

unesp

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

1210000988



Nº 03

"PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: AVALIAÇÃO UTILIZANDO UM PROGRAMA GRÁFICO INTERATIVO"

ALUNO: JOSÉ CARLOS DO NASCIMENTO
ORIENTADOR: ANTONIO PADILHA FELTRIN

Te.988

BCpIS
FEIS-UNESP

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"

FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**'PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA: AVALIAÇÃO UTILIZANDO UM PROGRAMA
GRÁFICO INTERATIVO'**

*Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia de
Ilha Solteira-UNESP como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica (ME).*

ALUNO: JOSÉ CARLOS DO NASCIMENTO

ORIENTADOR: ANTONIO PADILHA FELTRIN



12365

UNESP- "CAMPUS" DE ILHA SOLTEIRA SERVIÇO DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO	
DATA DE RECEBIMENTO	DATA DE TOMBAMENTO
	30.08.95
REGISTRO DE	TOMBO
Alça	Te. 988
Classificação	CLASSIFICAÇÃO
Classificação	

Sex: 04465-ved 12365
R\$20,00
Autor

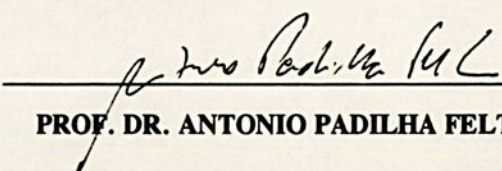
ILHA SOLTEIRA -SP, JUNHO DE 1995

BCpIS
FEIS-UNESP

"PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: AVALIAÇÃO UTILIZANDO UM PROGRAMA GRÁFICO INTERATIVO"

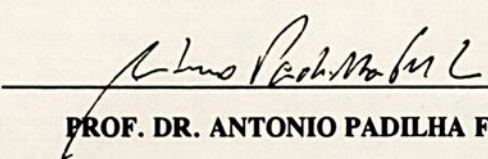
JOSÉ CARLOS DO NASCIMENTO

Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira-UNESP como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica (ME).

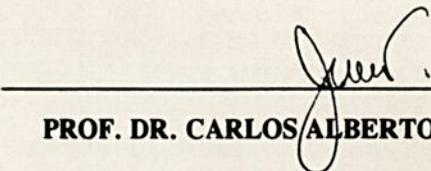


PROF. DR. ANTONIO PADILHA FELTRIN - COORDENADOR

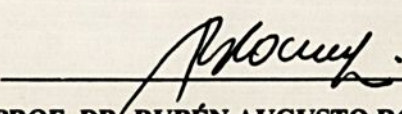
BANCA EXAMINADORA



PROF. DR. ANTONIO PADILHA FELTRIN - ORIENTADOR



PROF. DR. CARLOS ALBERTO CASTRO Jr - FEE-UNICAMP



PROF. DR. RUBÉN AUGUSTO ROMERO LÁZARO - FEIS-UNESP

Ilha Solteira-SP, Junho de 1995

BCpIS
FEIS-UNESP

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer a todos que colaboraram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

A toda coordenação do curso, que lutou por recursos para o curso e para os alunos e não esmoreceu diante das dificuldades até tornar o curso uma realidade e agora já colhem os primeiros frutos de seu trabalho.

Agradeço em especial ao meu orientador Antonio Padilha Feltrin, que sempre esteve presente em todos os momentos e não mediu esforços para que este trabalho fosse realizado, contribuindo desde as primeiras idéias até a realização do texto final.



APOIO FINANCEIRO

Este projeto contou com o apoio financeiro da FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo e da Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa da UNESP.



RESUMO

Neste trabalho apresenta-se um programa gráfico interativo com o usuário, que auxilia nos estudos de proteção de sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica.

São analisados os equipamentos mais comumente utilizados nesta área da engenharia elétrica, tais como: relés, religadores, elos fusíveis e seccionadores.

O programa foi desenvolvido em linguagem C, possui ilustrações coloridas e pode ser utilizado em computadores da linha PC (versão igual ou acima do 386), faz o projeto completo da proteção, ou seja, escolhe, aloca e coordena, sendo que o usuário pode interferir especificando um determinado equipamento em uma posição da rede.

Os resultados são discutidos em duas redes de distribuição, sendo uma rede exemplo contendo 11 barras e uma outra real contendo 25 barras. Em um primeiro caso é deixado que o programa faça toda a proteção destas redes, em seguida são feitas algumas modificações e analisados estes resultados.

Estas interferências do usuário podem ser feitas rapidamente, podendo em pouquíssimo tempo analisar vários resultados de proteção do sistema. Como o programa fornece o custo para cada projeto simulado, pode o usuário então, escolher a relação custo/benefício para o projeto a ser implementado.



ABSTRACT

In this work it is presented an user interactive graphic program that helps in the study of protection of overhead distribution systems.

The more used equipment in this electrical engineering field, such as relay, reclosers, fuses, and sectionalizers, are analysed.

The program was developed in C language. It has colourful illustrations and can be used in personal computers (version 386 or above). It iaccomplishes the complete protection project, that is, chooses, allocates and coordinates the project. The user can interfere specifying a determined equipment in a network position.

The program is tested using two distribution networks: an example network with 11 busbars; a real network with 24 busbars. At first the program carry out the whole protection of these networks and next some modifications are done and the results are analysed.



These user interferences can be carried out very quickly and in a short time many results can be analysed. As the program calculates the cost of each simulated project the user can choose the cost/benefis relation for the project to be implemented.



ÍNDICE

Página

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO	1
------------------	---

CAPÍTULO 2

DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRE-CORRENTES	5
---	---

2.1 - INTRODUÇÃO	5
------------------------	---

2.2- FUSÍVEIS	8
---------------------	---

2.2.1- Classificação e aplicação dos fusíveis	10
---	----

2.3- RELIGADORES	15
------------------------	----

2.3.1 - Classificação dos religadores	15
---	----

2.3.2- Ajustes dos religadores	16
--------------------------------------	----

2.4- SECCIONADORES	25
--------------------------	----

2.5. RELÉS	28
------------------	----

CAPÍTULO 3

LOCALIZAÇÃO, SELEÇÃO E COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO	30
--	----

3.1. INTRODUÇÃO	30
-----------------------	----

3.2. REGRAS PARA LOCALIZAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	31
--	----

3.3. REGRAS PARA ESCOLHA DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO .	31
---	----

3.4. REGRAS PARA COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS	32
---	----

3.4.1. Regras de coordenação fusível x fusível	37
--	----

3.4.2. Regras de coordenação religador x fusível	40
3.4.3. Coordenação relés x fusíveis	42
3.4.4. Coordenação relé x religador	44

CAPÍTULO 4

APLICAÇÃO DO PROGRAMA COMPUTACIONAL	46
4.1. INTRODUÇÃO	46
4.2. DESCRIÇÃO DO PROGRAMA	47
4.3. RESULTADOS OBTIDOS	51
4.3.1. Simulação da rede de 11 barras	51
4.3.2. Simulação da rede de 25 barras	59
4.3.3. Simulação da rede de 25 barras - modificações feitas pelo usuário ..	72

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES	83
APÊNDICE A	85
APÊNDICE B	89
APÊNDICE C	93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101



LISTA DE FIGURAS

Página

Figura 1.1 - Estrutura de sistemas de potência.	2
Figura 2.1- Rede radial, sendo que "A" é equipamento de proteção de retaguarda, "B" e "C" são equipamentos protetores	7
Figura 2.2- Zonas de coordenação	8
Figura 2.3- Típica rede de distribuição	9
Figura 2.4- Típicas curvas tempo-corrente para fusíveis tipo H	11
Figura 2.5- Típicas curvas tempo-corrente para fusíveis tipo K	12
Figura 2.6- Típicas curvas tempo-corrente para fusíveis tipo T	13
Figura 2.7- Característica tempo-corrente dos fusíveis de expulsão	14
Figura 2.8- Sequência de operação do religador	17
Figura 2.9- Curvas de atuação do religador	19
Figura 2.10- Utilização de seccionadores	25
Figura 2.11- Atuação no seccionador sem restritor de tensão	27
Figura 2.12- Atuação no seccionador com restritor de tensão	27
Figura 2.13- Curvas de atuação dos relés [7]	29
Figura 3.1- Proteção dos transformadores	34
Figura 3.2- Coordenação fusível x fusível ($T_2 < 75\% T_1$)	38
Figura 3.3- Coordenação religador x fusível	41



Figura 3.4- Início de operação	43
Figura 3.5- Final de operação	43
Figura 3.6- Início de operação (I_1 =pick up religador e I_2 é corrente de pick up do relé)	44
Figura 3.7- Final de operação (I_1 =corrente curto-circuito e I_2 corrente instantânea do relé)	45
Figura 4.1- Estrutura do programa computacional	48
Figura 4.2- Resultado da alocação da proteção no sistema de 11 barras ...	52
Figura 4.3- Dispositivos de proteção escolhidos	53
Figura 4.4- Proteção do transformador de 30 KVA	54
Figura 4.5- Coordenação entre fusíveis no ramal 7-11	55
Figura 4.6- Coordenação entre religador e fusível	56
Figura 4.7- Coordenação entre relé de sobrecorrente e religador	57
Figura 4.8- Resultado da alocação da proteção no sistema de 25 barras ...	60
Figura 4.9- Resultados da escolha dos dispositivos de proteção no sistema 25 barras	61
Figura 4.10- Proteção do transformador de 75 KVA	62
Figura 4.11- Coordenação entre fusíveis no ramal 23-24	63
Figura 4.12- Coordenação entre religador e fusível	64
Figura 4.13- Coordenação entre relé e religador	65
Figura 4.14- Dispositivos de proteção escolhidos	73
Figura 4.15- Coordenação entre religador e fusível quando é escolhido um	

seccionador	74
Figura 4.16- Coordenação entre relé e religador com seccionador na rede .	75
Figura 4.17- Localização da proteção - 2ª modificação	78
Figura 4.18- Religador e fusível em série - falta de coordenação	79
Figura 4.19- Coordenação relé e religador - 2ª modificação	80
Figura B.1- Rede de 11 barras	90
Figura C.1- Rede de 25 barras	94



LISTA DE TABELAS

	Página
Tabela 2.1- Sequências de operação 2 instantâneas e 2 temporizadas curvas A e B	20
Tabela 2.2- Sequências de operação 2 instantâneas e 2 temporizadas curvas A e C	21
Tabela 2.3- Sequências de operação 1 instantânea e 3 temporizadas, curvas A e B ou A e C	22
Tabela 2.4- Sequências de operação 4 instantâneas, curva A	23
Tabela 2.5- Sequências de operação 4 temporizadas, curvas B ou C	24
Tabela 3.1- Fusíveis para proteção de transformadores monofásicos	35
Tabela 3.2- Fusíveis para proteção de transformadores trifásicos	36
Tabela 3.3- Coordenação entre elos fusíveis do tipo H e do tipo K	39
Tabela 3.4- Coordenação entre elos fusíveis do tipo K	39
Tabela 4.1- Resultados CESP - Relés	69
Tabela 4.2- Resultados CESP - Religador	70
Tabela A.1- Coordenação entre religador tipo KF (curvas A e B - fase) e elos fusíveis	86
Tabela A.2- Coordenação entre religador tipo KF (curvas A e C - fase) e elos fusíveis	87
Tabela A.3- Coordenação entre religador tipo KF (neutro) e elos fusíveis ..	88



Tabela B.1- Dados de barra	91
Tabela B.2- Dados de curto-circuito	92
Tabela C.1- Dados de barra	97
Tabela C.2- Dados de curto-circuito	100



CAPÍTULO 1

1- INTRODUÇÃO

O objetivo de um sistema de energia elétrica é fornecer energia elétrica com qualidade, ou seja tensão e frequência dentro das faixas especificadas com forma de onda senoidal, e com confiabilidade, isto é com o menor número possível de interrupções.

O sistema de energia elétrica opera em vários níveis de tensão separados por transformadores. Estes níveis podem ser caracterizados como: transmissão, subtransmissão e distribuição (primária e secundária). Para efeito de caracterização desta divisão, usa-se neste trabalho a mesma divisão da referência [1], que é clássica na análise de sistemas de energia elétrica, assim mostra-se na Figura 1.1 uma estrutura de um sistema.



