω)	Tempo de atuação (s)	Z (Ω)	Z _(sec) (Ω)	Tempo de atuação (s)
dr11 ⁹	70,15/83,7°	3,37	0,0	287,02/65,5°	13,78	0,5
dr12	70,15/83,7°	2,69	0,0	85,10/83,5°	3,27	0,5
dr21	140,29/83,7°	5,39	0,0	574,04/65,5°	22,04	0,5
dr22	140,29/83,7°	2,69	0,0	170,2/83,5°	3,27	0,5
dr31 (41)	131,70/84,3°	2,45	0,0	294,40/78,6°	5,65	0,5
dr32 (42) ¹⁰ para faltas na LT2	131,70/83,1°	2,53	0,0	1409,27/166,8°	27,06	0,5
dr32 (42) para faltas na LT1	131,70/83,1°	2,53	0,0	639,40 / 102,6	12,28	0,5
dr51	43,61/81,3°	0,70	0,0	51,32/81,30°	0,82	0,5
dr52	43,61/81,3°	0,70	0,0	146,12/75,60°	2,34	0,5

8. A designação 'dr' antes do número do relé indica que este é um relé de distância de fase (dr – distance relay).

9. As curvas do relé dr32 não serão representadas graficamente devido ao valor extremamente elevado de sua impedância aparente.

8.7.1.2-Resultados

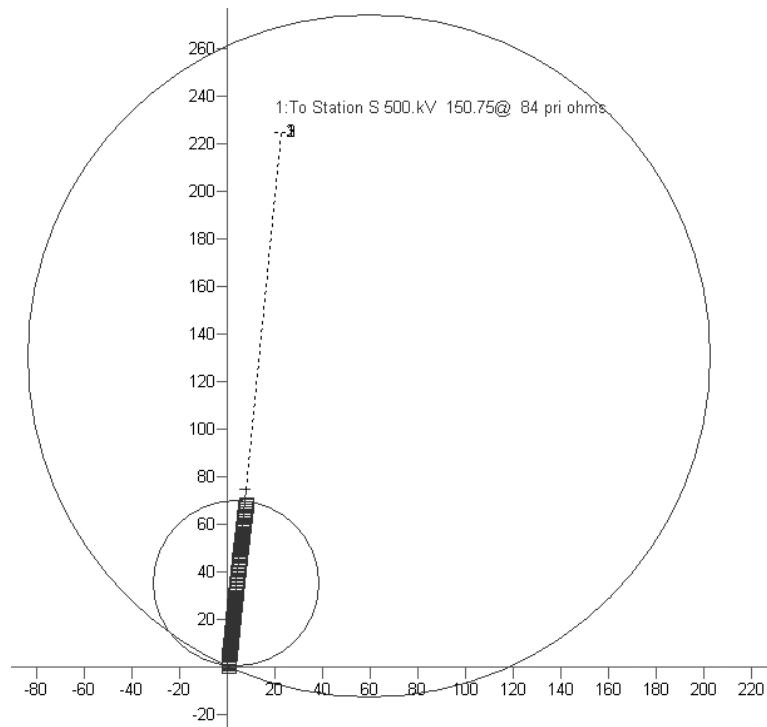


Figura 59 - Falta trifásica na L.T.1 até 85% de seu comprimento - dr11

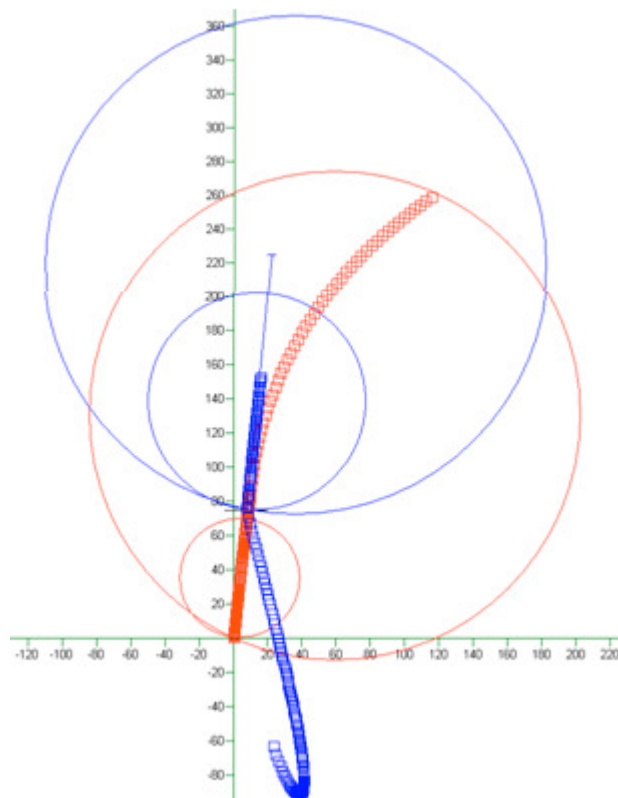


Figura 60 - Faltas trifásicas ao longo de toda a L.T.1 e até 50% da L.T.3 - dr11 e dr31

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr11, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr31.