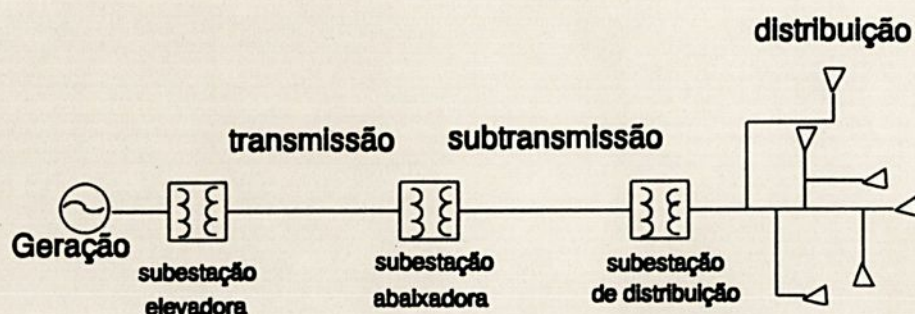


Figura 1.1 - Estrutura de sistemas de potência.

O sistema de transmissão é responsável pelo transporte de grande quantidade de energia aos grandes centros consumidores em tensões elevadas (138 kV ou mais). O sistema de subtransmissão distribui a energia às subestações de distribuição em um nível de tensão que pode variar entre 35 e 138 kV. O sistema de distribuição é que fornece energia aos consumidores pequenos (em tensão secundária, por exemplo 127-220V) e médios (em tensão primária, por exemplo 13,8 kV).

Um sistema de distribuição tem uma grande variedade de setores: redes aéreas e subterrâneas, medição, manobra e proteção. Este trabalho vai ater-se neste último.

Atualmente as cargas servidas pelo sistema de distribuição requerem um fornecimento de energia com melhor qualidade e confiabilidade, mas devido à expansão dos sistemas, ao envelhecimento e à escassez de recursos aplicados, ocorre o aumento do índice de defeitos. Com isso as empresas do setor elétrico devem dispender mais esforços no sentido de otimizar os recursos já existentes e modernizar ou melhorar as tecnologias usuais.

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica uma proteção adequada e bem projetada traz grandes benefícios para diminuir o número e os tempos de interrupções

devido a faltas no sistema (sobrecorrentes do tipo curto-circuito ou sobrecarga). A seleção, alocação e o ajuste dos equipamentos de proteção requerem uma tediosa e demorada manipulação de uma grande quantidade e variedade dados, com aplicação de regras que consideram fatores como: sensibilidade às faltas; seletividade quando da ocorrência de uma falta no circuito, desligando apenas o trecho defeituoso; velocidade na atuação para minimizar os danos e coordenação com outros equipamentos de proteção.

Em sistemas de distribuição de energia elétrica, a proteção deve ser tratada de maneira diferente do tratamento realizado em outros sistemas, principalmente devido às características das faltas que podem ocorrer. Nestes sistemas podem ocorrer faltas temporárias (também chamadas de transitórias, que são faltas que duram poucos segundos), ou faltas permanentes.

A proteção de sobrecorrente pode ser considerada uma ciência e uma arte. Seguindo os princípios da engenharia para calcular correntes de falta, determinar classes dos equipamentos e suas coordenações, obtém-se uma análise científica do problema, mas outros aspectos como regras especificando zonas de proteção, localização dos equipamentos que serão alocados não podem ser bem quantificados. Nesta situação diferentes projetistas realizam diferentes configurações de proteção.

Com o objetivo de auxiliar na obtenção de rápidas proposições e obter um projeto de proteção mais adequado, este trabalho tem o objetivo de desenvolver um programa computacional que faça análise de faltas, escolha, localização e coordenação da proteção, apoiando-se em uma base de dados e um conjunto de regras, com recursos gráficos que ilustrem as redes elétricas (ou parte delas) e as curvas de coordenação da proteção. O

usuário pode interferir colocando e retirando equipamentos de proteção, verificando logo em seguida as consequências da sua decisão, fazendo assim a arte final do seu projeto. Recentes publicações mostram grande interesse por resolver estes problemas utilizando sistemas especialistas [2] e [3].

No capítulo 2 deste trabalho, descrevem-se as principais características dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente; no capítulo 3 mostram-se as regras principais que devem ser empregadas para localizar o ponto mais apropriado da rede que deve possuir o dispositivo de proteção, para selecionar o tipo de dispositivo e finalmente para realizar a coordenação entre dispositivos; no capítulo 4 é tratada a aplicação do programa computacional, ilustrando o resultado em duas redes elétricas; e no capítulo 5 mostram-se as conclusões e a possibilidade de trabalhos futuros na área.



CAPÍTULO 2

DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRE- CORRENTES

2.1 - INTRODUÇÃO

Sobrecorrentes são intensidades de correntes elétricas superiores à máxima permitida para um sistema ou componente elétrico. Podem ser caracterizadas como sobrecarga ou curto-circuito.

As sobrecorrentes comuns de surgirem em sistemas de distribuição são principalmente os curto-circuitos, já as sobrecargas são raras devido à característica destes sistemas e à natureza das cargas.



Durante um curto-circuito os componentes (cabos elétricos e equipamentos em geral) do circuito com defeito ficam expostos a efeitos térmicos e mecânicos, que podem danificá-los parcial ou completamente. Por outro lado, estes curto-circuitos podem causar também, danos permanentes ou temporários às pessoas e animais.

Desta forma, é necessário interromper as sobrecorrentes dos circuitos de distribuição em um intervalo de tempo adequado, levando à minimização dos efeitos produzidos. Para isto é comum o uso dos seguintes dispositivos de proteção:

- Fusíveis;
- Religadores;
- Seccionadores; e
- Relés com disjuntores.

Um dos primeiros objetivos destes dispositivos de proteção é isolar uma falta na linha rapidamente com um mínimo de perturbação para o resto do sistema.

Quando ocorre uma falta os equipamentos devem possuir seletividade para que aquele mais próximo da falta atue, retirando de operação o menor trecho possível. Somente na falha desse equipamento é que deve atuar o equipamento na retaguarda. A Figura 2.1 ilustra como são colocados os equipamentos protetores e de retaguarda em uma linha radial.

Assim observa-se que um equipamento de proteção pode ter uma zona de proteção principal e pode assumir várias zonas de proteção de retaguarda de outros equipamentos. As zonas de proteção são definidas da seguinte maneira: na zona de proteção principal do equipamento é ajustado para os curto-circuitos calculados para aquela área. A zona de proteção será estendida (zona de retaguarda) até o próximo equipamento e deverá ser



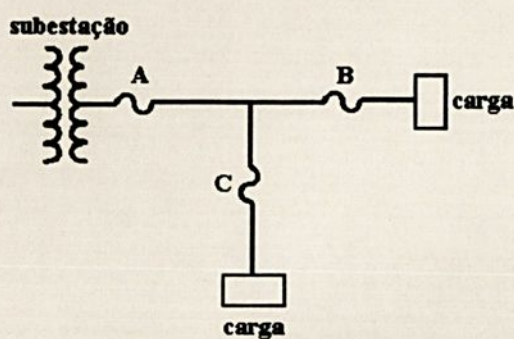


Figura 2.1- Rede radial, sendo que "A" é equipamento de proteção de retaguarda, "B" e "C" são equipamentos protetores

sensível à corrente mínima de curto-circuito naquela área, sendo que a sua corrente de atuação não poderá ser menor que a corrente de atuação do equipamento a jusante, senão o equipamento de retaguarda atuará antes do equipamento protetor não havendo assim seletividade.

A Figura 2.2 mostra um exemplo de rede com religador e fusíveis com as suas respectivas zonas de proteção.

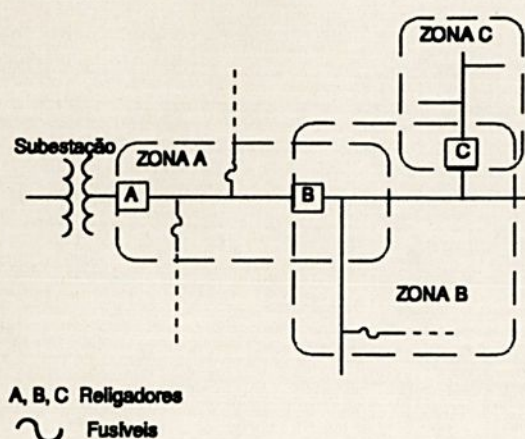


Figura 2.2- Zonas de coordenação.

2.2- FUSÍVEIS

Os fusíveis são os equipamentos de proteção de sobrecorrentes mais utilizados nos sistemas de distribuição. A razão principal para isto é a economia. O custo inicial da utilização de fusíveis é muito mais baixo do que de qualquer outro equipamento. O elo fusível é a união de dois ou mais condutores de mesma fase, possuindo a propriedade de fundir-se quando submetido a excesso de corrente, proporcionando assim uma proteção às instalações elétricas.

A função básica de um fusível é limitar as consequências de uma falta a uma região pequena, tendo como resultado a perda de continuidade de serviço do menor número possível de consumidores. Os fusíveis fazem a proteção primária de equipamentos, como transformadores e bancos de capacitores, desconectando-os no caso de uma falta interna nos mesmos. Fusíveis de proteção de transformadores podem oferecer alguma proteção contra

sobrecargas. Fusíveis de seccionalização dividem os sistemas em pequenas seções que podem ser isoladas do resto do sistema, quando da ocorrência de uma perturbação, restringindo as conseqüências das faltas em ramais. Religadores e chaves seccionadoras podem substituir os fusíveis de seccionalização, quando os benefícios desta melhoria justificarem os custos. As localizações destes fusíveis são ilustradas na Figura 2.3. Uma configuração básica de sistemas de distribuição é mostrada na Figura 2.3, onde observa-se a forma radial que predomina nesta classe de tensão (13,8 kV) [4].

Considerações gerais sobre teoria, operação e aplicação de fusíveis são detalhadas em [5] e [6].

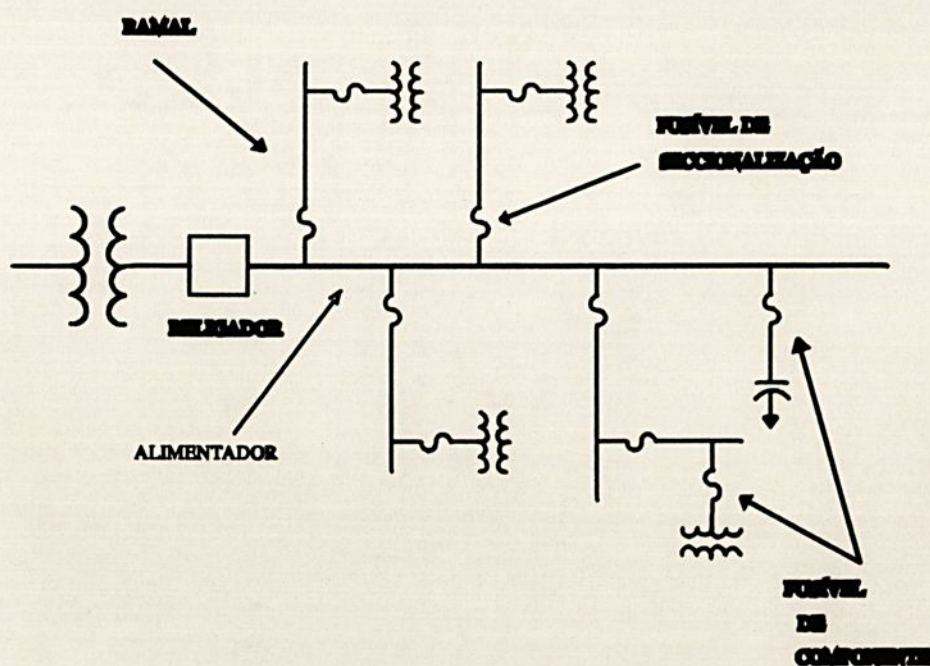


Figura 2.3- Típica rede de distribuição.

2.2.1- Classificação e aplicação dos fusíveis

Os fusíveis podem ser classificados de várias maneiras, de acordo com o tipo físico da construção (expulsão, vácuo, etc) e/ou de acordo com a aplicação (proteção de transformadores, alimentadores, etc.). De acordo com a aplicação os fusíveis são classificados em rápidos (tipo K), retardados (tipo T) e de proteção de surto (tipo H). As curvas características, tempo mínimo, destes fusíveis são mostradas nas Figuras 2.4, 2.5 e 2.6 [4]. Na proteção de ramais e alimentadores deve-se evitar o uso do fusível tipo H, ficando sua utilização restrita à proteção de transformadores, empregando os fusíveis tipo K e T na proteção destes circuitos, facilitando assim, a coordenação com o emprego de uma menor variedade de fusíveis. Por exemplo os "preferenciais", também chamados de "básicos" (6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200), ou os "não preferenciais", conhecidos como "intermediários" (8, 12, 20, 30, 50 e 80) [5].

As características tempo-corrente dos fusíveis a expulsão são plotadas mostrando uma tolerância no tempo de atuação, ilustradas pela curva de tempo mínimo e máximo de atuação conforme a Figura 2.7.



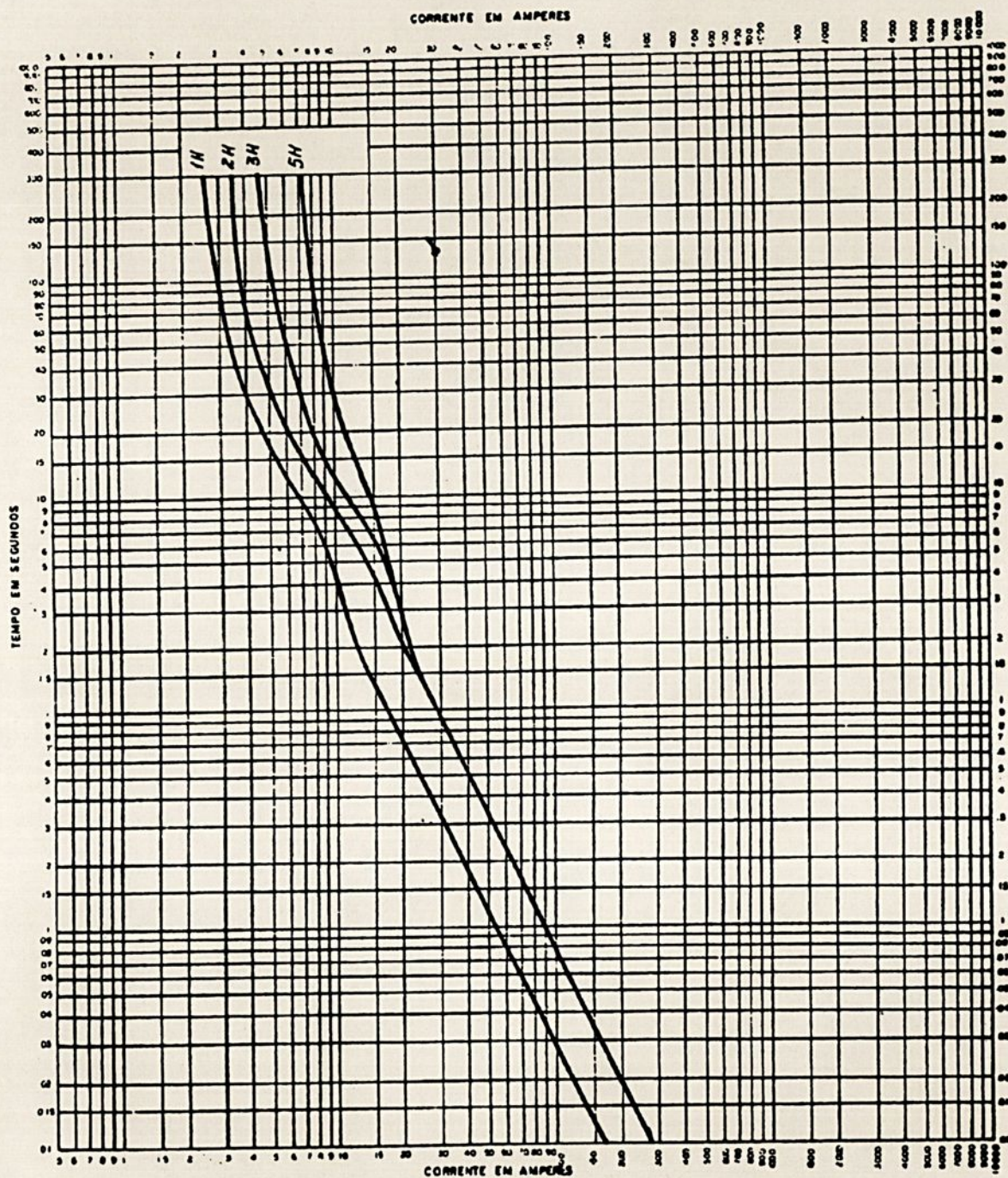


Figura 2.4 Típicas curvas tempo-corrente para fusíveis tipo H

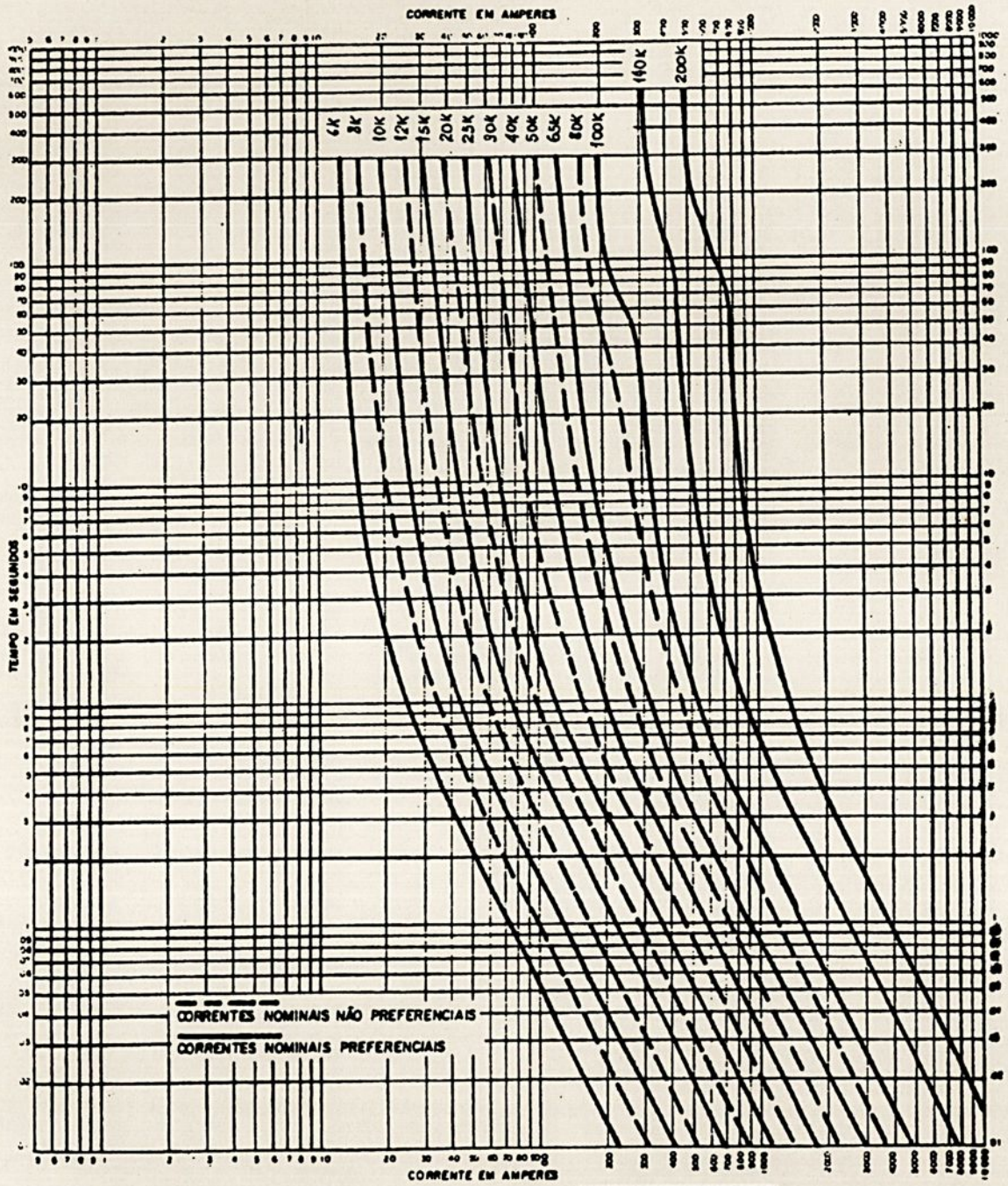


Figura 2.5- Típicas curvas tempo-corrente para fusíveis tipo K

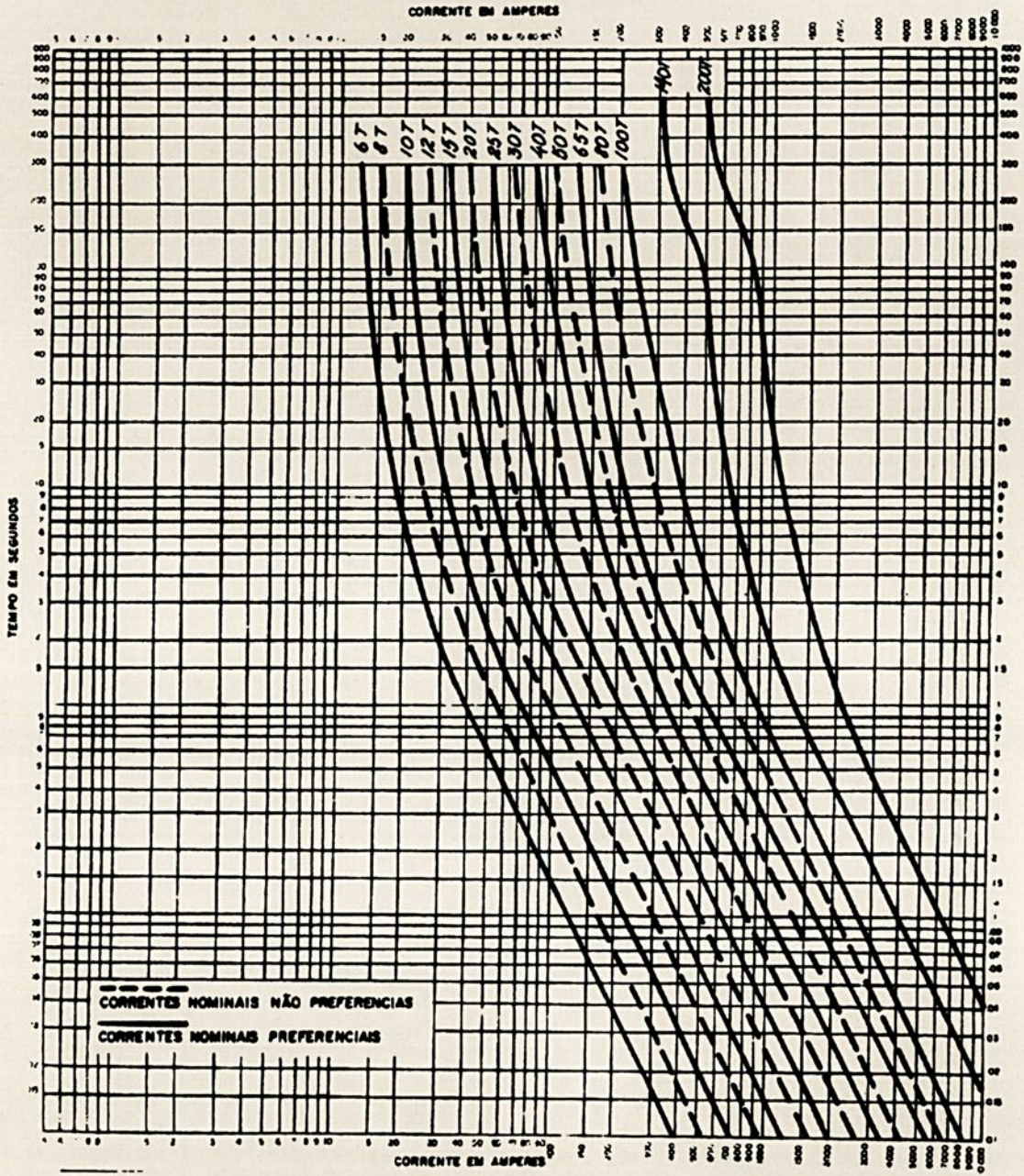


Figura 2.6- Típicas curvas tempo-corrente para fusíveis tipo T

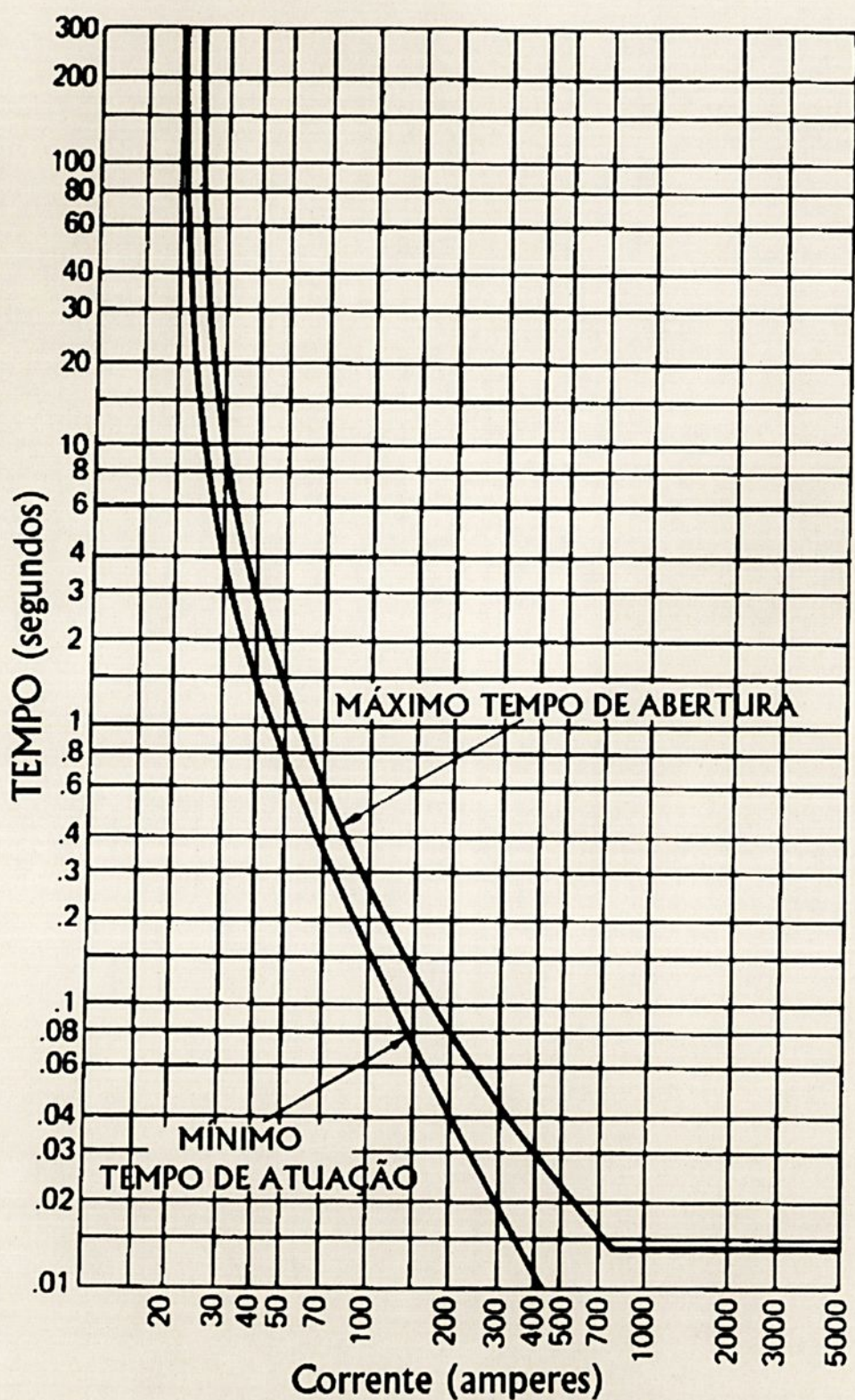


Figura 2.7- Característica tempo-corrente dos fusíveis de expulsão

2.3- RELIGADORES

Os religadores são dispositivos de proteção contra sobrecorrente, automáticos, destinados a desligar e religar uma ou mais vezes os circuitos, de acordo com uma sequência de operações pré-determinada. Nos sistemas aéreos de distribuição a grande maioria das faltas são de natureza temporária, em geral de 50 a 90% de todas as faltas [9]. Por exemplo, as causadas por descargas atmosféricas, surtos de manobras, ventos, animais e contatos de árvores. Naturalmente a ocorrência destes defeitos depende das condições locais e do projeto do sistema. Este fato evidencia a necessidade de uso de equipamentos que não desliguem (permanentemente) os circuitos na situação de faltas temporárias. Os religadores são os equipamentos que cumprem esta finalidade com grande eficiência.

2.3.1 - Classificação dos religadores

Existem vários tipos e modelos de religadores que podem ser classificados basicamente de três maneiras: quanto ao controle, quanto a fase e quanto ao dispositivo de interrupção [10].

- Quanto ao tipo de controle: Os religadores podem ser controlados hidráulica ou eletronicamente.

Em religadores controlados hidráulicamente, a temporização e a sequência de