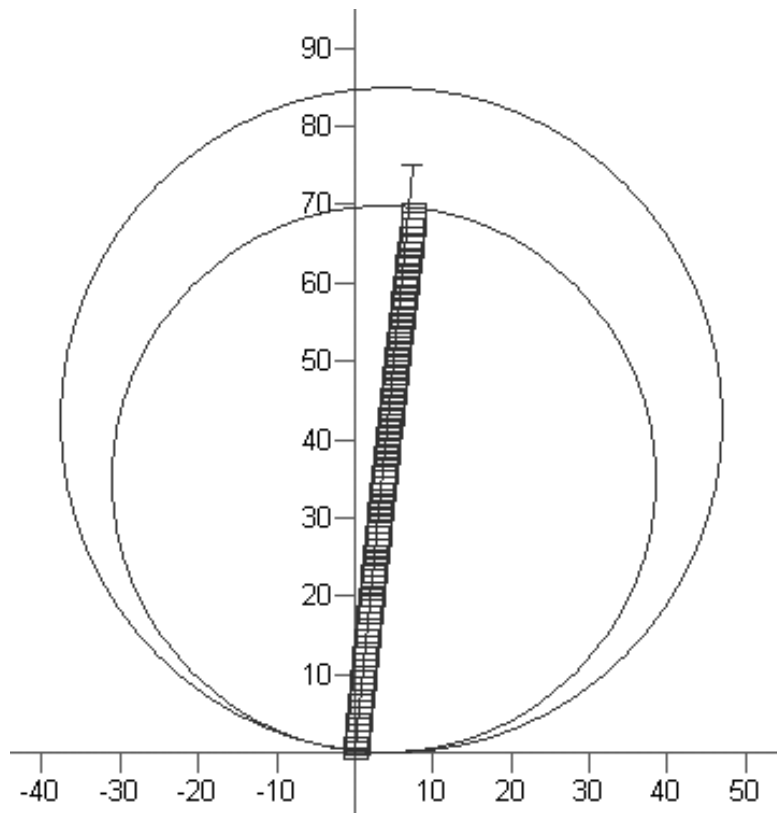


Figura 61 - Faltas na L.T.1 entre 15% e 100% de seu comprimento – dr12

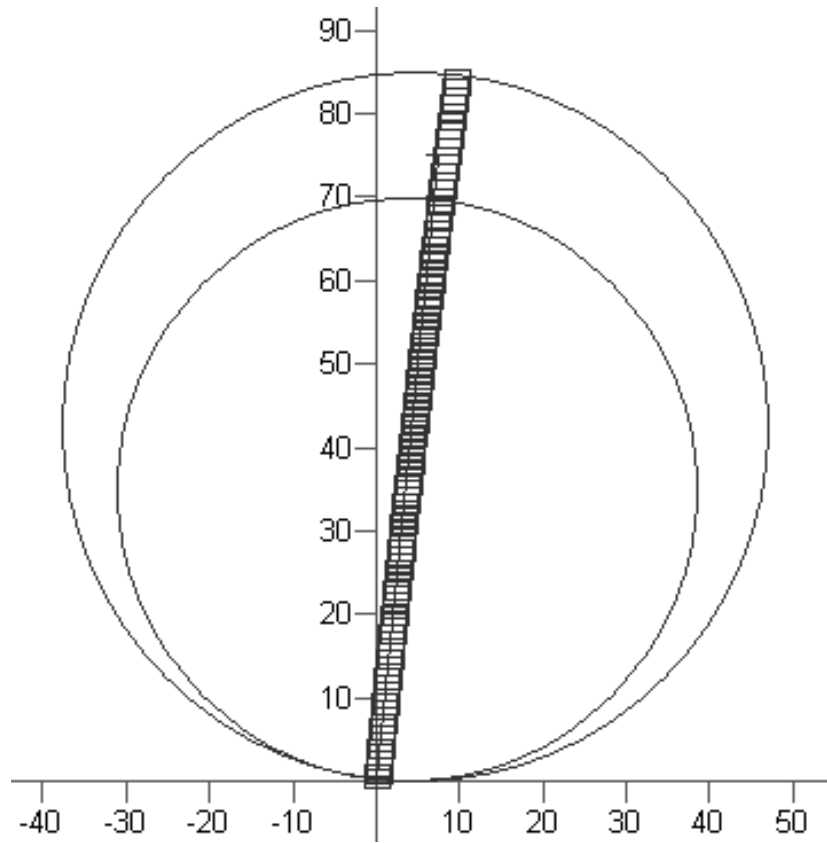


Figura 62 - Faltas ao longo de toda a L.T.1 – dr12

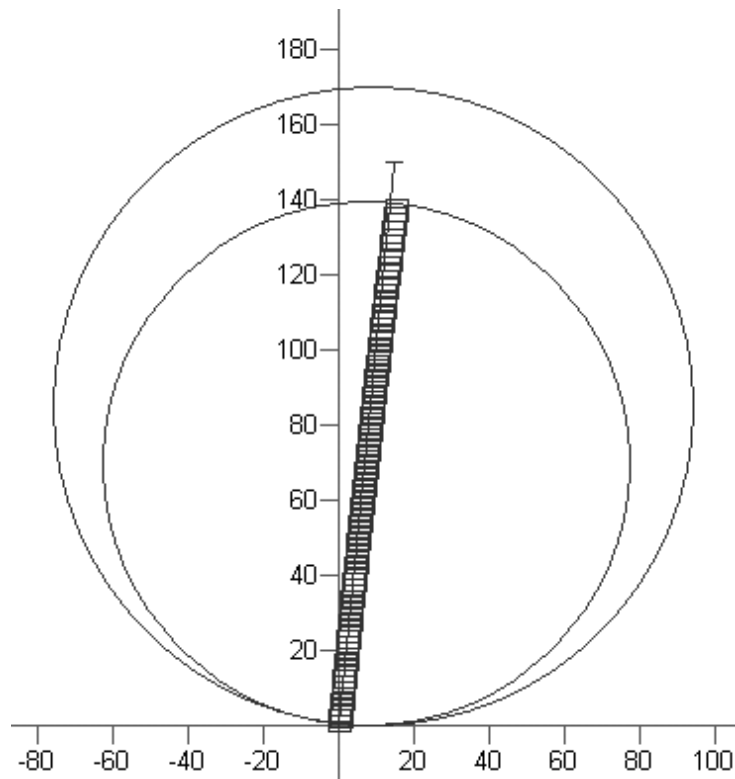


Figura 63 - Faltas na L.T.2 entre 15% e 100% de seu comprimento – dr22

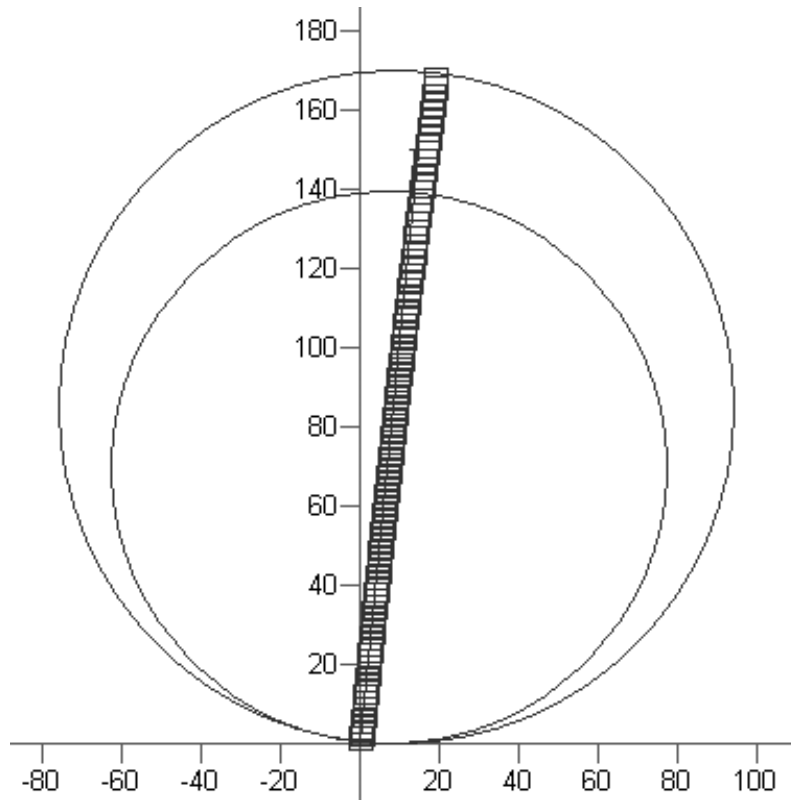


Figura 64 - Faltas ao longo de toda a L.T.2 – dr22

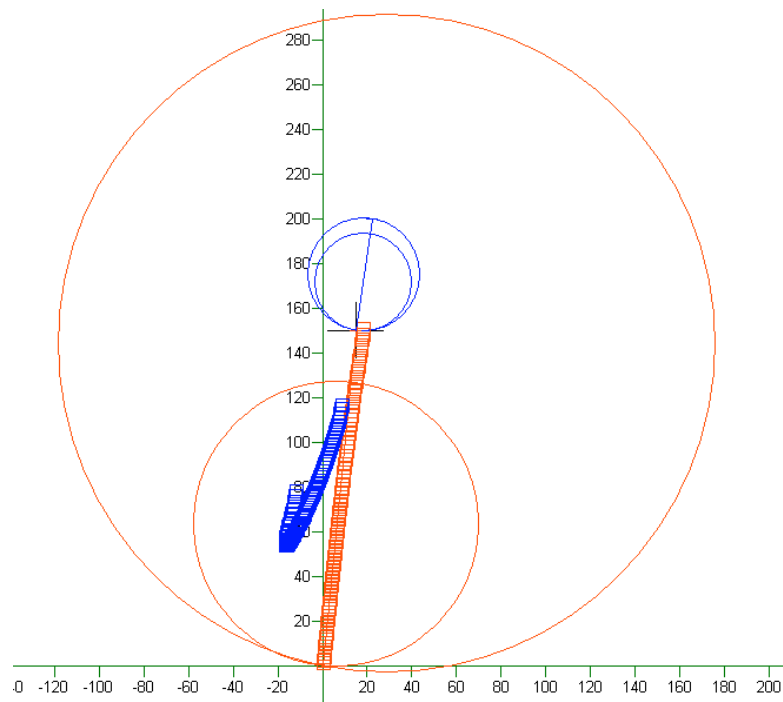


Figura 65 - Faltas na L.T.3 até 85% de seu comprimento – dr31

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr31, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr51.

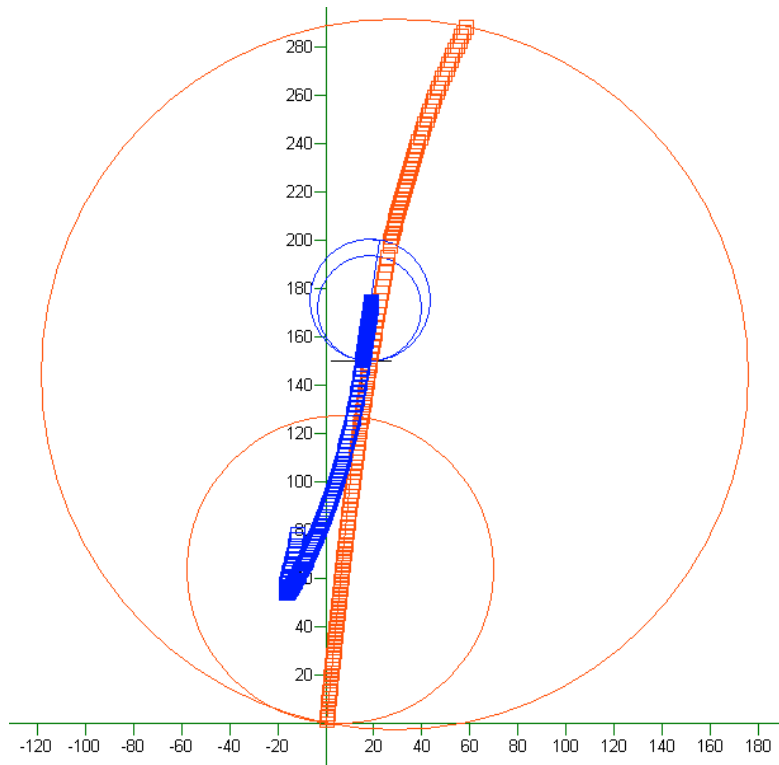


Figura 66 - Faltas ao longo de toda a L.T.3 e até 50% da L.T.5 – dr31

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr31, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr51.

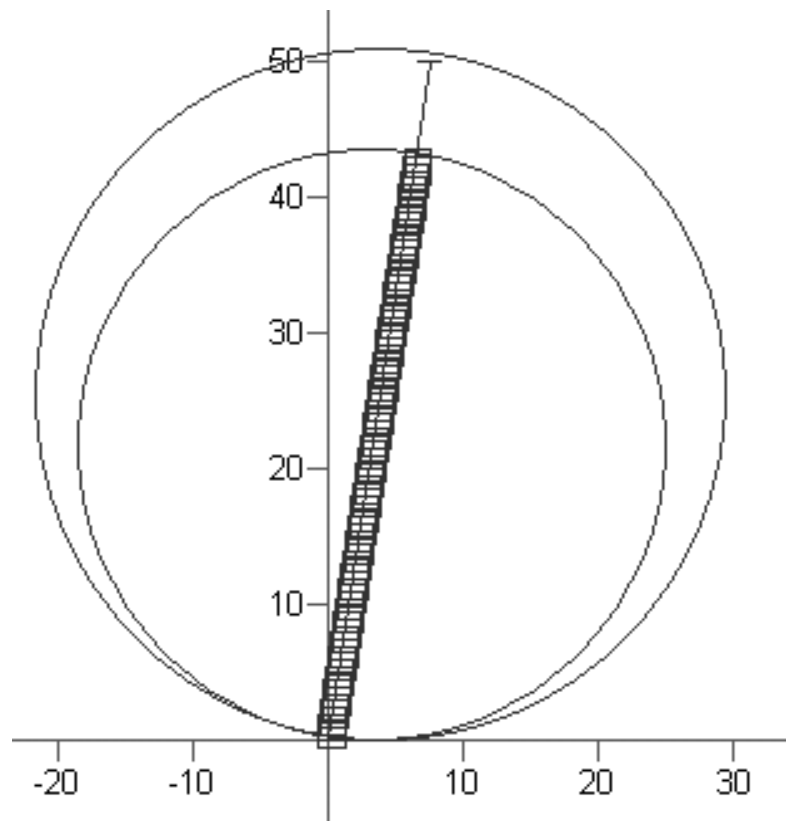


Figura 67 - Faltas na L.T.5 até 85% de seu comprimento – dr51

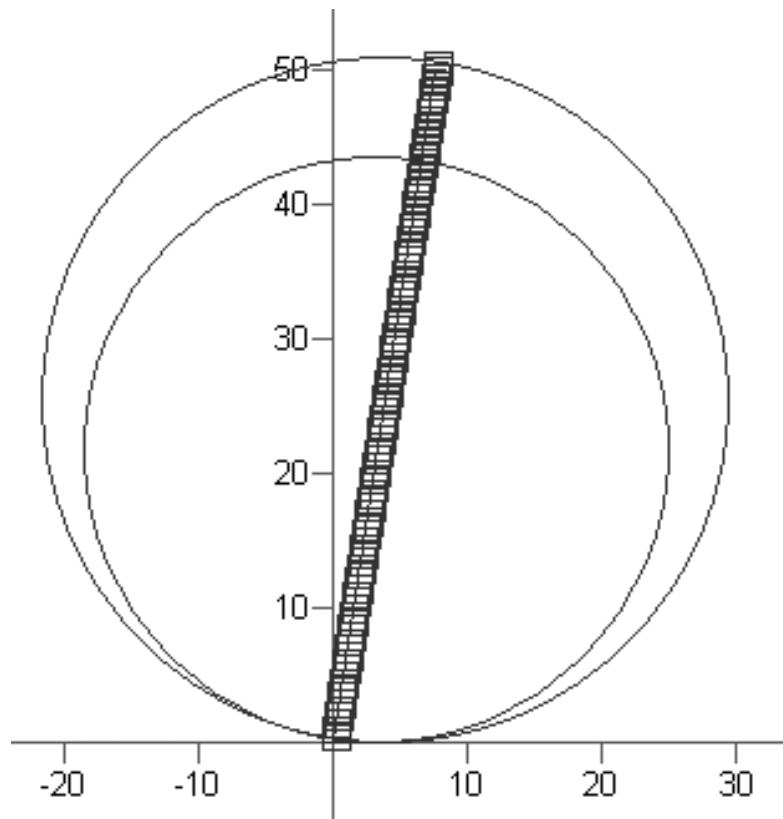


Figura 68 - Faltas ao longo de toda a L.T.5 – dr51

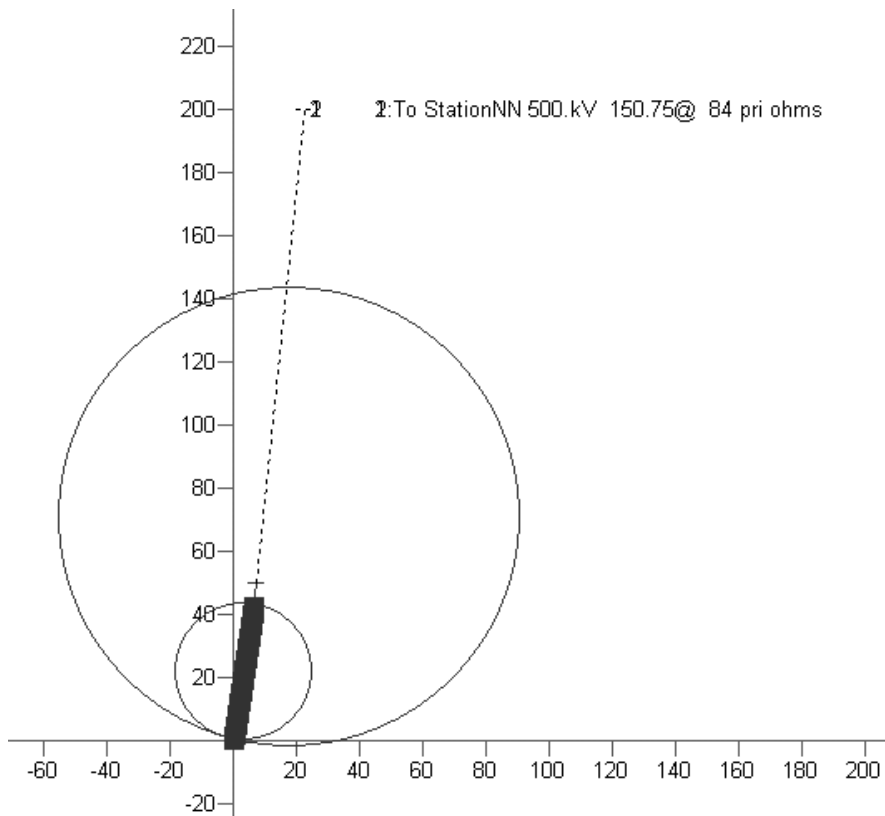


Figura 69 - Faltas na L.T.5 entre 15% e 100% de seu comprimento – dr52

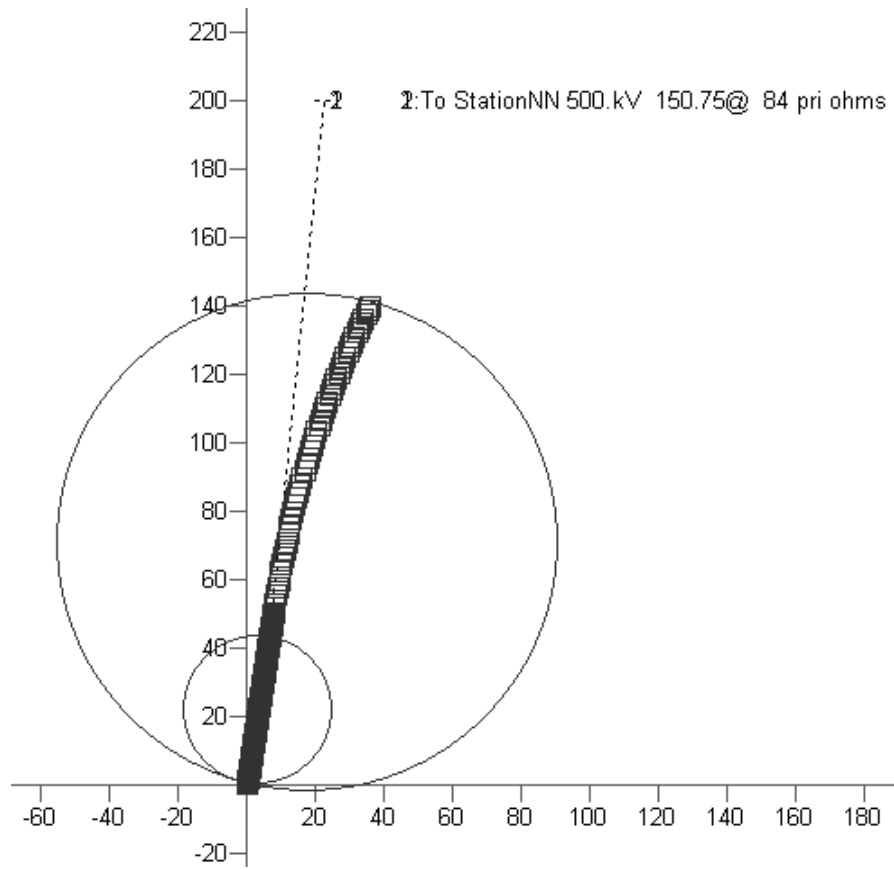


Figura 70 - Faltas ao longo de toda a L.T.5 e entre 50% e 100% da L.T.3 – dr52

8.7.1.3-Análise dos resultados

A partir dos resultados podemos notar que todos os relés atuam de forma satisfatória isolando a linha de transmissão onde ocorreu a falta e protegendo o sistema. Além disso, podemos notar os seguintes fatos:

1. Em alguns casos a impedância aparente no instante da falta é maior que a impedância da própria linha ou muito maior que a impedância da própria linha somadas à linha de transmissão a jusante para faltas nesta última;
2. Para faltas ao longo (até 50% do comprimento) da linha de transmissão a jusante a impedância aparente do relé a montante cresce de forma não linear.