operação são realizadas por câmaras hidráulicas dotadas de válvulas e pistões que fazem parte do religador.

O religador eletronicamente controlado é mais flexível, de mais fácil ajuste e mais preciso que os hidráulicos. O controle eletrônico é colocado em uma caixa separada e permite ajustar a corrente de atuação, as curvas tempo corrente características e a sequência de operação sem desenergizar o religador.

- Quanto ao tipo de fase: Podem ser monofásicos ou trifásicos. Os monofásicos devem ser usados em linhas monofásicas ou em sistemas trifásicos com predominância de cargas monofásicas. Os religadores trifásicos são utilizados em sistemas trifásicos onde predominam cargas não monofásicas.
- Quanto ao tipo de interruptor: Os religadores utilizam interruptores a óleo ou a vácuo. O interruptor a óleo é usado para extinção do arco elétrico e para manter a isolamento. Alguns religadores, de controle hidráulico utilizam o mesmo óleo para temporização e contagem de operações.

O uso do vácuo como interruptor traz a vantagem de reduzir a manutenção.

2.3.2- Ajustes dos religadores

Os religadores possuem vários ajustes, e esses ajustes são independentes para fase e para terra, sendo basicamente [10]:



- Corrente mínima de atuação (corrente de pick-up): refere-se ao mínimo valor de corrente de defeito para o qual o religador começará a operar.
- Seqüência de operação: refere-se à quantidade de vezes em que o religador opera sentindo a corrente de defeito e desligando na característica instantânea, seguida da característica temporizada. Os religadores possuem uma variedade de combinações de operações instantâneas seguidas de operações temporizadas, sendo quatro no máximo. A Figura 2.8 mostra uma típica seqüência de operação de um religador para um curto-circuito permanente. São duas operações instantâneas e duas operações temporizadas. As duas primeiras operações são rápidas e servem para limpar a falta temporariamente antes da atuação de qualquer equipamento a jusante do religador. Se a falta for permanente a operação temporizada permite a atuação do equipamento mais próximo à falta.

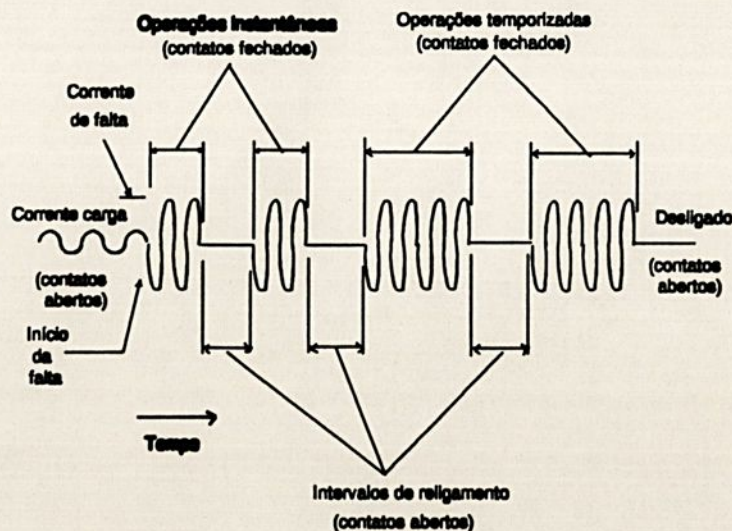


Figura 2.8- Seqüência de operação do religador

- Curva característica tempo x corrente: Os religadores possuem várias curvas tempo corrente instantâneas e temporizadas (Figura 2.9) para que o projetista possa escolher a mais adequada, conforme as necessidades, sendo que A, é a curva de atuação instantânea, B e C são curvas de atuação temporizadas.



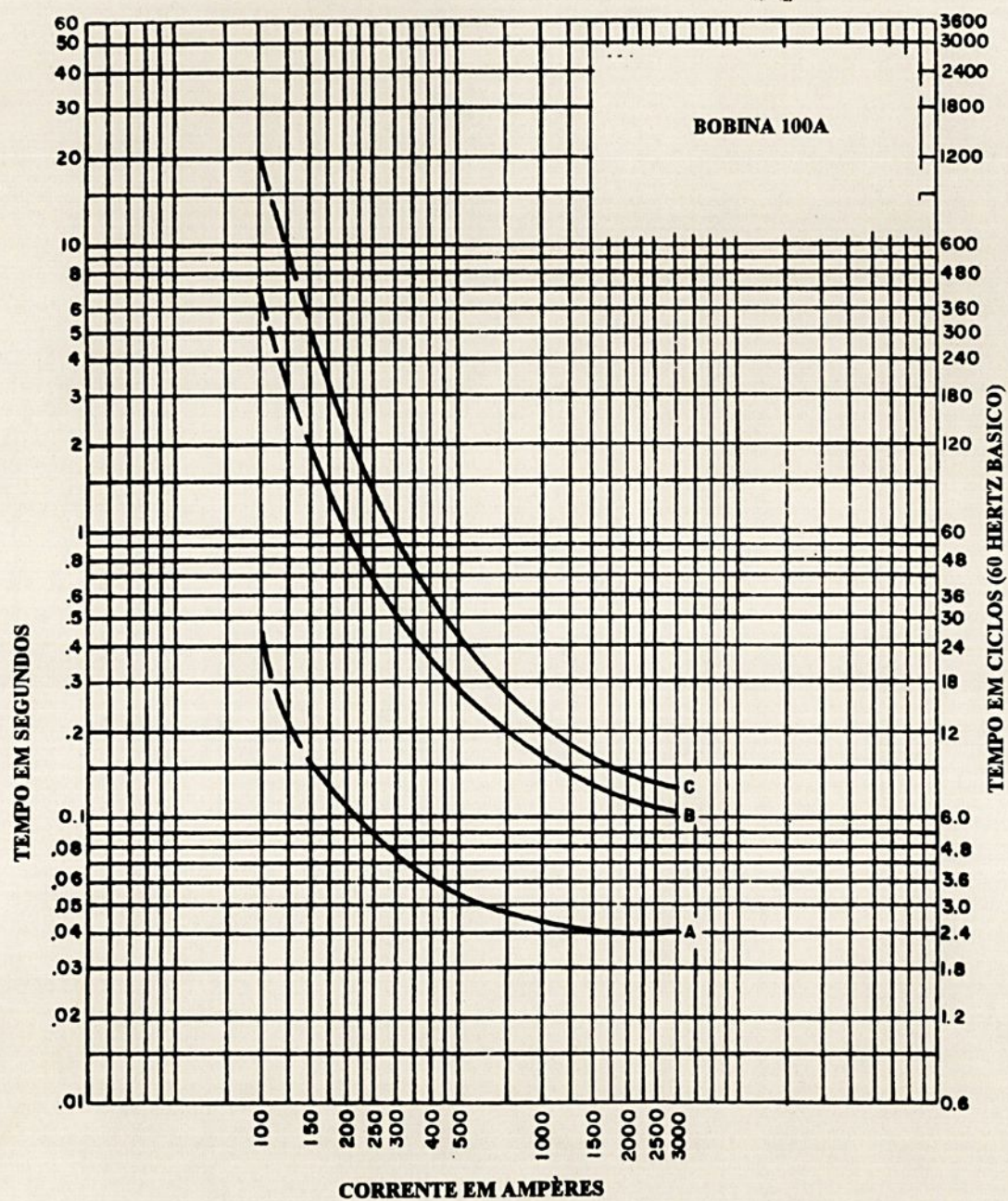


Figura 2.9- Curvas de atuação do religador

As variedades de combinações entre instantâneas e temporizadas apresentam vantagens e desvantagens, nas Tabelas 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 e 2.5 extraídas de [11], são mostradas várias seqüências de operações, as vantagens e desvantagens de cada uma.

Tabela 2.1- Seqüências de operação 2 instantâneas e 2 temporizadas, curvas A e B.

Vantagens	Desvantagens	Comentários
Excelente para coordenação com elos fusíveis.		É a seqüência mais utilizada. Elimina 90% dos defeitos durante as operações instantâneas, 5% durante a terceira operação e 5% pelo desligamento em defeitos permanentes.
Excelente para coordenação com relés de disjuntor funcionando como dispositivo de retaguarda.		
,	Possibilidade de cascata limitada.	Podem ocorrer cascatas limitadas quando dois religadores de tamanhos adjacentes estão coordenados em série.
Favorável para coordenação de religador/seccionador com restritor de tensão e elo fusível em série.	Desfavorável para coordenação de religador/seccionador sem restritor de tensão e elo fusível em série.	O seccionador sem restritor de tensão contaria a interrupção pelo fusível como terceira operação.

Tabela 2.2- Sequências de operação 2 instantâneas e 2 temporizadas, curvas A e C.

Vantagens	Desvantagens	Comentários
Maior faixa de coordenação com elos fusíveis do que a possível com a sequência 2A2B.		A curva do fusível e a curva "C" do religador cruzam-se em valores de corrente menores. O valor máximo permanece o mesmo (curva "A").
Favorável para coordenar com seccionador com restritor de tensão e elo fusível em série.	Possibilidade de cascata limitada.	Podem ocorrer cascatas limitadas quando dois religadores de tamanhos adjacentes estão coordenados em série, cada um ajustado na sequência 2A2C.
	Tempo total de operação superior a sequência 2A2B.	Os relés do disjuntor devem ser ajustados para valores mais altos.

Tabela 2.3- Sequências de operação 1 instantânea e 3 temporizadas, curvas A e B ou A e C.

Vantagens	Desvantagens	Comentários
Excelente para coordenação de religador/seccionador sem restritor de tensão e elo fusível em série.	Desfavorável para coordenação de religador/seccionador com restritor de tensão e elo fusível em série.	O fusível funde e interrompe na primeira operação temporizada. O seccionador ajustado para três contagens permanece fechado.
	Maior número de interrupções pelo elo fusível.	O fusível funde e interrompe na primeira operação temporizada e o religador elimina 80% dos defeitos durante a operação instantânea.
	Tempo total de operação superior a sequência duas instantâneas (curva A) e duas temporizadas (curva B).	Posibilidade de dano por arco menor que durante a sequência quatro temporizadas (curva B).

Tabela 2.4- Sequências de operação 4 instantâneas, curva A.

Vantagens	Desvantagens	Comentários
Bom para coordenação com relés de disjuntores funcionando como dispositivo de retaguarda.		Muito mais rápida do que os relés do disjuntor.
Tempo de interrupção instantâneo para todas as faltas.		Proteção máxima contra danos por arco.
Bom para coordenação com seccionador sem elos fusíveis.	Não é possível coordenação com elo fusível.	O elo fusível não teria tempo suficiente para fundir-se durante todas as operações instantâneas, mas, poderia fundir-se pelo aquecimento acumulativo.

Tabela 2.5- Sequências de operação 4 temporizadas, curvas B ou C.

Vantagens	Desvantagens	Comentários
Bom para a coordenação religador/religador em série.		Para uso quando o religador protetor tiver sequência instantânea.
Previne cascata limitada		Não há curva instantânea que possa causar cascata limitada.
	Não é possível a coordenação com elo fusível.	O fusível funde e interrompe o defeito durante a primeira operação do religador.
	Tempo total de operação superior a sequência duas instantâneas (curva A) e duas temporizadas (curva B).	Os relés do disjuntor têm que ser ajustados mais alto do que para sequência duas instantâneas/duas temporizadas (curvas A e C).
	Possibilidade de dano por arco para o sistema.	

2.4- SECCIONADORES

Os seccionadores são dispositivos de proteção que possuem a propriedade de executar contagens de desligamento de outros equipamentos de proteção, religadores ou disjuntores com relés de religamento. Os seccionadores não possuem curvas características de operação e não têm capacidade para interromper correntes de defeitos, portanto só podem ser instalados em sistemas que possuam religadores ou outro dispositivo de retaguarda. A Figura 2.10 ilustra a utilização de um seccionador em um circuito com religador.

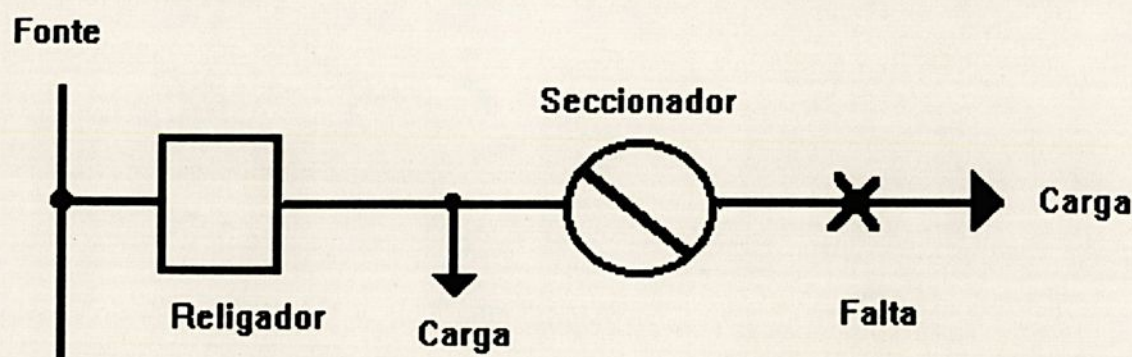


Figura 2.10- Utilização de seccionadores

Para uma falta permanente no ponto marcado na Figura 2.10, estando o religador programado para duas aberturas instantâneas e duas temporizadas, e o seccionador para três contagens de desligamentos, a corrente de curto circuito sensibilizará o religador e o seccionador. O religador fará um desligamento com a característica instantânea tentando

eliminar o defeito e o seccionador efetuará uma contagem. Como o defeito é permanente, o religador religa, e efetua outro desligamento com característica instantânea, e o seccionador a segunda contagem. Mais uma vez o circuito é religado, e o religador opera agora na característica temporizada, o seccionador faz a terceira contagem e abre em definitivo seus contatos, desenergizando a parte do circuito que estava em falta. O religador religa novamente e permanece nesta situação, uma vez que o defeito foi eliminado.

Os seccionadores podem ser equipados com acessório restritor de tensão [11]. Quando o restritor de tensão é aplicado em um seccionador, a abertura dos contatos é bloqueada caso exista tensão do lado da fonte. A principal vantagem da utilização deste acessório é que se pode usar um seccionador ajustado para três contagens com um religador de retaguarda operando por duas vezes na característica instantânea, conseguindo assim, aumentar o índice de eliminação de defeitos transitórios por parte do religador, conforme ilustram as figuras 2.11 e 2.12 [11].



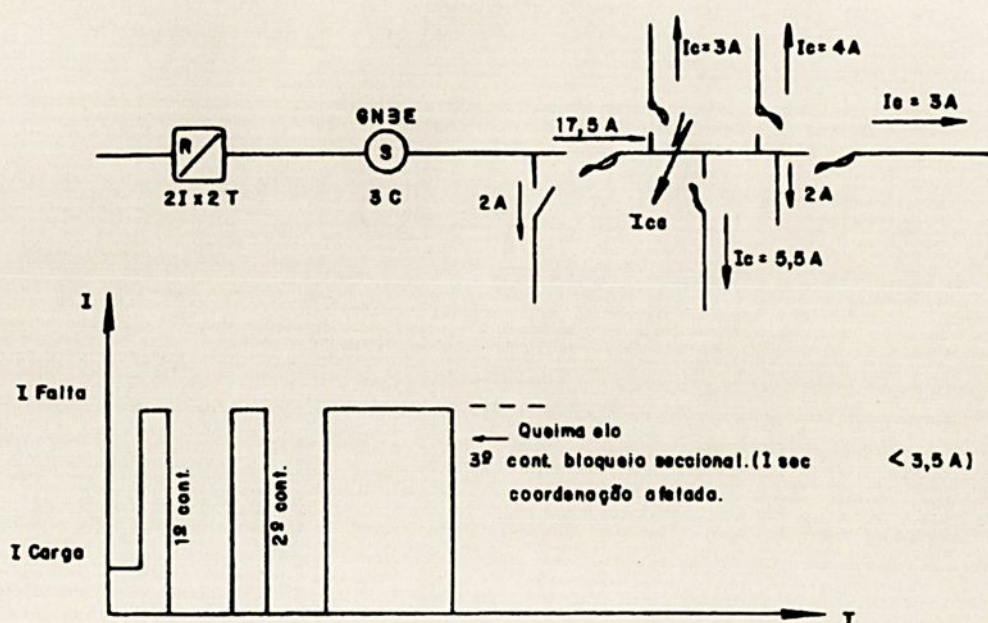


Figura 2.11- Atuação do seccionador sem restritor de tensão

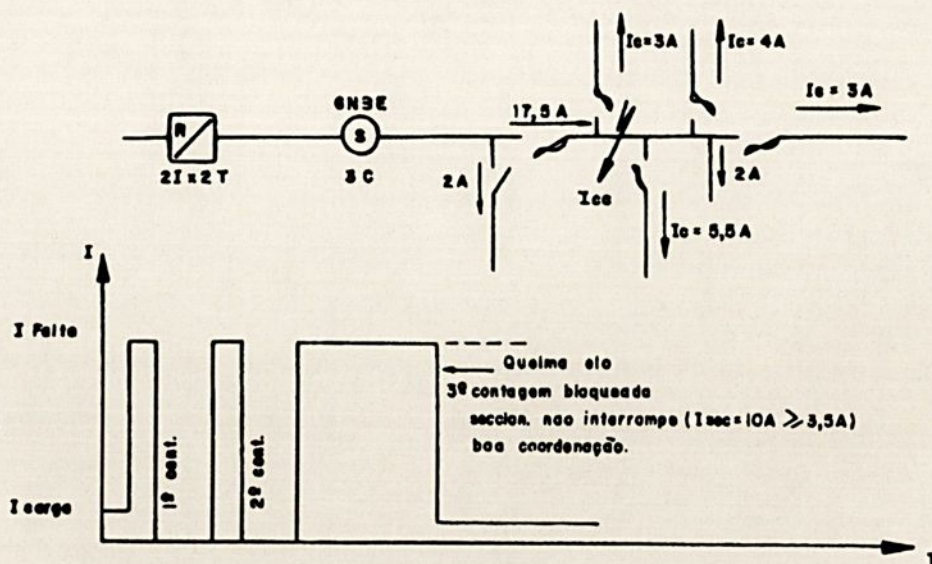


Figura 2.12- Atuação do seccionador com restritor de tensão

2.5. RELÉS

Relés de sobrecorrente são dispositivos com característica de tempo definido ou inverso, que atuam quando a corrente excede um valor pré-determinado, comandando um disjuntor que é apropriado para abrir e fechar o circuito elétrico.