Os fatos descritos serão explicados no próximo item, '*Estudos dos efeitos dos componentes do sistema sobre a impedância aparentes dos relés de distância na ocorrência de faltas*'.

A coordenação da proteção, ou seja, os tempos de atuação dos relés a montante em caso de falhas, pode ser verificada para uma falta aplicada em 50% da L.T.3 (figura 71). Primeiramente atuam de forma instantânea as zonas 1 dos relés dr31 e dr32. Em caso de falha destes, e considerando por hipótese que as proteções isolaram devidamente a geração da barra StationNN, devem atuar as zonas 2 dos relés dr11, dr21 e dr52, em 0,5 segundos, desta forma isolando todas as alimentações das faltas e preservando os elementos do sistema.

A coordenação entre os relés das linhas de transmissão e as proteções dos transformadores podem ser observadas nos casos dos relés dr12, dr22 e dr51. Em caso de falta nos transformadores, junto às linhas, as zonas 2 destes relés identificariam a falta, porém atuariam somente em 0,5 segundos, permitindo que os relés dos transformadores atuem antes e trabalhando como retaguarda em caso de falha.

Vale lembrar que a identificação da distância onde ocorreu a falta será realizada pela zona de proteção atuante, contornando, dessa forma, o problema da impedância aparente não proporcional à distância nos casos de faltas nas linhas a jusante.

Análises semelhantes podem ser realizadas para os demais casos, não cabendo aqui repeti-las dado o grande volume de possibilidades.

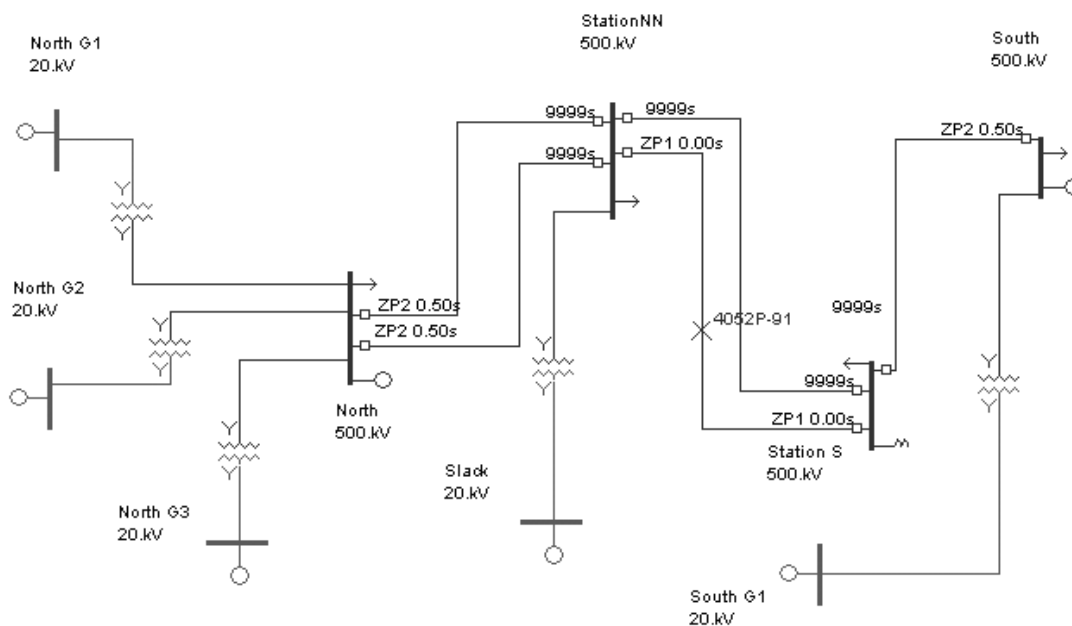


Figura 71 – Tempo de coordenação

8.7.1.3- Estudos dos efeitos dos componentes do sistema sobre a impedância aparentes dos relés de distância na ocorrência de faltas

A partir dos resultados foi possível verificar alguns fatos interessantes que sugeriram um estudo mais aprofundado do sistema. Os estudos foram realizados aplicando-se faltas trifásicas ao longo da L.T.3 e alterando as configurações do sistema. A impedância aparente estudada foi a do relé dr11. Os efeitos podem ser melhor visualizados quando comparados com a curva da figura 72.

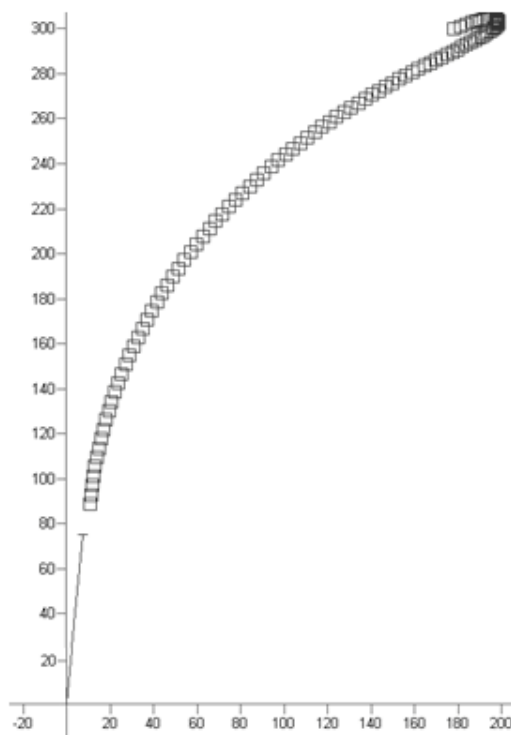


Figura 72 – Efeitos de L.T.'s em paralelo a jusante

8.7.1.3.1-Efeito da capacitância das linhas de transmissão

O aumento na capacitância das linhas de transmissão são diretamente proporcionais ao aumento da impedância aparente, ou mais precisamente, do módulo da impedância. Isto pode acarretar sub-alcance do relé. Por exemplo, uma falta no ponto correspondente a 85% do comprimento da linha de transmissão não será identificada como sendo neste ponto e sim como se tivesse ocorrido além deste ponto. Para contornar este problema o relé deve ter seu alcance aumentado, contanto que não interfira de forma prejudicial em outras zonas do sistema, como os transformadores ou geradores. Isto pode ser melhor observado na figura 62 onde foram aplicadas faltas ao longo de toda a L.T.1 que deve ser integralmente protegida pelo relé dr12.

8.7.1.3.2-Efeito de linhas de transmissão em paralelo a jusante sobre o ajuste da zona 3

Linhas de transmissão em paralelo a jusante, não só reduzem a impedância vista como seria de se esperar, como fazem com que a máxima impedância vista pelo relé a montante ocorra não no final da referida linha e sim por volta de 75% a 85% de seu comprimento. Este fato pode ser melhor visualizado na figura 73, onde há um ‘retorno’ da impedância próxima a curva da zona 3.

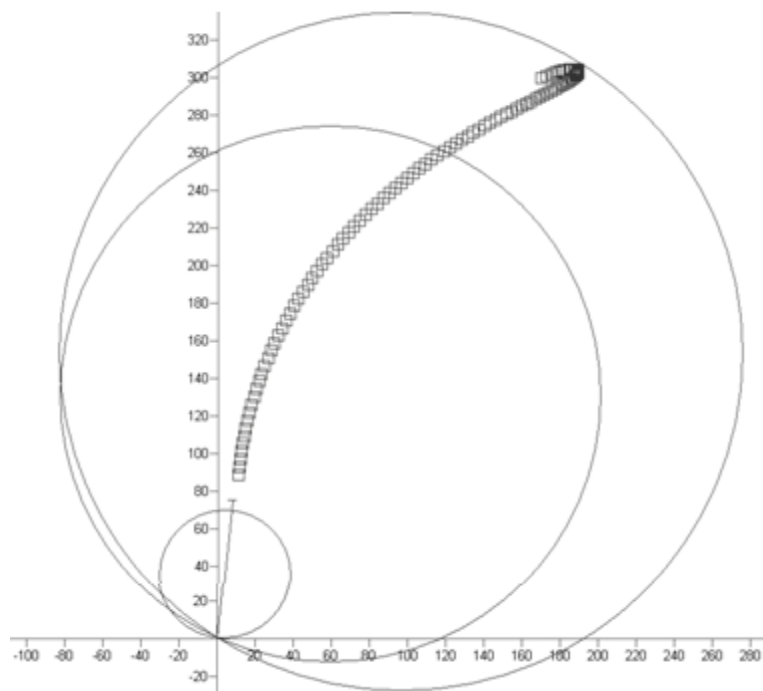


Figura 73 – Zona 3

8.7.1.3.3-Efeito das linhas de transmissão em paralelo com linha onde está o relé de distância

A linha de transmissão em paralelo acarreta o aumento da impedância vista pelo relé para faltas nas linhas a jusante. Isto pode ser verificado comparando as impedâncias aparentes da figura 73 e da figura 74, onde foi retirada a L.T.2 e aplicadas as mesmas faltas na L.T.3.

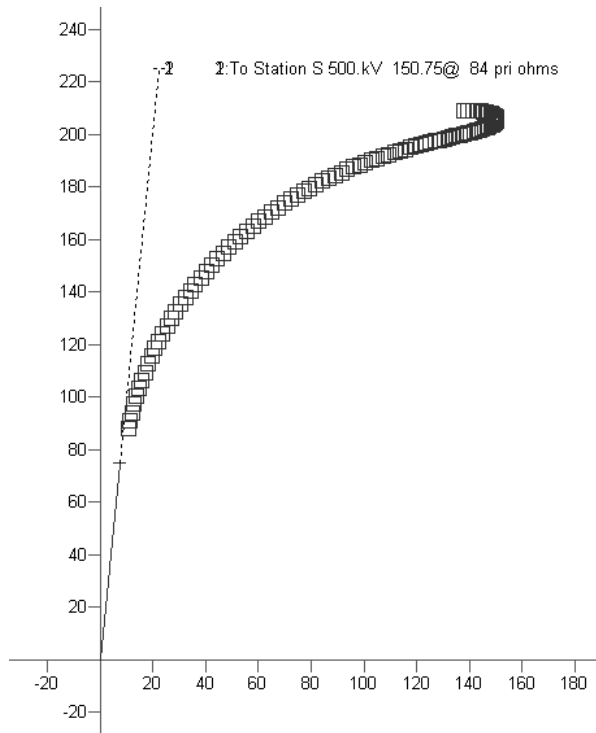


Figura 74 – Efeitos de L.T.'s em paralelo

8.7.1.3.4-Efeito de gerações e cargas intermediárias

O efeito Infeed pode ser verificado na figura 75 onde a geração da barra StationNN foi aumentada de 1000MW para 3000MW, o que ocasionou o deslocamento no sentido negativo do eixo da resistência, além é claro da redução da reatância uma vez que foi modificada apenas a potência ativa, quando comparado com a figura 73.

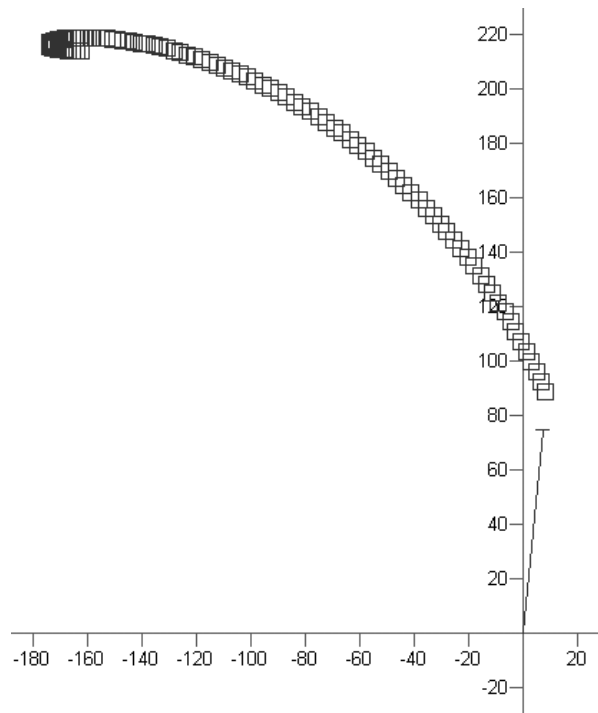


Figura 75 – Efeito Infeed

O efeito Outfeed pode ser verificado na figura 76 onde a carga da barra StationNN foi aumentada de 2000MW para 3000MW, o que ocasionou o deslocamento no sentido positivo do eixo da resistência, além é claro da redução da reatância uma vez que foi modificada apenas a potência ativa, quando comparado com a figura 73.