No relé de tempo definido quando a corrente excede o valor pré-determinado da curva de tempo definido, o circuito é aberto instantaneamente.

Para o relé de tempo inverso quando a corrente excede o valor pré-determinado há uma temporização até haver o comando para abrir o circuito.

A Figura 2.13 ilustra as curvas de ajuste de características de atuação dos relés de tempo inverso.

Quanto ao princípio de operação existem basicamente dois tipos de relés eletromagnéticos: operação por atração e operação por indução. Com relação aos tipos construtivos, os relés eletromagnéticos podem ser de armadura axial, armadura em charneira, tipo disco, tipo tambor e de bobina móvel.

Acoplado aos circuitos de comando do conjunto relé de sobrecorrente-disjuntor, podem existir os relés de religamento, que são relés auxiliares usados para comandar o religamento do disjuntor, depois de ter sido aberto por comando do relé de sobrecorrente. Podem ser usadas diversas combinações de ordens instantâneas e ou temporizadas.



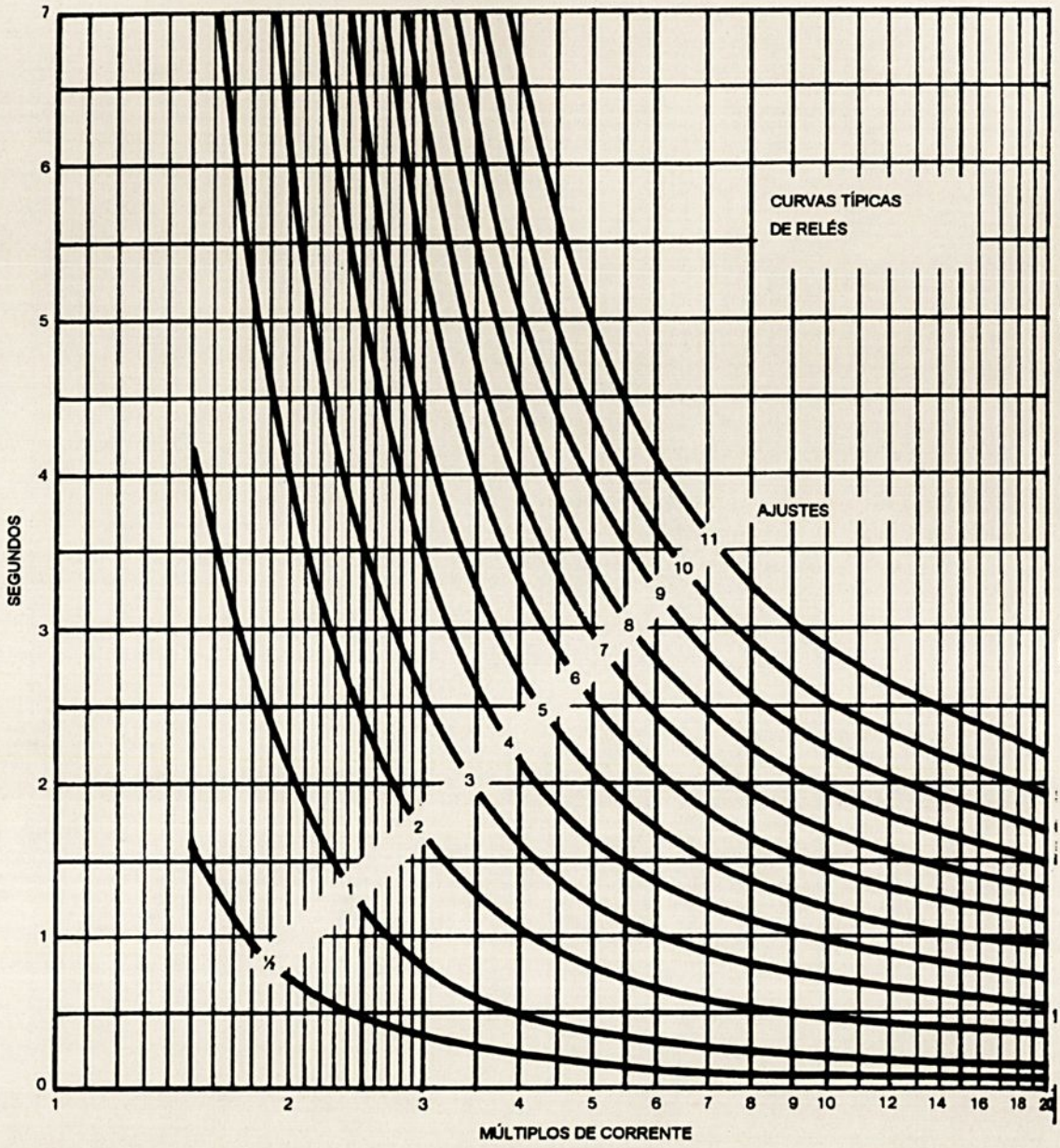


Figura 2.13 - Curvas de atuação dos relés [8]

CAPÍTULO 3

LOCALIZAÇÃO, SELEÇÃO E COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

3.1- INTRODUÇÃO

Para localizar, escolher e coordenar os vários equipamentos de proteção de distribuição, muitos são os fatores envolvidos que devem ser analisados. A escolha desses fatores variam de projetista para projetista.

Projetistas com acesso aos mesmos dados podem fazer escolhas das mais diversas.

As regras de alocação, escolha e coordenação dos equipamentos muitas vezes estão



interligadas. Analisam-se aqui algumas regras básicas, que são separadas nas três categorias citadas anteriormente de modo que os dispositivos de proteção executam a tarefa de proteger os equipamentos, os ramais e o alimentador principal como mostra a figura 2.3.

3.2- REGRAS PARA LOCALIZAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As regras podem ser mais ou menos sofisticadas, as básicas são:

- Equipamentos são instalados no início de cada alimentador.
- Equipamentos são instalados em pontos estratégicos de seccionamento. Por exemplo:
 - No início de cada ramal quando a carga e/ou a distância desse ramal excede parâmetros pré-determinados.
 - Trechos expostos a condições perigosas para a linha (descargas atmosféricas, trecho muito arborizado, etc)
- Equipamentos são instalados próximos a cargas especiais.
- Equipamentos são instalados antes de cada transformador ou banco de capacitores.



3.3 - REGRAS PARA ESCOLHA DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Novamente estas regras podem possuir bastante sofisticação. As usuais são:

- Religadores ou relés são instalados no início de cada alimentador.
- Fusíveis, seccionalizadores ou religadores são instalados em pontos estratégicos.
- Fusíveis são instalados antes de cada transformador ou banco de capacitores.

3.4 - REGRAS PARA COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS

Antes de começar a coordenação entre os vários dispositivos de proteção é necessário verificar os seguintes itens:

- No ajuste dos dispositivos, estes devem permitir a passagem de correntes de carga sem interromper esse fornecimento;
- Os dispositivos de proteção devem se capazes de interromper as correntes de defeito do setor em que estão instalados, sem que sejam danificados;
- Devem ser ajustados para interromper as correntes mínimas de defeito para que estas não causem danos nem à rede nem as pessoas.

Quando se faz a coordenação de dispositivos, o primeiro ajuste é feito no dispositivo que está mais próximo à carga, no caso, o elo fusível protegendo o transformador de distribuição, após feito este ajuste é que são feitos os outros ajustes de seletividade.



Na proteção dos transformadores a escolha do fusível deve ser tal que a sua curva característica tempo-corrente fique abaixo da curva de danificação do transformador e acima da curva da corrente de magnetização do transformador (inrush), conforme ilustra a Figura 3.1.

Os elos fusíveis empregados na proteção dos transformadores poderão permitir correntes de sobrecarga por um intervalo de tempo, respeitando as respectivas normas dos equipamentos, podendo fundir dentro de 17 segundos com circulação de corrente de 250 a 300% da corrente nominal do referido transformador.

Seguindo as regras acima, pode-se tabelar a proteção dos transformadores usualmente empregados em sistemas aéreos de distribuição, conforme as tabelas 3.1 e 3.2 [11].

Os fusíveis podem ser também empregados na proteção de retaguarda de outros fusíveis, conforme ilustrado na Figura 2.1, fazendo assim uma proteção primária de um ramal de alimentação e a retaguarda de outro dispositivo.



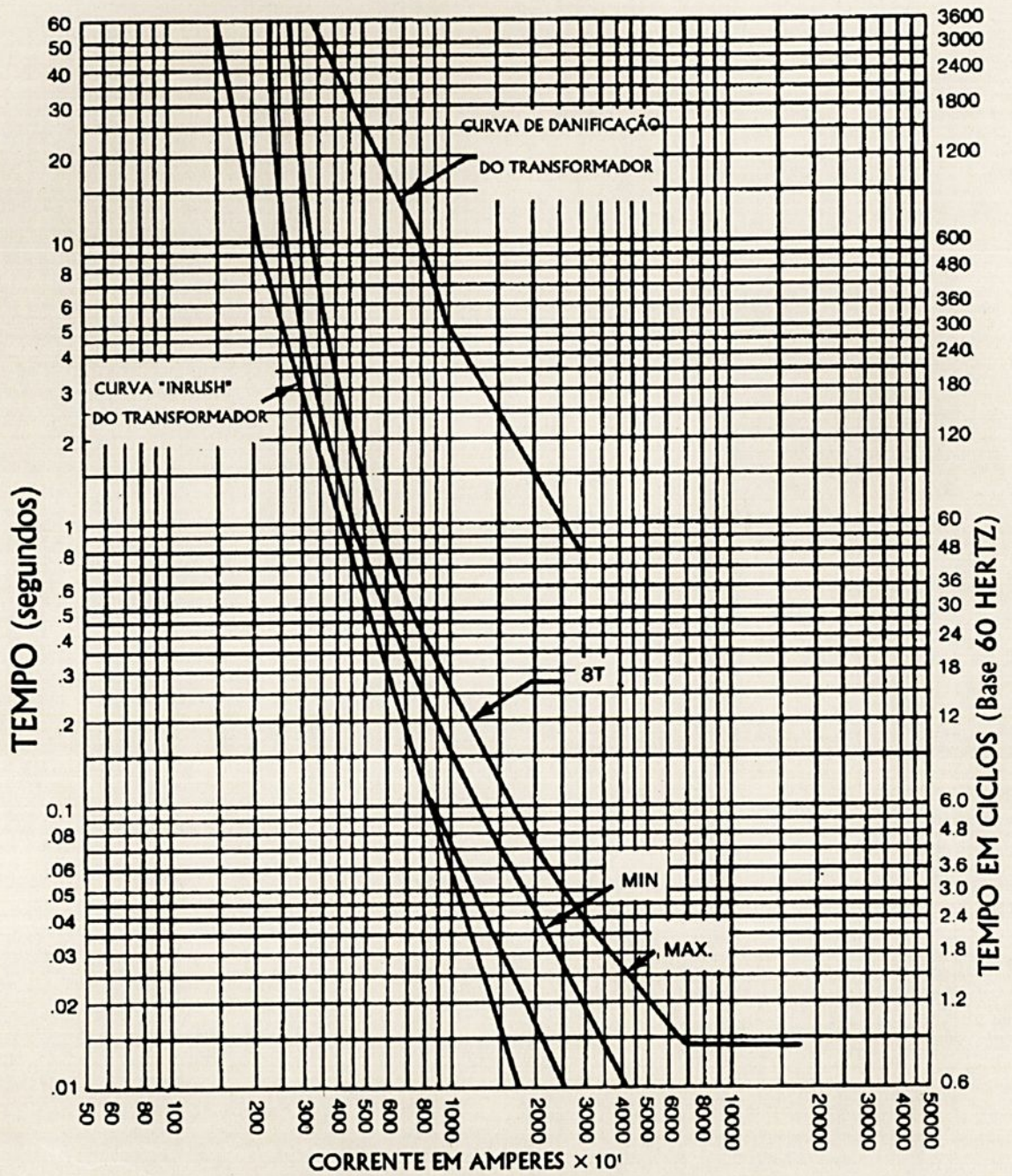


Figura 3.1- Proteção dos transformadores

Tabela 3.1- Fusíveis para proteção de transformadores monofásicos

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS							
Potência do Transformador (kVA)	2300V	3800V	6600V	11400V	13200V	22000V	25000V
5	3H*	2H	2H	1H	1H	---	---
7,5	5H	3H	2H	1H	1H	---	---
10	6K	5H	3H	2H	1H*	1H	1H
15	8K	6K	3H*	2H	2H	1H	1H
25	12K	8K	5H*	3H*	3H	1H*	1H*
30	15K	8K*	6K	5H	5H*	2H	2H

(*) indica o elo fusível a usar em casos normais; em caso de queima muito freqüente, devido à existência de motores de grande potência, usar o fusível imediatamente superior.

Tabela 3.2- Fusíveis para proteção de transformadores trifásicos

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS							
Potência do Transformador (kVA)	2300V	3800V	6600V	11400V	13200V	22000V	25000V
5	2H	2H	1H	---	---	---	---
10	5H	3H	3H*	1H	1H	---	---
15	6K	5H	1H*	2H	1H	1H	1H
30	8K	6K	3H*	3H	1H*	1H*	1H
37,5	10K	6K	5H*	3H	3H	1H*	2H
45	12K	8K	5H*	5H	3H	1H*	2H
50	15K	8K*	6K	5H	3H	2H	2H
75	20K	12K	8K	6K	5H	3H	3H
100	25K	15K	10K	6K	6K	5H	5H
112,5	30K	20K	10K*	6K	6K	5H	5H
150	40K	25K	15K	8K*	8K	5H*	6K
200	50K*	30K	20K	12K	10K	6K	6K
225	65K	40K	20K*	12K	10K*	6K	6K
250	65K	40K	25K	15K	12K	8K	8K
300	80K	50K	30K	15K	15K	10K	8K
400	100K	65K	40K	20K	20K	12K	10K
500	140K	80K	50K	25K	25K	15K	12K
600	200K	100K	65K	30K	30K	20K	15K

(*) indica o elo fusível a usar em casos normais; em caso de queima muito frequente, devido à existência de motores de grande potência, usar o fusível imediatamente superior.

3.4.1- Regras de coordenação fusível x fusível

É comum encontrar na proteção de ramais de distribuição uma proteção com fusíveis (fusível de seccionamento) e mais próximo da carga um fusível de proteção do transformador (fusível de componente), nestas condições os critérios para coordenação são:

- A corrente nominal do fusível de seccionalização deverá ser maior que a corrente nominal do maior fusível de proteção de transformadores locados do lado da carga;
- O tempo de máxima fusão do maior fusível de transformador (T2) não deve exceder 75% do tempo de mínima fusão do elo fusível de seccionalização (T1), para corrente simétrica de falta (I_{cc}), conforme mostra a Figura 3.2.



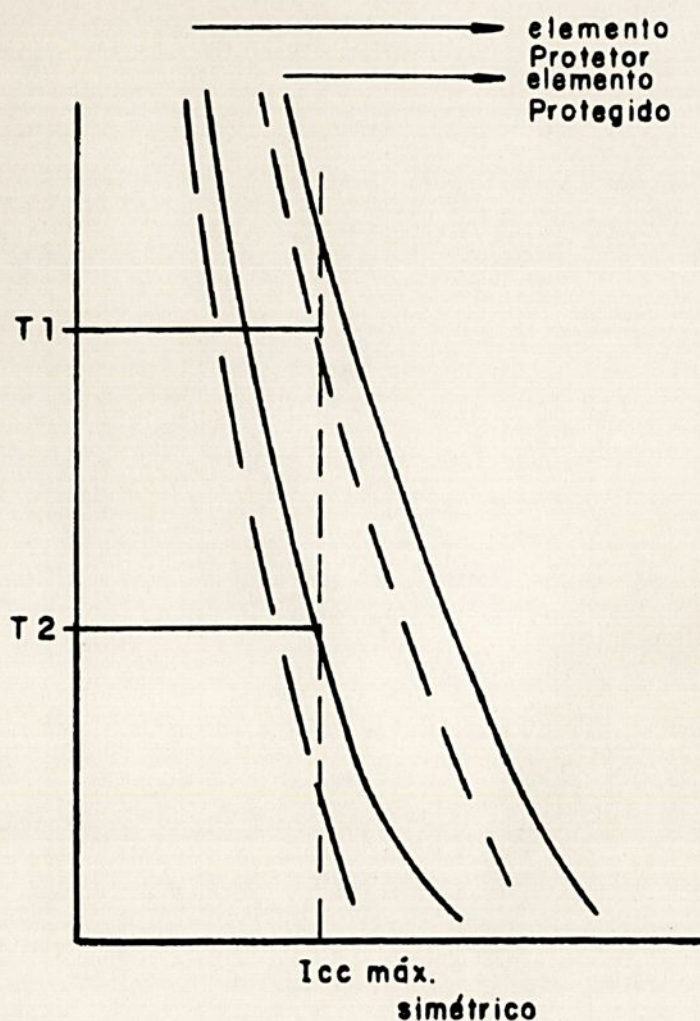


Figura 3.2- Coordenação fusível x fusível ($T_2 < 75\% T_1$)

Segundo estas regras é possível tabular a coordenação entre fusíveis, conforme as tabelas 3.3 e 3.4 extraídas de [8].

Tabela 3.3 - Coordenação entre elos fusíveis do tipo H e do tipo K.

	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H	—	45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H	—	45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H	—	45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H	—	45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabela 3.4 - Coordenação entre elos fusíveis dos tipos K.

	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

3.4.2- Regras de coordenação religador x fusível

Para coordenação entre religador e fusível instalado do lado da carga, os critérios utilizados foram:

- A sequência de operação do religador recomendada, para este tipo de coordenação, é a seguinte: duas aberturas instantâneas e duas aberturas temporizadas;
- Para os valores das correntes máximas de defeitos trifásico e fase-terra, o tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de atuação da operação instantânea multiplicado por uma constante de segurança (K - que depende do número de operações instantâneas e do intervalo de religamento) e o tempo máximo de fusão do elo deve ser menor que o tempo de atuação temporizada do relé.
- Para os valores de correntes mínimas de defeitos fase-fase e fase-terra, o tempo máximo de fusão do elo deve ser menor que o tempo de atuação da operação temporizada, conforme ilustra a Figura 3.3 [11] e o tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de atuação da operação instantânea multiplicado por uma constante de segurança K .

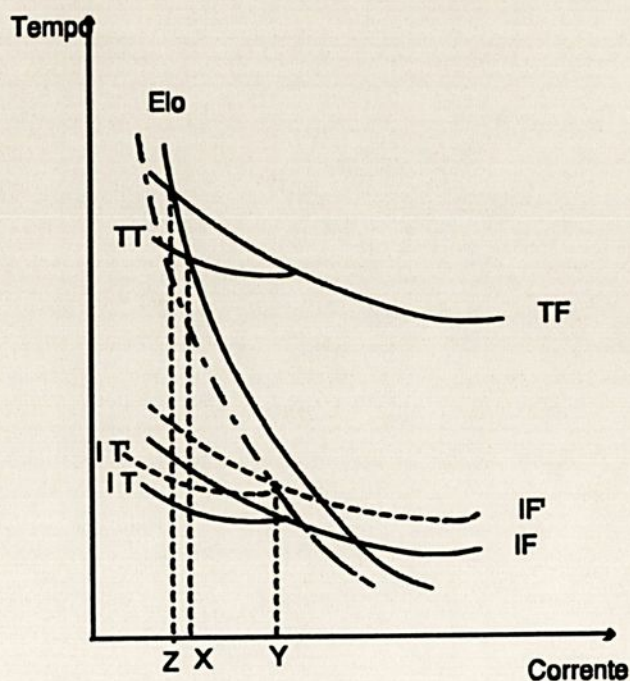


Figura 3.3- Coordenação religador x fusível

Na figura 3.3: TF é a curva de atuação na operação temporizada de fase; TT é a curva de atuação na operação temporizada de terra; IF é a curva de atuação na operação instantânea de fase; IT é a curva de atuação na operação temporizada de terra; $IF' = IF \times K$; $IT' = IT \times K$; xy é o intervalo de coordenação de terra e zy é o intervalo de coordenação de fase.

Para estas regras de coordenação, também montou-se tabelas que mostram os intervalos de coordenação de religador com os vários tipos de fusíveis, ver apêndice A.

3.4.3- Coordenação relés x fusíveis

Para a coordenação entre relés e fusíveis é preciso ajustar o "Time Level" do relé ou escolher o elo fusível de modo que para um determinado defeito (curto-circuito trifásico para ajuste de fase e CC fase-terra para ajuste de neutro) o tempo de atuação do relé seja 0,3 ou 0,4 segundos superior ao tempo de atuação do fusível. Esta diferença é necessária para que o fusível possa fundir-se antes que o relé atue. Este tipo de ajuste deve ser feito também para o início de operação do relé, ou seja, o menor valor de corrente que consegue sensibilizá-lo.

As Figuras 3.4 e 3.5 ilustram como devem ser feitos estes ajustes.



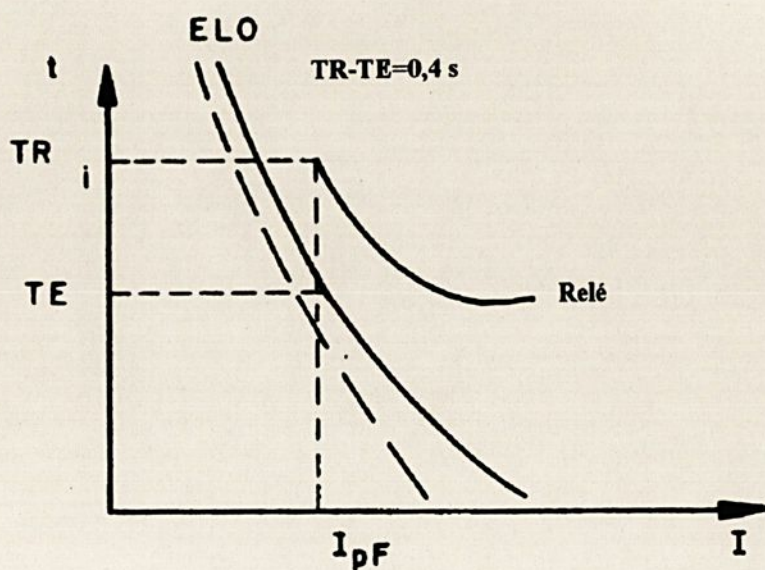


Figura 3.4- Início de operação

onde: T_R - tempo de atuação do relé;
 T_E - Tempo de atuação do elo

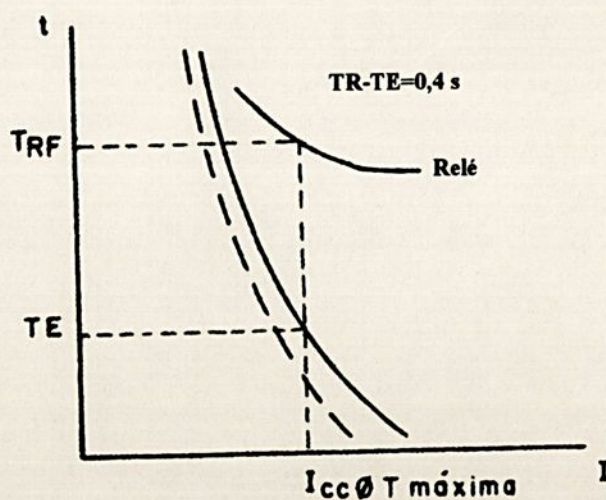


Figura 3.5- Final de operação

onde: T_{RF} - tempo de atuação do relé;
 T_E - Tempo de atuação do elo

3.4.4- Coordenação relé x religador

Para uma corrente de defeito e/ou uma corrente mínima que sensibilize os dois equipamentos a diferença entre os tempos de atuação do religador e do relé deverá ser superior a 0,4 segundos. Este tempo é suficiente para que não haja atuação simultânea dos dois equipamentos.