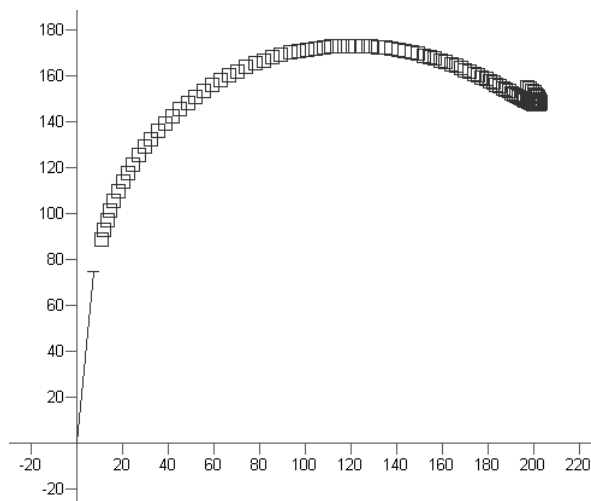


Figura 76 – Efeito Outfeed

8.7.2-Ajuste dos relés de distância de neutro

O relé utilizado será o do tipo SEL321, pois este se mostra bastante adequado a curto para terra. No ajuste do relé de distância de neutro, o objetivo é identificar a falta e acionar somente a proteção da fase onde ocorreu falta, não abrindo as demais fases.

A equação 36 descreve a impedância aparente. O fator K é um fator de compensação de terra e pode ser interpretado como a impedância mútua entre as fases da linha de transmissão (Z_m). “Este fator habilita os elementos do relé de distância de terra a medirem o alcance de sequência positiva” (S. E. ZOCHOLL, 1995). Portanto o fator K será ajustado de forma a igualar a impedância da falta monofásica-terra franca à impedância da linha de transmissão no ponto equivalente a distância da falta.

$$Z_A = \frac{V_A}{I_A + 3KI_0} \quad (36)$$

onde

$$K = Z_m = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \quad (37)$$

onde

Z_A : impedância aparente da fase A;

V_A : tensão fase-neutro na fase A;

I_A : corrente na fase A;

Z_0 : impedância de sequência zero da linha de transmissão;

Z_1 : impedância de sequência positiva da linha de transmissão.

8.7.2.1-Estudos de curto-circuitos e ajustes dos relés de distância de neutro

Assim como no relé de distância de fase, aqui os resultados dos estudos de curto-circuitos e ajustes dos relés serão apresentados simultaneamente. Os valores das impedâncias secundárias em ohm são dadas nas tabela A.12 e A.13. O valor da impedância na forma polar é o fornecido pelo programa One Liner. Este deve ser transformado para a forma retangular para que os dados possam ser inseridos na janela de ajuste dos relés.

8.7.2.2-Resultados

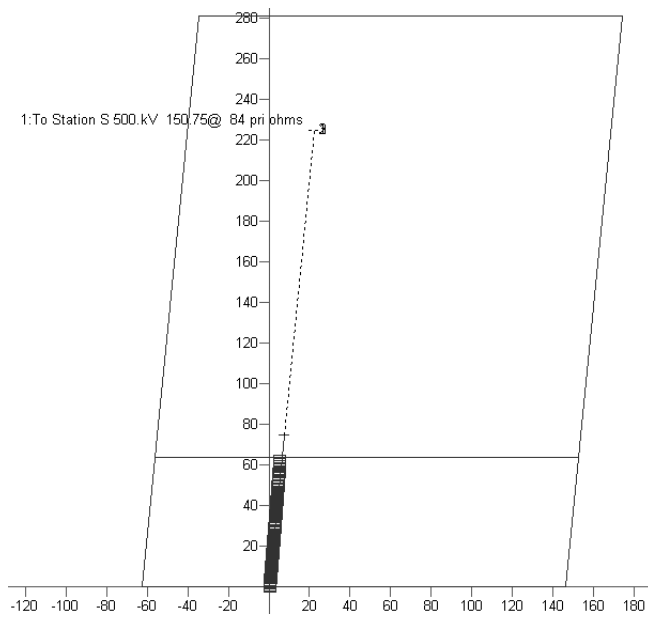


Figura 77 - Faltas monofásicas-terra na L.T.1 até 85% – dr11n

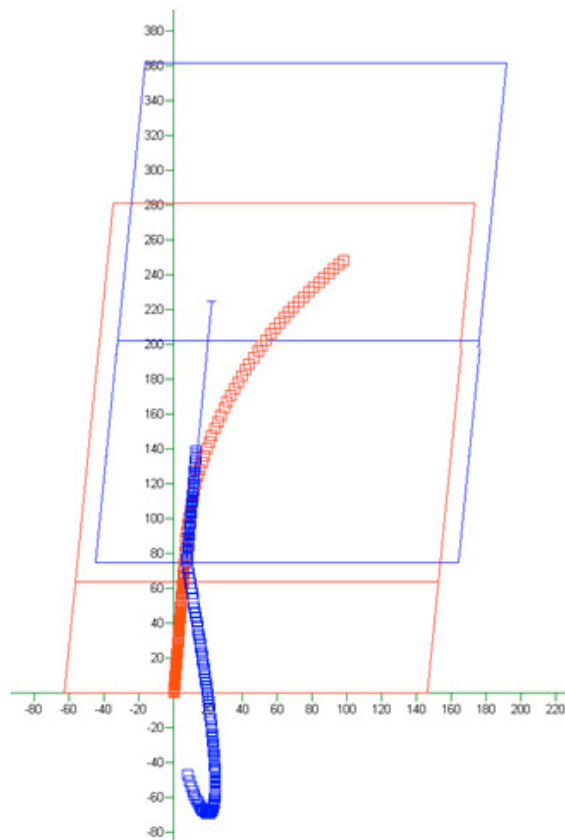


Figura 78 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.1 e até 50% da L.T.3 - dr11n e dr31n

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr11n, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr31n.

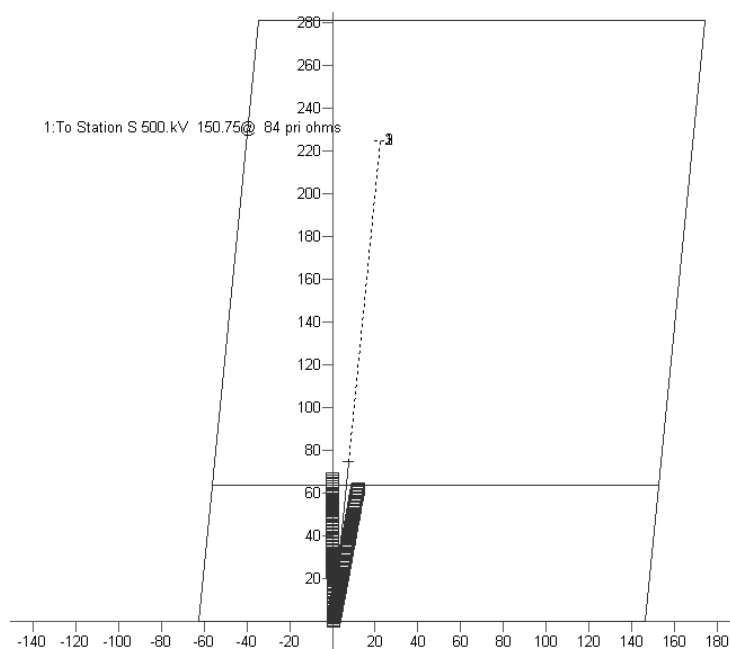


Figura 79 - Faltas bifásicas-terra na L.T.1 até 85% de seu comprimento - dr11n

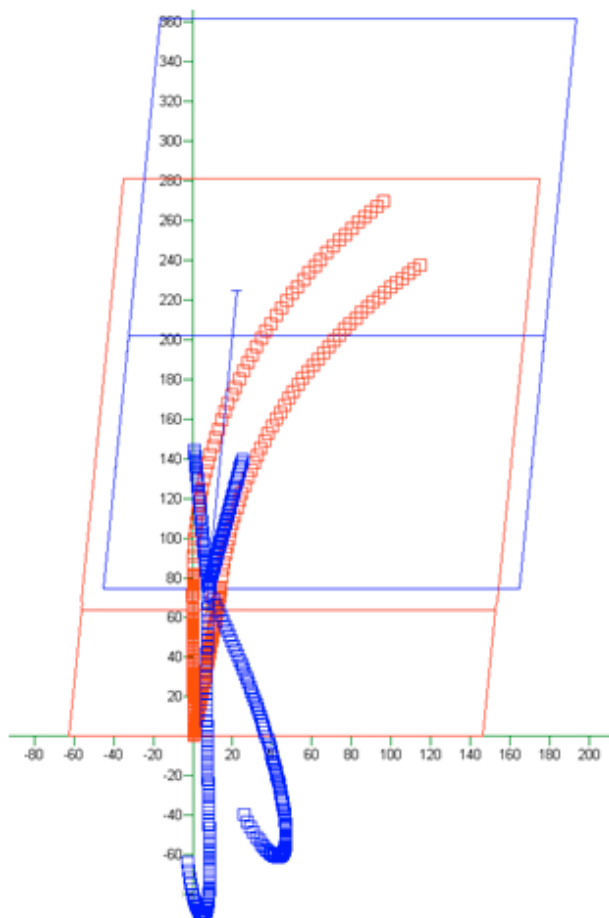


Figura 80 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.1 e até 50% da L.T.3 - dr11n e dr31n

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr11n, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr31n.

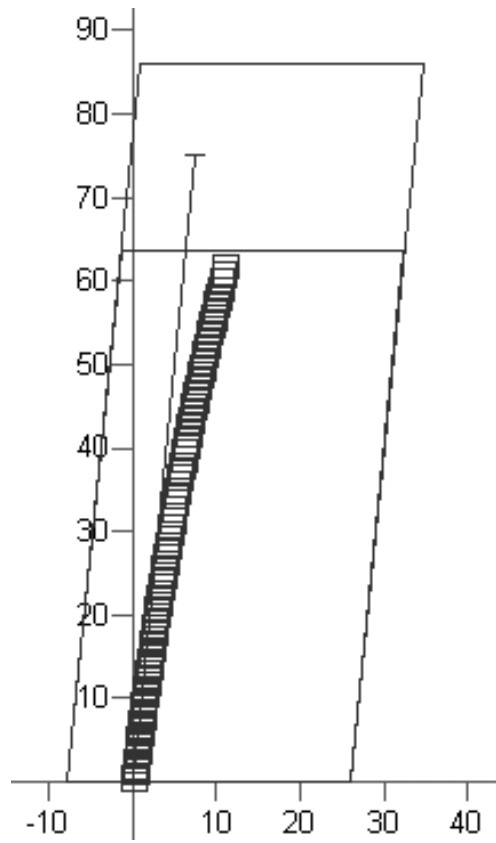


Figura 81 - Faltas monofásicas-terra na L.T.1 entre 15% e 100% - dr12n

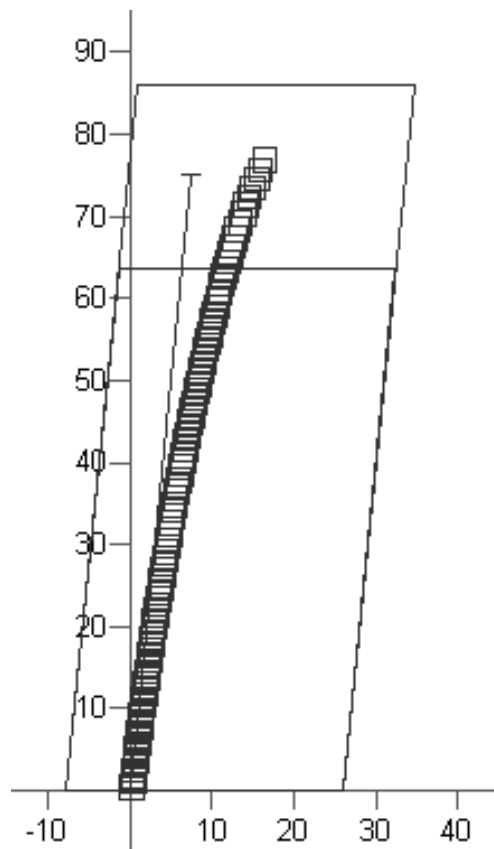


Figura 82 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.1 - dr12n

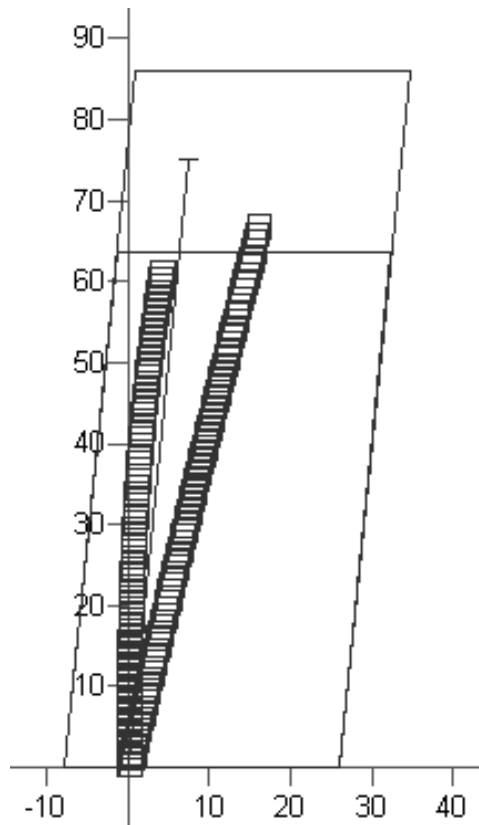


Figura 83 - Faltas bifásicas-terra francas na L.T.1 entre 15% e 100% - dr12n

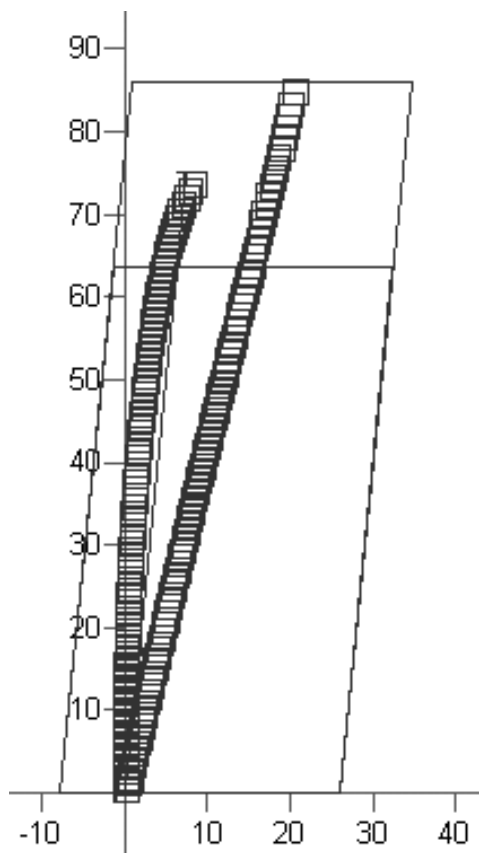


Figura 84 - Faltas bifásicas-terra francas ao longo de toda a L.T.1 - dr12n

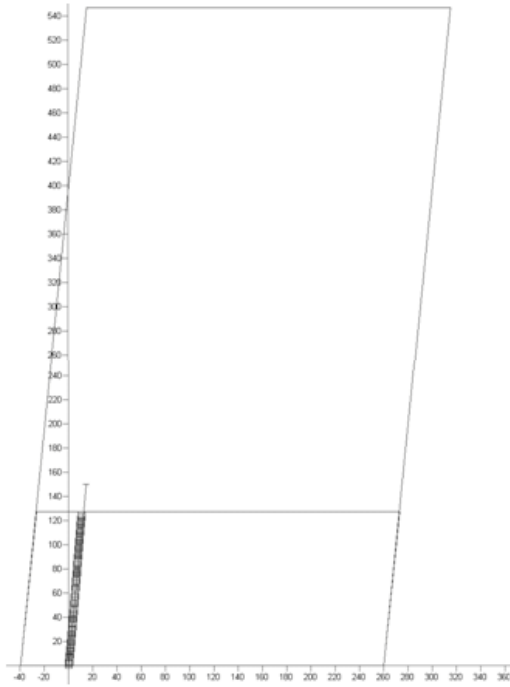


Figura 85 - Faltas monofásicas-terra na L.T.2 até 85% de seu comprimento - dr21n

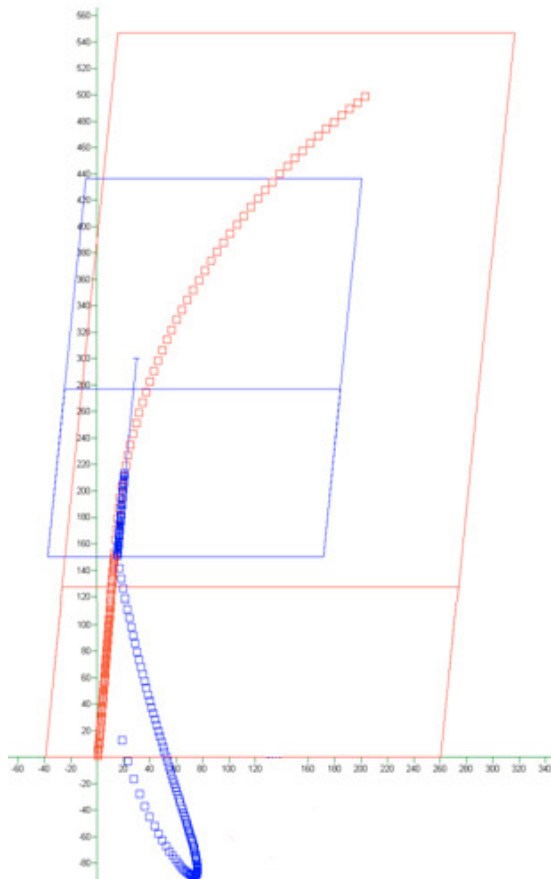


Figura 86 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.2 e até 50% da L.T.3 - dr21n e dr31n

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr21n, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr31n.

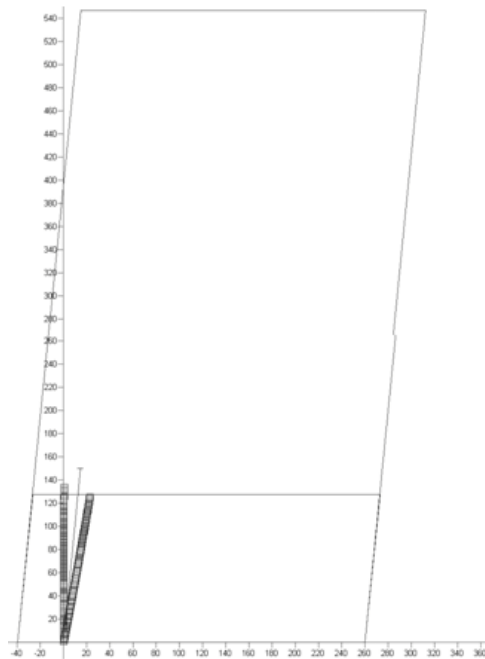


Figura 87 - Faltas bifásicas-terra na L.T.2 até 85% de seu comprimento - dr21n

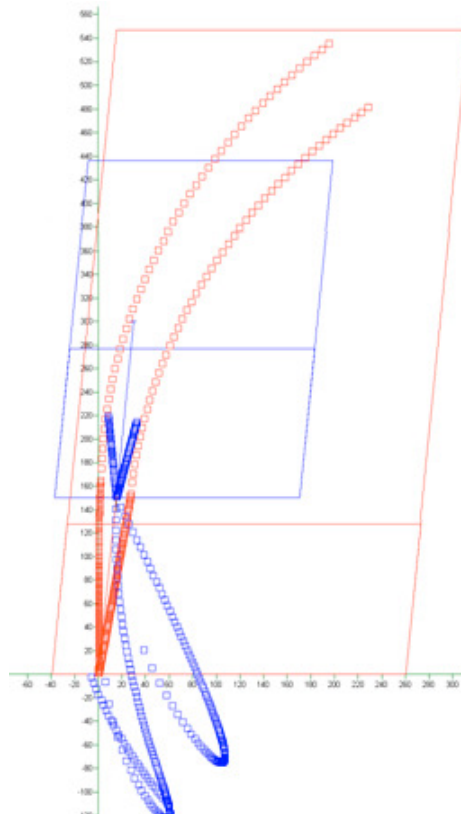


Figura 88 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.2 e até 50% da L.T.3 - dr21n e dr31n

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr21n, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr31n.

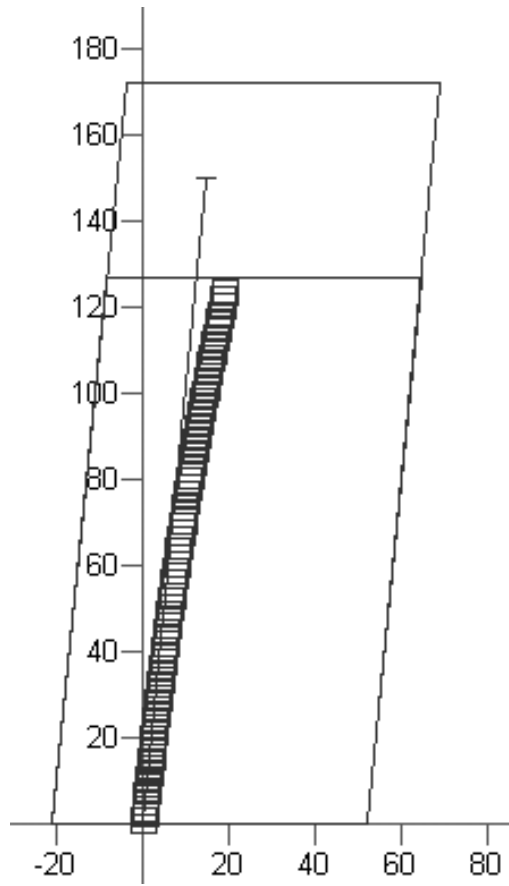


Figura 89 - Faltas monofásicas-terra na L.T.2 entre 15% e 100% - dr22n

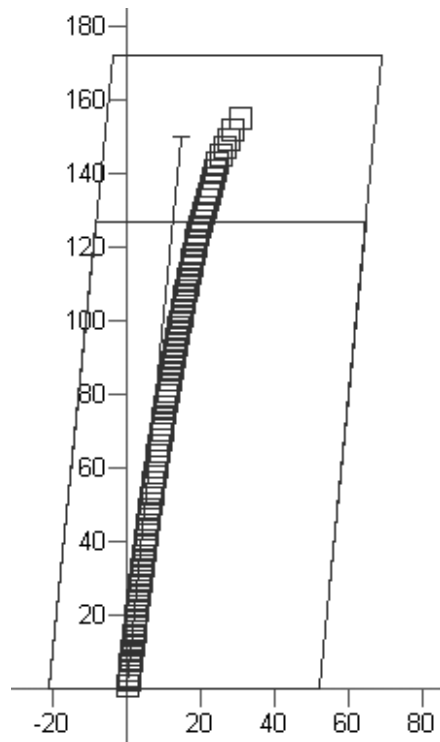


Figura 90 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.2 - dr22n

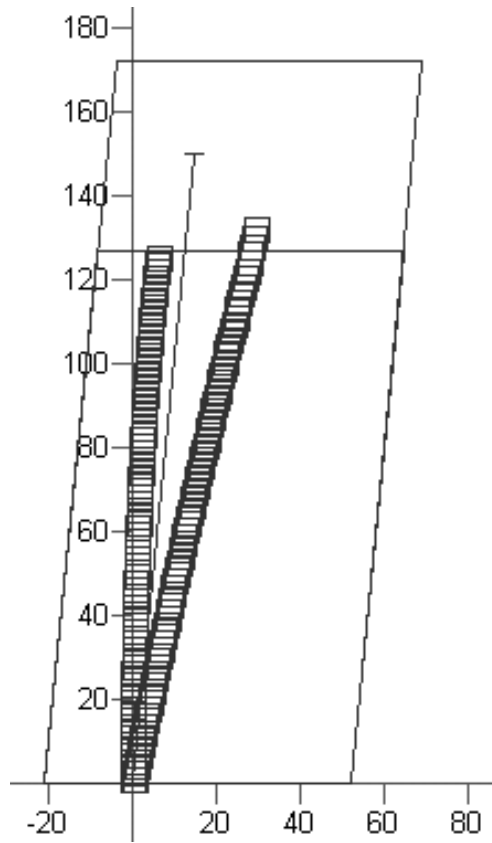


Figura 91 - Faltas bifásicas-terra na L.T.2 entre 15% e 100% - dr22n

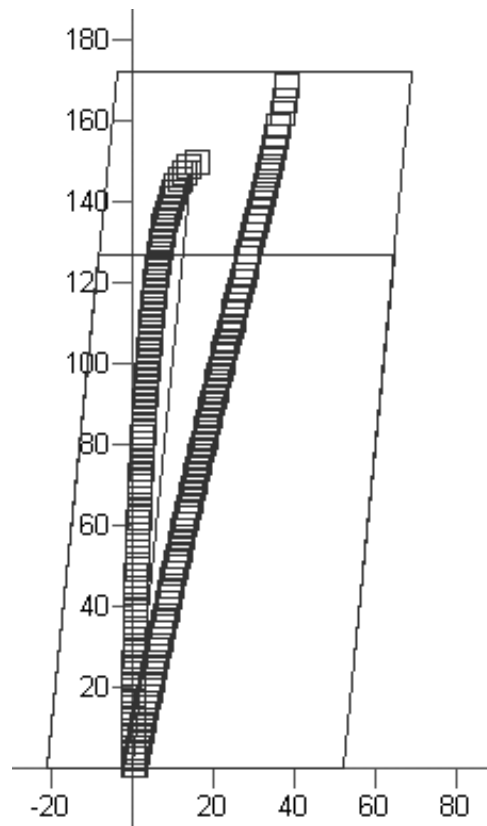


Figura 92 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.2 - dr22n

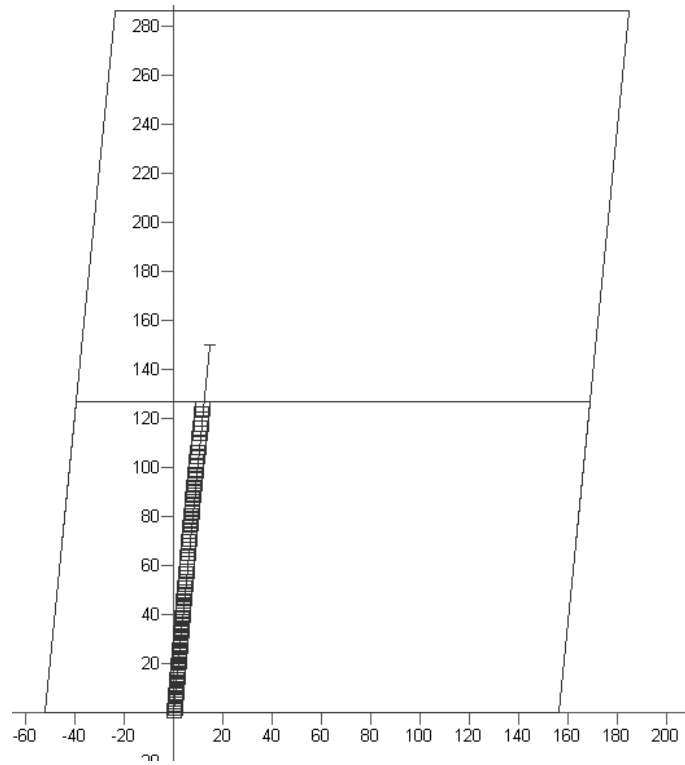


Figura 93 - Faltas monofásicas-terra na L.T.3 até 85% de seu comprimento - dr31n

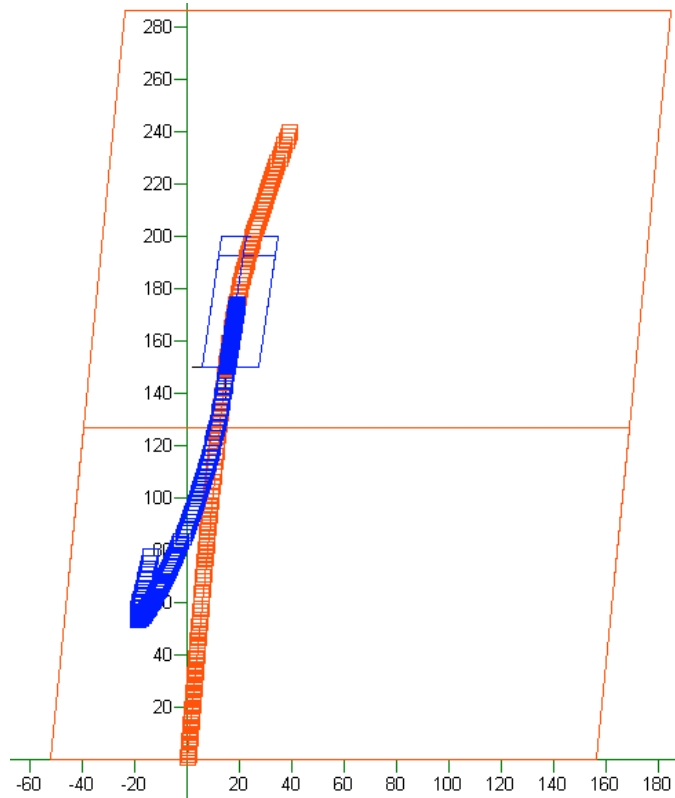


Figura 94 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.3 e até 50% da L.T.5 dr31n e dr51n

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr31n, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr51n.

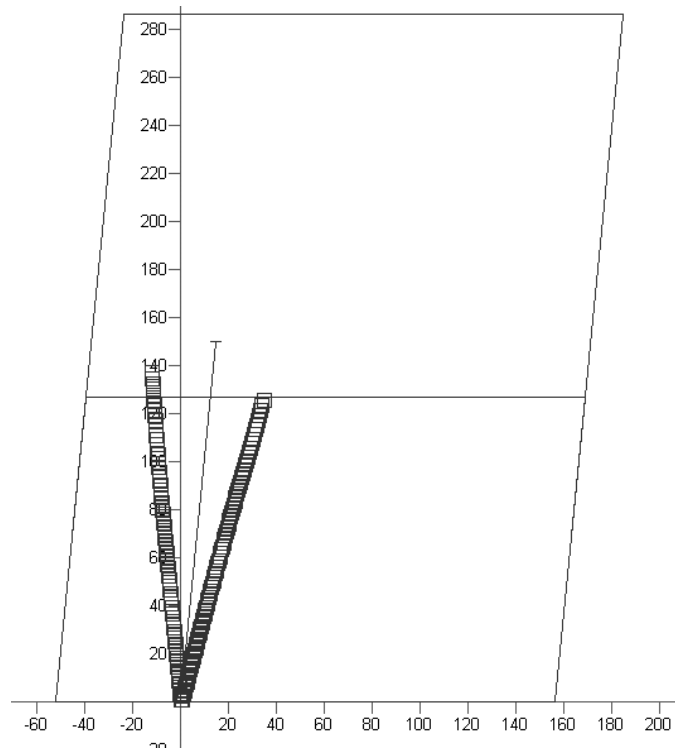


Figura 95 - Falhas bifásicas-terra na L.T.3 até 85% de seu comprimento - dr31n

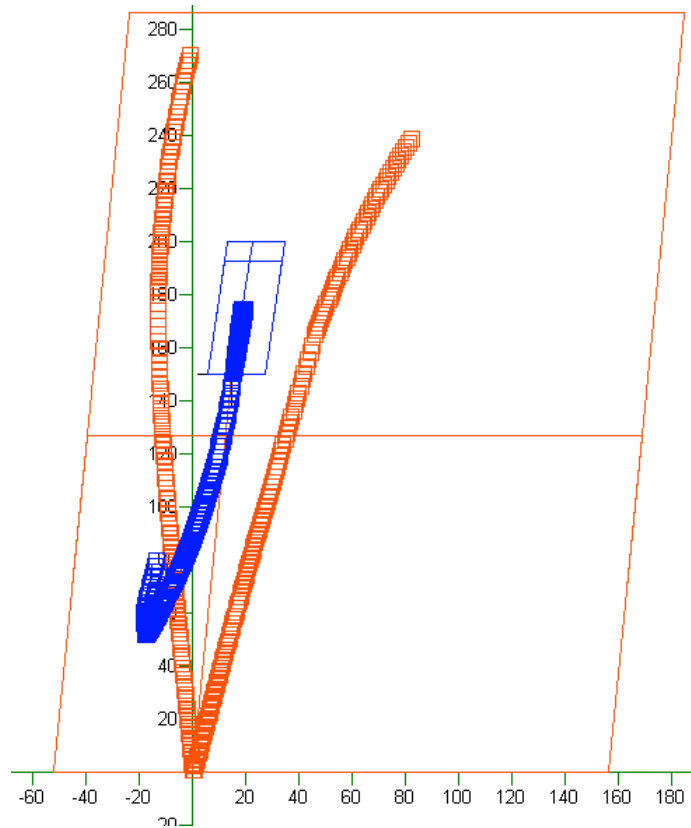


Figura 96 - Falhas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.3 e até 50% da L.T.5 - dr31n e dr51n

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr31n, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr51n.

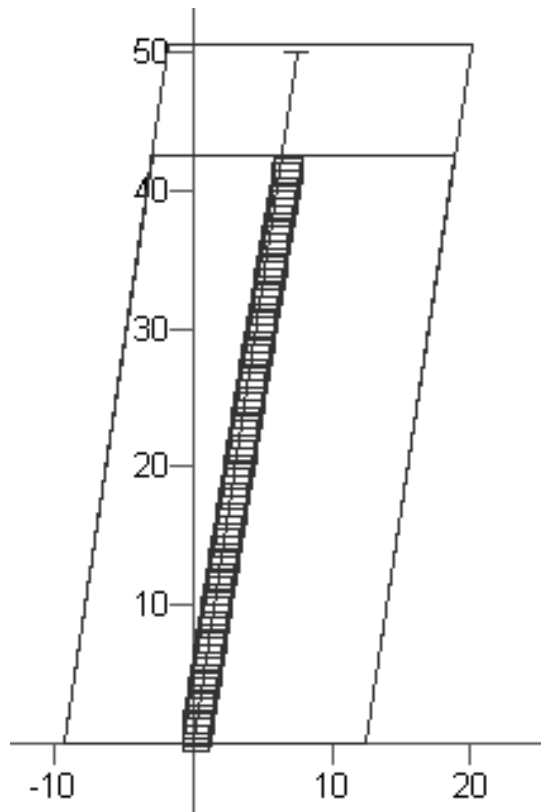


Figura 97 - Faltas monofásicas-terra na L.T.5 até 85% de seu comprimento - dr51n

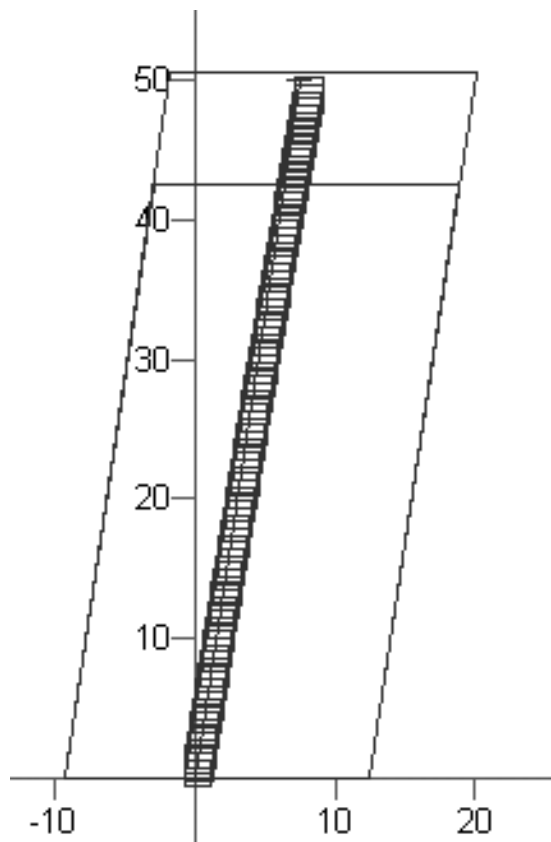


Figura 98 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.5 - dr51n

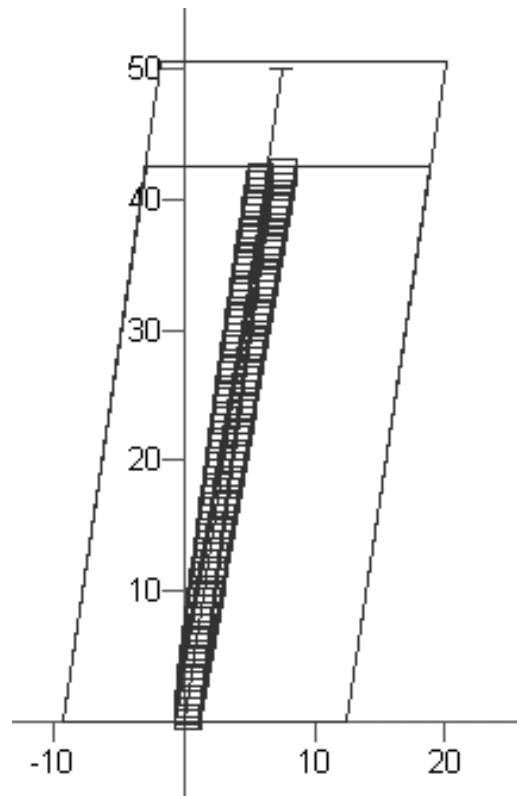


Figura 99 - Faltas bifásicas-terra na L.T.5 até 85% de seu comprimento - dr51n

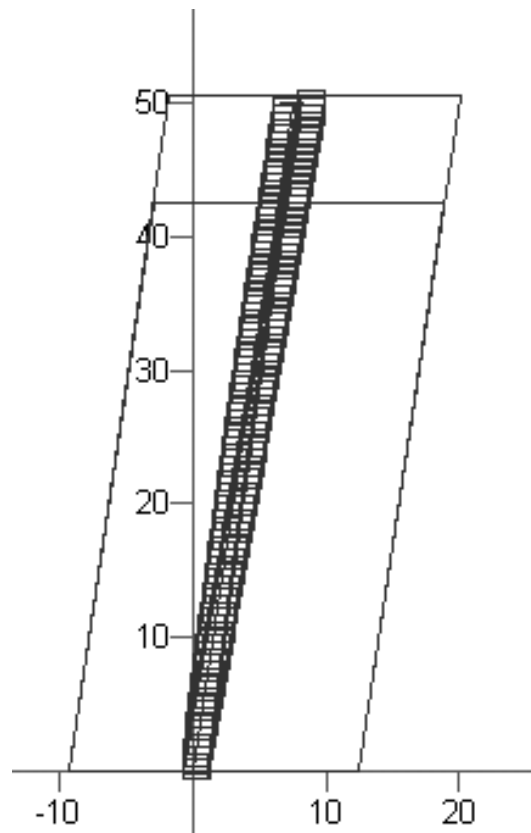


Figura 100 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.5 - dr51n

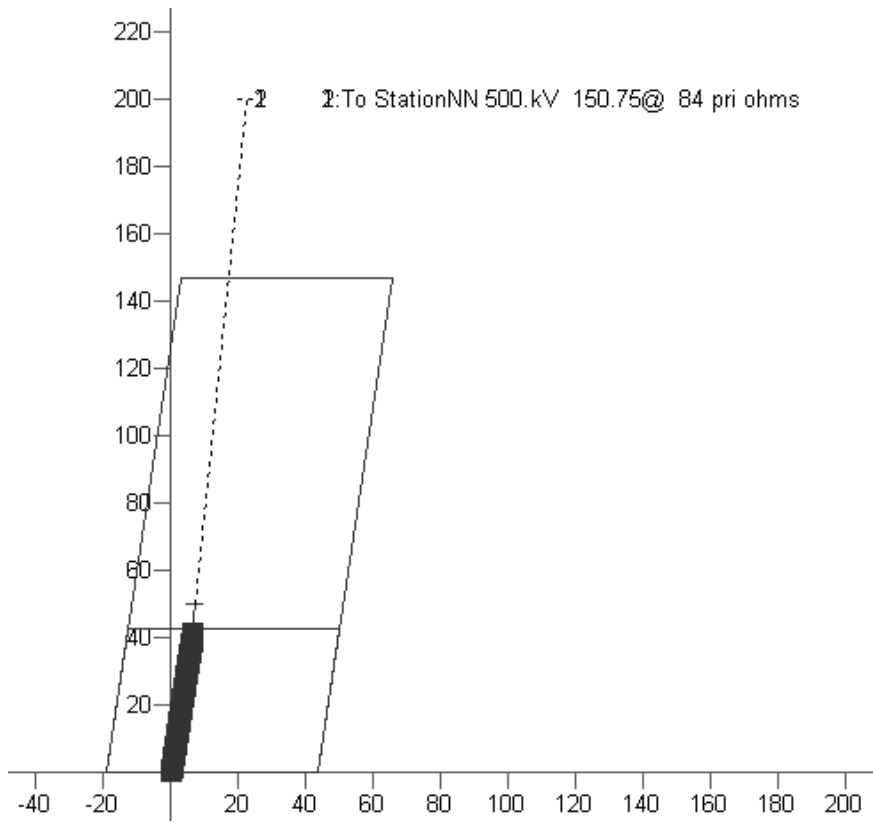


Figura 101 - Faltas monofásicas-terra na L.T.5 entre 15% e 100% - dr52n

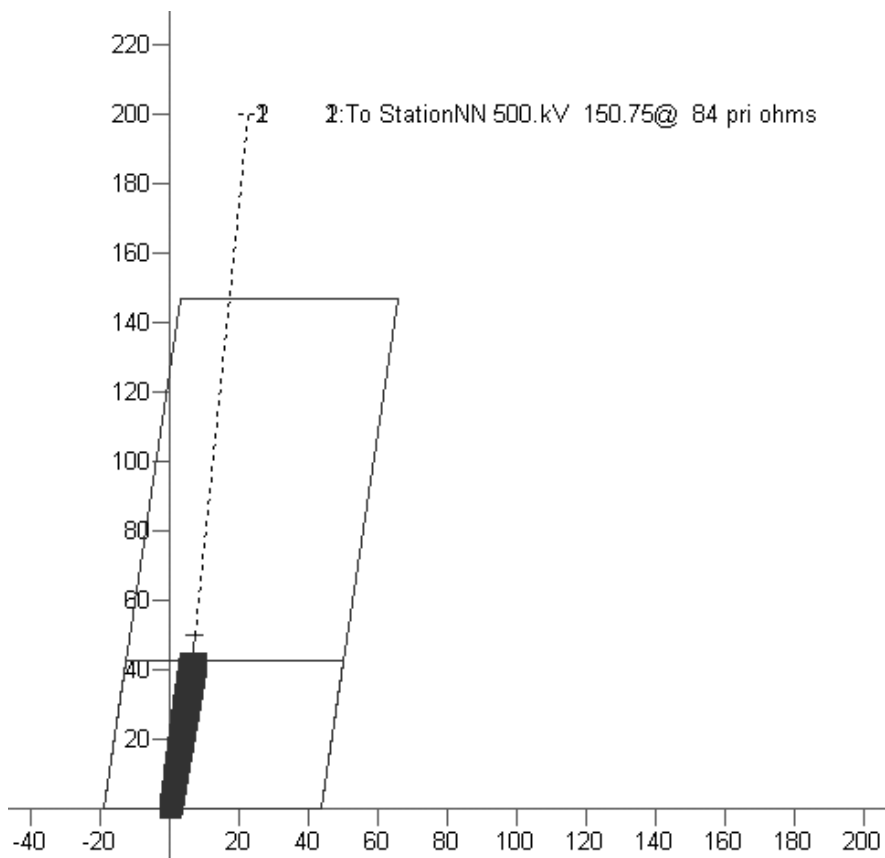


Figura 102 - Faltas monofásicas-terra ao longo de toda a L.T.5 e entre 50% e 100% da L.T.3 - dr52n e dr32n

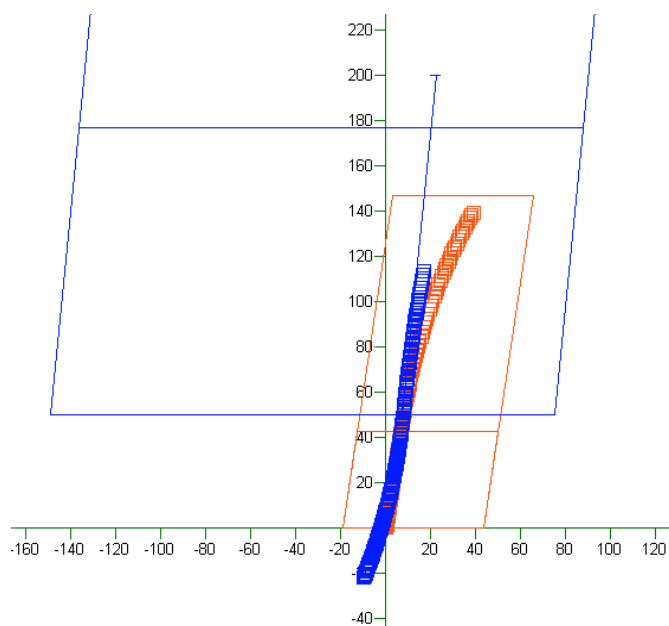


Figura 103¹¹ - Faltas bifásicas-terra na L.T.5 entre 15% e 100% - dr52n

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr52n, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr32n.

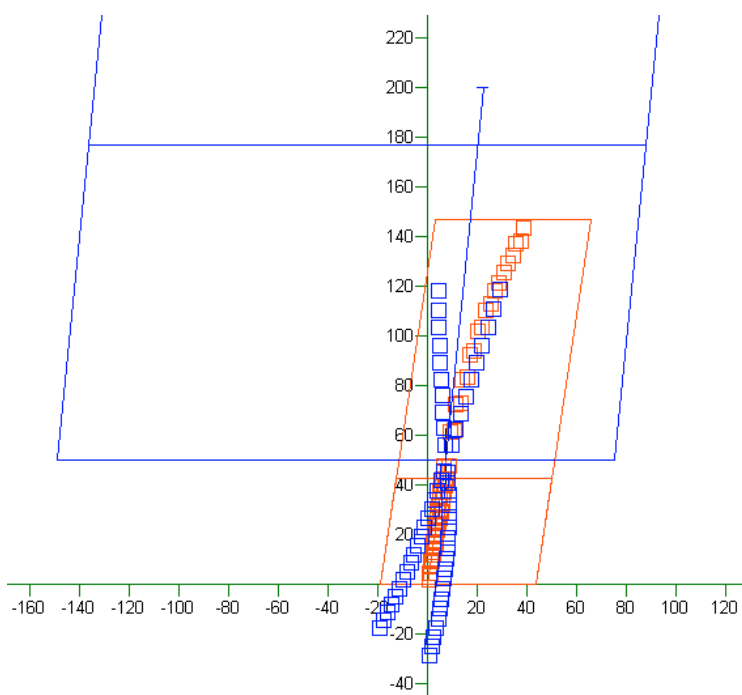


Figura 104 - Faltas bifásicas-terra ao longo de toda a L.T.5 e entre 50% e 100% da L.T.3 - dr52n e dr32n

Em vermelho as faltas vistas pelo relé dr52n, em azul as mesmas faltas vistas pelo relé dr32n.

11. A curva do relé dr32n não foi representada completamente pois sua impedância cresce de forma muito acentuada não cabendo no espaço do gráfico.

8.7.2.2-Análise dos resultados

Podemos observar que todos os relés atuaram devidamente para faltas monofásicas-terra e bifásicas-terra dentro dos trechos protegidos, seja na zona 1 ou na zona 2. Com isso verifica-se o sucesso dos ajustes.

Além disso, podemos verificar também alguns efeitos semelhantes aos observados nos relés de distância de fase, como o aumento da impedância aparente durante as faltas, especialmente nos trechos pertencentes às zonas 2 nas linhas a jusante.

Resta verificarmos a coordenação da proteção. Como no caso do relé de fase, foi aplicada uma falta monofásica-terra no ponto correspondente a 50% do comprimento da L.T.3. O resultado, mostrado na figura 105, foi a atuação instantânea das zonas 1 dos relés dr31n e dr32n. Em caso de falha destas proteções atuariam em 0,5 segundos os relés dr11n, dr21n e dr52n, isolando através das proteções das linhas de transmissão todas as alimentações das faltas.

Análise semelhante pode ser feita a partir das figuras 106 e 75, onde a falta monofásica-terra foi aplicada no ponto correspondente a 10% do comprimento da L.T.3. Atua primeiramente, de forma instantânea, a zona 1 do relé dr31n. Em caso de falha atuaria em 0,5 segundo as proteções dos relés dr11n e dr21n, pois a falta ocorreu dentro das zonas 2 destes relés de neutro, como pode ser verificado na figura 75.

Análises semelhantes podem ser realizadas para os demais casos, não cabendo aqui repeti-las dado o grande volume de possibilidades.

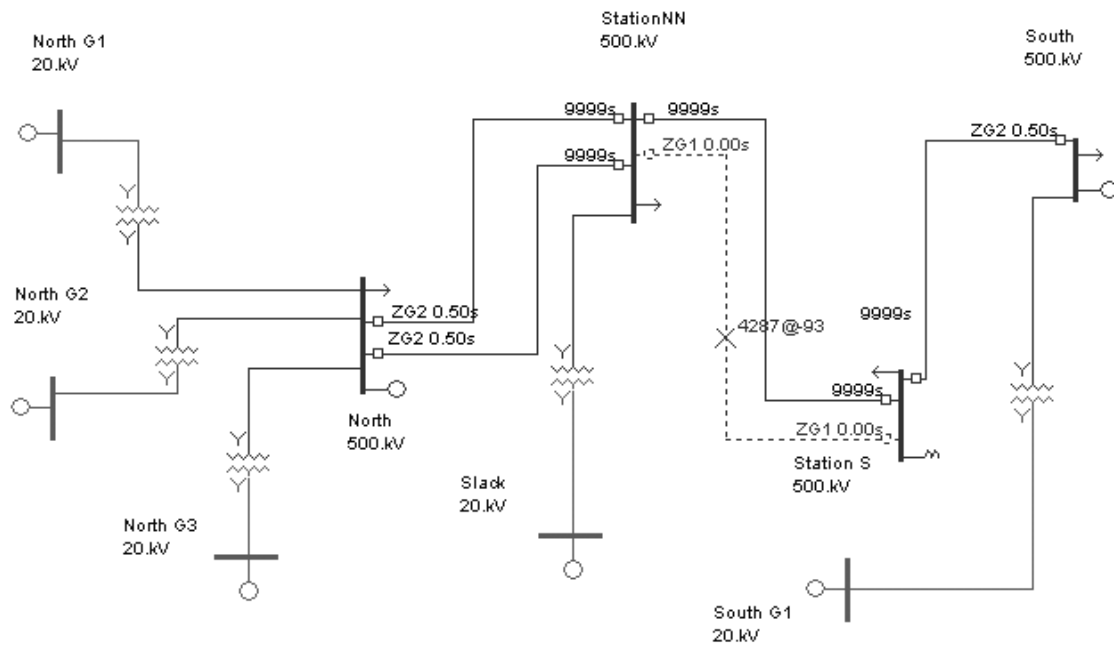


Figura 105 – Coordenação no tempo – falta bifásica-terra 50% L.T.3

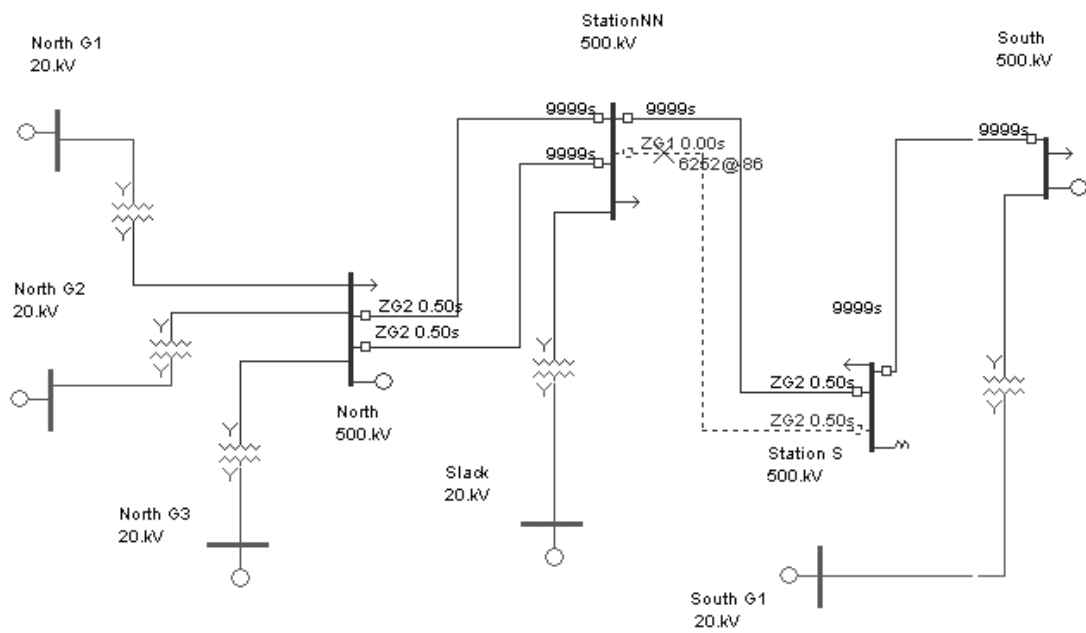


Figura 106 - Coordenação no tempo – falta bifásica-terra 10% L.T.3

CAPÍTULO 9: CONCLUSÃO

O uso de programas computacionais para a simulação das faltas é fundamental, uma vez que não é possível a construção de modelos em escala reduzida ou ensaios no próprio sistema de potência. A ferramenta One Liner da 'ASPEN' se mostrou bastante útil, por sua simplicidade e pela grande quantidade de informação sobre relés existentes no mercado.

Neste trabalho pudemos verificar os princípios de como realizar a proteção de um sistema de potência interligado. Foram analisados dois tipos de proteção, sobrecorrente e distância, e verificadas suas vantagens e limitações. Ambas se mostraram insuficientes para proteção de um sistema de 500kV. Para obter a proteção desejada sugere-se então utilizar outros meios, como por exemplo teleproteção. Portanto, o objetivo inicial foi alcançado com sucesso, abrindo portas para novos estudos e facilitando a compreensão do programa One Liner para alunos da graduação que possam vir a utilizá-lo.

Para novos estudos sugiro o aprofundamento nos conceitos de Infeed e Outfeed e seus efeitos no ajuste da proteção, por conta da tendência de aumento da malha elétrica. Sugiro também o estudo dos efeitos causados por linhas de transmissão em paralelo, faltas durante a ocorrência de contingências e em situações de alerta e emergência. Situações mais complexas como, por exemplo, sequências de faltas e o desligamento sequencial de elementos do sistema de potência também são interessantes para análise. São diversas as possibilidades para uso do laboratório de proteção de sistemas elétricos, que possui grande potencial para o ensino e para produção de conhecimento para uso prático nos sistemas de potência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

COURY, Denis Vinicius, 2010, *SEL 354 – Proteção em Sistemas Eletroenergéticos*, em www.selinc.com.br acessado em agosto de 2010.

KINDERMANN, Geraldo, 1999, *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, 1v. 1 ed. Florianópolis. Do autor.

KINDERMANN, Geraldo, 2006, *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, 2v. 1 ed. Florianópolis. Do autor.

MANZONI, Alessandro, 2009, *Notas de Aula de Análise de Defeitos em Sistema de Potência*.

NEMÉSIO DE SOUZA, J., 1998, *Apostila de Equipamentos Elétricos – DEE – UFRJ*.

OLIVEIRA, Sebastião, 2009, *Notas de aula de Proteção de Sistemas Elétricos*.

ROBBA, Ernesto J., 2000, *Introdução a Sistemas Elétricos de Potência – Componentes Simétricas*. 2 ed. São Paulo, Edgar Blücher.

S. E. ZOCHOLL, 1995 “Análise de circuitos trifásicos e o misterioso fator K_0 ”. In: *22nd Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane, Washington, Outubro.

ANEXO 1: DADOS DO SISTEMA E DAS SIMULAÇÕES

A.1-Dados do sistema

A configuração do sistema é uma das disponíveis para estudos no programa One Liner. Consiste em um sistema de potência de extra-alta tensão (500 kV) formado por cinco linhas de transmissão, seis geradores; cinco transformadores elevadores, quatro barras, quatro cargas, um compensador síncrono e um reator shunt. Os dados do sistema são mostrados nas tabelas numeradas de A1 a A8.

Tabela A1: Bases do sistema.

	Base
N	100 MVA
V	500 kV
I	115,5 A
Z	2500 Ω

Tabela A2: dados dos geradores do sistema.

Gerador	V (kV)	P (MW)	Q (MVAR)	X (p.u.)	X ₀ (p.u.)
North G1	20	1050	0	0.1	0.1
North G2	20	1050	0	0.1	0.1
North G3	20	1050	0	0.1	0.1
Slack	20	967	0	0.1	0.1
South G1	20	1000	0	0.1	0.1
South	500	1390	0	0.1	0.1

Tabela A3: dados das cargas do sistema.

Carga	P (MW)	Q (MVAR)
North	1440	0
Station NN	2000	700
Station S	1000	300
South	2000	700

Tabela A4: dados dos transformadores do sistema.

Transformador	N ₁ :N ₂ (kV)	Ligação	R (p.u.)	X, X ₀ (p.u.)
North G1	25:500	Y-Y Solidamente aterrado	0	0,006
North G2	25:500		0	0,006
North G3	25:500		0	0,006
Slack	25:500		0	0,004
South	25:500		0	0,004

Tabela A5: dados das linhas de transmissão do sistema.

Linha de transmissão	Z (ohm)	R, R ₀ (p.u.)	X, X ₀ (p.u.)	B1 (p.u.)	B2 (p.u.)
LT1	75,37	0,003	0,03	4	4
LT2	150,75	0,006	0,06	2	2
LT3	150,75	0,006	0,06	4	4
LT4	150,75	0,006	0,06	4	4
LT5	50,56	0,003	0,02	1	1

Tabela A6: dados do compensador síncrono do sistema

Compensador síncrono	V (kV)	P (MW)	Q (MVAR)	X (p.u.)	X ₀ (p.u.)
North	500	0	0	0.1	0.1

Tabela A7: dados do reator shunt do sistema.

Reator shunt	G, G ₀ (p.u.)	B, B ₀ (p.u.)
StationS	0	-4

Tabela A8: dados das cargas do sistema.

Barras	V (kV)
North	500
Station NN	500
Station S	500
South	500
North G1	20
North G2	20
North G3	20
Slack	20
South G1	20

O compensador síncrono atua sem limites de geração e atende o sistema conforme suas necessidades, regulando a tensão em 1,05 p.u. na barra North. As linhas de transmissão 1 e 2, apesar de estarem conectadas em paralelo, possuem impedâncias diferentes, o que não é usual em sistema reais. As cargas são modeladas com potência constante.

A.2-Dados do estudo de fluxo de potência

Tabela A9: Resultado do fluxo de potência, P e Q nos elementos do sistema.

Elemento	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
Geradores				
North G1	-1050	-30		
North G2	-1050	-30		
North G3	-1050	-30		
Slack	-968	352		
South G1	-1000	-553		
South	-1390	+38,3		
Transformadores				
	Lado de baixa tensão		Lado de alta tensão	
North G1	+1500	+30	-1050	+29,7
North G2	+1500	+30	1050	+29,7
North G3	+1500	+30	1050	+29,7
Slack	+968	-352	-968	+390
South G1	+1000	+553	-1000	-507
Linhas de Transmissão				
	Barramento à esquerda		Barramento à direita	
LT1	+1140	-426	-1105	-114
LT2	+570	-213	-552	-57,2
LT3	+312	-459	-307	-395
LT4	+312	-459	-307	-395
LT5	-385	+37,4	+390	-231
Reator shunt				
StationS	0	+453		
Compensador síncrono				
North	0	+549		
Cargas				
North	+1440	0		
Station NN	+2000	+700		
Station S	+1000	+300		
South	+2000	+700		

Na tabela A9 o sinal positivo indica potência, ativa ou reativa, saindo da barra à qual está conectado o elemento. Já o sinal negativo indica potência entrando na barra.

A.3-Dados do relés de distância de neutro

Tabela A.10

L.T.	Z (Ω)	R (Ω)	X (Ω)	85%.X (Ω)
1	75,37 /84,3	7,49	75,00	63,8
2	150,75 /84,3	14,97	150,00	127,5
3	150,75 /84,3	14,97	150,00	127,5
4	150,75 /84,3	14,97	150,00	127,5
5	50,56 /81,5	7,47	50,00	42,5

Tabela A.11

L.T.	Z (Ω)	ϕ	R (Ω)	X (Ω)	85%.X (Ω)
11	3,62	84,3	0,360	3,60	3,06
12	2,89	84,3	0,287	2,88	2,44
21	5,79	84,3	0,575	5,76	4,90
22	2,89	84,3	0,287	2,88	2,44
31 (41)	2,89	84,3	0,287	2,88	2,44
32 (42)	2,89	84,3	0,287	2,88	2,44
51	0,81	81,5	0,120	0,80	0,68
52	0,81	81,5	0,120	0,80	0,68

Tabela A.12 - Resultados do estudo de curto circuito para os relés de distância de neutro, relés dr11n a dr22n.

Relé	Zona	Falta	Fase	K	$Z_{aparente} \text{ (sec } \Omega)$				Z (Ω)
					Z	φ	R	X	
dr11n	1	1 φ	A	0,12	3,04	85,3	0,249	3,03	63,34
			B		3,26	90,2	-0,011	3,26	67,97
		2 φ	A		3,09	79,6	0,558	3,039	64,35
	2	1 φ	A		12,99	68,0	4,866	12,04	270,54
			B		13,92	70,1	4,738	13,09	290,10
		2 φ	A		12,80	64,1	5,591	11,51	266,76
dr12n	1	1 φ	A	0,12	2,45	79,8	0,434	2,411	63,82
			B		2,39	86,1	0,163	2,384	62,21
		2 φ	A		2,69	76,6	0,623	2,617	69,96
	2	1 φ	A		3,05	78,0	0,634	2,983	79,39
			B		2,87	83,4	0,33	2,851	74,75
		2 φ	A		3,39	76,5	0,791	3,296	88,20
dr21n	1	1 φ	A	0,11	4,89	85,2	0,409	4,873	127,25
			B		5,22	89,8	0,018	5,22	136,06
		2 φ	A		4,97	79,8	0,88	4,891	128,42
	2	1 φ	A		20,93	67,5	8,01	19,3368	545,05
			B		22,18	69,4	7,804	20,76	577,58
		2 φ	A		20,73	64,1	9,055	18,65	539,95
dr22n	1	1 φ	A	0,11	2,44	81,2	0,373	2,411	127,29
			B		2,45	87,1	0,124	2,447	127,41
		2 φ	A		2,64	77,4	0,576	2,576	137,43
	2	1 φ	A		3,07	78,6	0,607	3,009	159,94
			B		2,91	83,5	0,329	2,891	151,77
		2 φ	A		3,37	77,3	0,741	3,288	175,70

Tabela A.13 - Resultados do estudo de curto circuito para os relés de distância de neutro, relés dr31n a dr52n.

Relé	Zona	Falta	Fase	K	Z _{aparente} (sec Ω)				Z (Ω)
					Z	φ	R	X	
dr31n (41)	1	1φ	A	0,22	2,44	84,7	0,225	2,42957	126,99
		2φ	A		2,69	95,0	-0,234	2,67976	140,33
			B		2,55	74,7	0,673	2,45962	132,58
	2	1φ	A		4,67	80,8	0,747	4,60993	243,23
		2φ	A		5,20	90,3	-0,027	5,19993	270,78
			B		4,85	71,1	1,571	4,58851	252,49
dr32n (42)	1	1φ	A	0,21	2,48	78,7	0,486	2,43192	129,21
		2φ	A		2,48	89,8	0,009	2,47998	129,06
			B		2,81	70,8	0,924	2,6537	146,24
	2 (L.T.1)	1φ	A		11,50	89,5	0,1	11,4996	599,06
		2φ	A		9,80	98,3	-1,415	9,69735	510,60
			B		14,72	90,6	-0,154	14,7192	766,51
dr51n	1	1φ	A	0,03	0,68	80,8	0,109	0,67125	42,69
		2φ	A		0,68	82,2	0,092	0,67371	42,73
			B		0,69	80,0	0,12	0,67952	43,37
	2	1φ	A		0,81	80,7	0,131	0,799	50,34
		2φ	A		0,80	82,0	0,111	0,792	50,31
			B		0,82	80,0	0,142	0,808	51,15
dr52n	1	1φ	A	0,03	0,68	81,2	0,104	0,672	42,7
		2φ	A		0,69	82,4	0,091	0,68394	43,06
			B		0,69	80,2	0,117	0,67993	43,17
	2	1φ	A		2,34	74,4	0,629	2,2538	146,42
		2φ	A		2,30	74,9	0,599	2,22059	143,52
			B		2,38	75,0	0,616	2,2989	148,98