A figura 3.6 mostra a coordenação para o início de operação, ou seja, para a corrente mínima que sensibiliza os dois equipamentos. A figura 3.7 mostra a coordenação para o final de operação, isto é, para uma corrente de defeito.

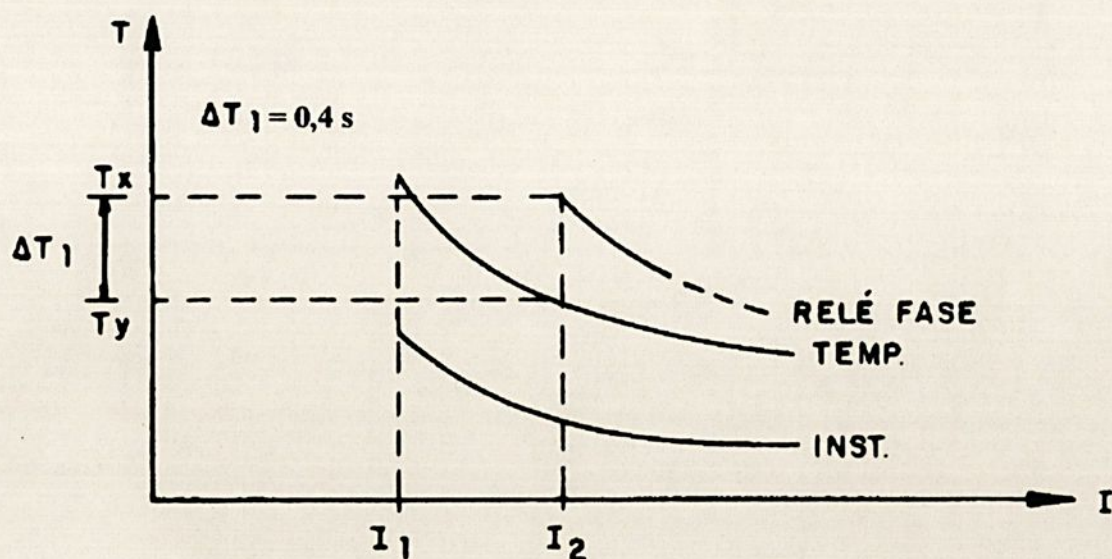


Figura 3.6- Início de operação (I_1 ='pick up' religador e I_2 é corrente de 'pick up' do relé)

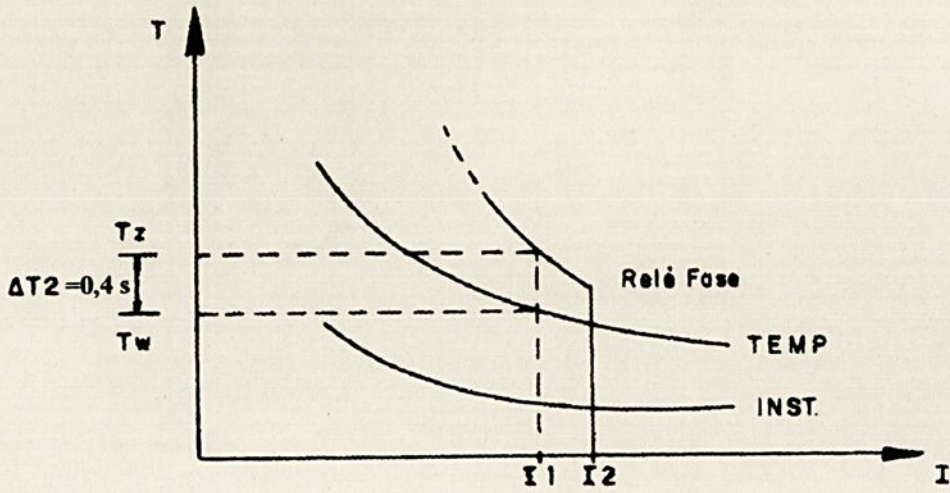


Figura 3.7- Final de operação (I_1 = corrente de curto-circuito e I_2 = corrente instantânea no relé)

CAPÍTULO 4

APLICAÇÃO DO PROGRAMA

COMPUTACIONAL

4.1- INTRODUÇÃO

Estudos de proteção e coordenação são importantes para aplicações em quase a totalidade das análises e projetos da área de sistemas de distribuição de energia elétrica. Uma abordagem utilizando programas computacionais tem uma importância destacada nesta área. O programa é gráfico e interativo, realiza a localização, a escolha do tipo de equipamento e a coordenação da proteção, seguindo um conjunto de regras que são



utilizadas nas mais recentes publicações, e por empresas de eletricidade. Após o término do projeto, via programa, o usuário pode retirar, colocar ou trocar equipamentos e verificar novamente o resultado do projeto pelo computador, com o custo de cada decisão. O programa é modular e novas rotinas de regras, dados de equipamentos e circuitos elétricos podem ser facilmente adicionados. Desenvolvimentos futuros devem incorporar técnicas de sistemas especialistas e realização de reconfiguração de circuitos [12], para incluir análise de automação de sistemas de distribuição. Resultados parciais da aplicação do programa computacional são mostrados em [13].

4.2- DESCRIÇÃO DO PROGRAMA

O programa computacional desenvolvido efetua a proteção dos transformadores com fusíveis, os de ramais com fusíveis ou seccionadores e os alimentadores com religadores ou relés. Calcula a coordenação fusível x fusível, relé x fusível, religador x fusível e relé x religador, utilizando um conjunto de regras.

Neste programa o usuário poderá interferir na localização e na escolha dos equipamentos de proteção e pedir a execução do programa, obtendo vários resultados e assim escolher os equipamentos para a aplicação mais adequada. A figura 4.1 mostra a estrutura básica do programa.



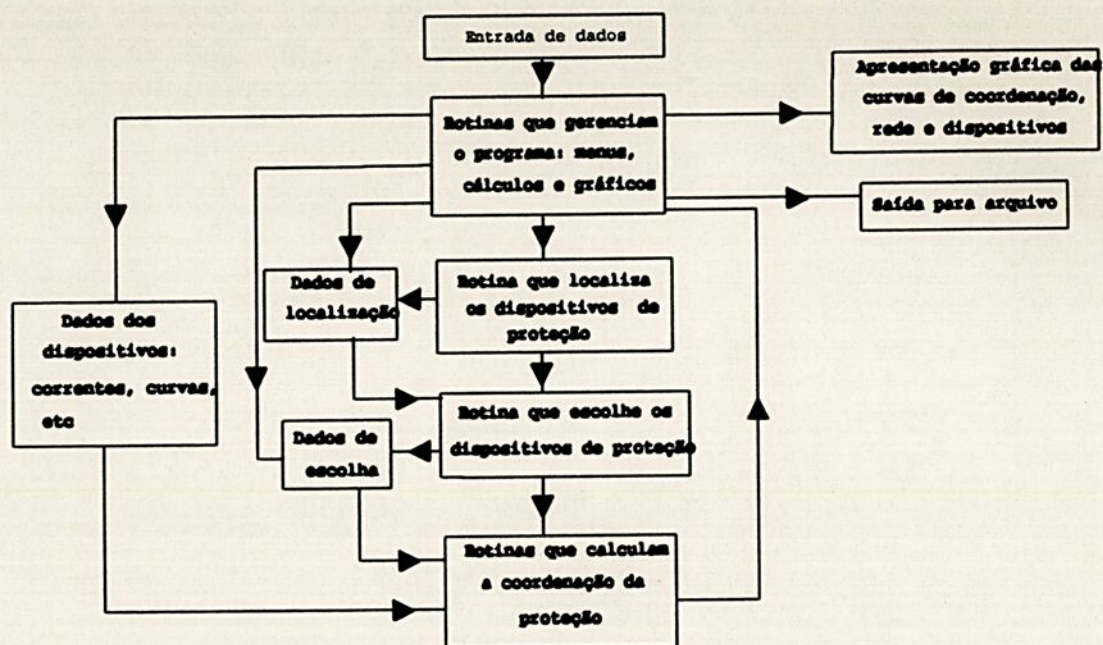


Figura 4.1 - Estrutura do programa computacional

Para a utilização do programa deve-se inicialmente fazer a leitura dos dados da rede, previamente escritos em arquivo, como no exemplo do apêndice B.

Para entrar com esses dados da rede basta executar o programa, e este inicialmente apresentará uma tela de menus. Deve-se então, digitar A de Arquivo e o programa pedirá os nomes dos arquivos contendo a entrada de dados.

Feita a leitura dos dados, digite X de eXecute, e o programa começará a efetuar os cálculos de proteção.

A primeira rotina que será executada é a que localiza os dispositivos de proteção. Quando esta rotina terminar a sua execução aparecerá uma mensagem anunciando este término.

Para melhor poder analisar é interessante o usuário pedir a apresentação da rede com os pontos onde estão localizados os dispositivos através do menu, digitando G de Gráficos, e seguir o que se pede nos menus.

A próxima rotina que será executada será a de seleção dos dispositivos, escolha esta, que o usuário poderá modificar se assim desejar, podendo antes visualizar a rede com os dispositivos escolhidos através da opção Gráficos.

A última rotina de cálculo da proteção será a de coordenação dos dispositivos de proteção, sendo que nesta o usuário não poderá interferir, tendo suas regras definidas para a melhor seletividade possível. O programador poderá alterar a rotina incluindo, retirando ou alterando as regras.

Após a execução da rotina de coordenação, o usuário poderá ver graficamente a coordenação entre os equipamentos; solicitar a impressão dos resultados, ou ainda retornar

ao menu principal e fazer as modificações desejadas.

As várias rotinas do programa são relativamente independentes entre si, sendo que uma gera dados para serem utilizados por outras rotinas.

A rotina que localiza os dispositivos necessários, precisará dos dados da rede que são fornecidos pelo usuário, na sua execução, segundo as regras já descritas anteriormente; a mesma gera um banco de dados com os pontos em que estão localizados os equipamentos.

Na sequência, a rotina de escolha dos equipamentos utiliza os dados da rede e os dados de localização para a escolha dos equipamentos nos pontos onde foram alocados, gerando mais um banco de dados, este com os tipos de equipamentos escolhidos.

A rotina de cálculo de coordenação, utiliza os dados da rede, os dados de alocação e os dados com os equipamentos escolhidos para fazer a coordenação entre os dispositivos, gerando mais um banco de dados com os ajustes dos dispositivos.

As rotinas gráficas, utilizam todos os bancos de dados gerados pelo programa para apresentar a rede, as curvas, as faixas de coordenação, etc. Para cada resultado final, o programa apresenta o custo de toda a proteção.



4.3- RESULTADOS OBTIDOS

Apresentam-se resultados de simulações em dois sistemas de distribuição de energia elétrica, um sistema exemplo fictício com 11 barras que permite uma visualização bastante direta do cálculo da proteção, e um sistema real de 25 barras, que corresponde ao alimentador que sai da subestação da CESP de Pirapozinho e alimenta cargas rurais e a cidade de Taciba.

Para o caso fictício de 11 barras, são apresentados apenas os resultados da simulação do computador sem a interferência do usuário. Para o caso da CESP de 25 barras, são feitas simulações em que o usuário interfere nas escolhas e estes resultados são analisados a seguir.

4.3.1- Simulação da rede de 11 barras

Os dados deste sistema estão no Apêndice B. Na Figura 4.2 são mostrados os pontos onde o programa alocará dispositivos de proteção, resultado da aplicação do primeiro conjunto de regras.



REDE DE DISTRIBUICAO COM OS PONTOS DE ALOCACAO

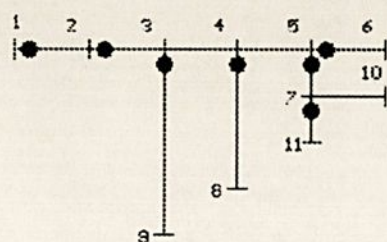


Figura 4.2- Resultado da alocação da proteção no sistema de 11 barras

Após a alocação dos equipamentos, são aplicadas as regras de escolha, que vão indicar onde haverá fusíveis, religadores, relés, seccionadores. A figura 4.3 mostra a rede com os tipos de dispositivos escolhidos e os pontos onde estão localizados.

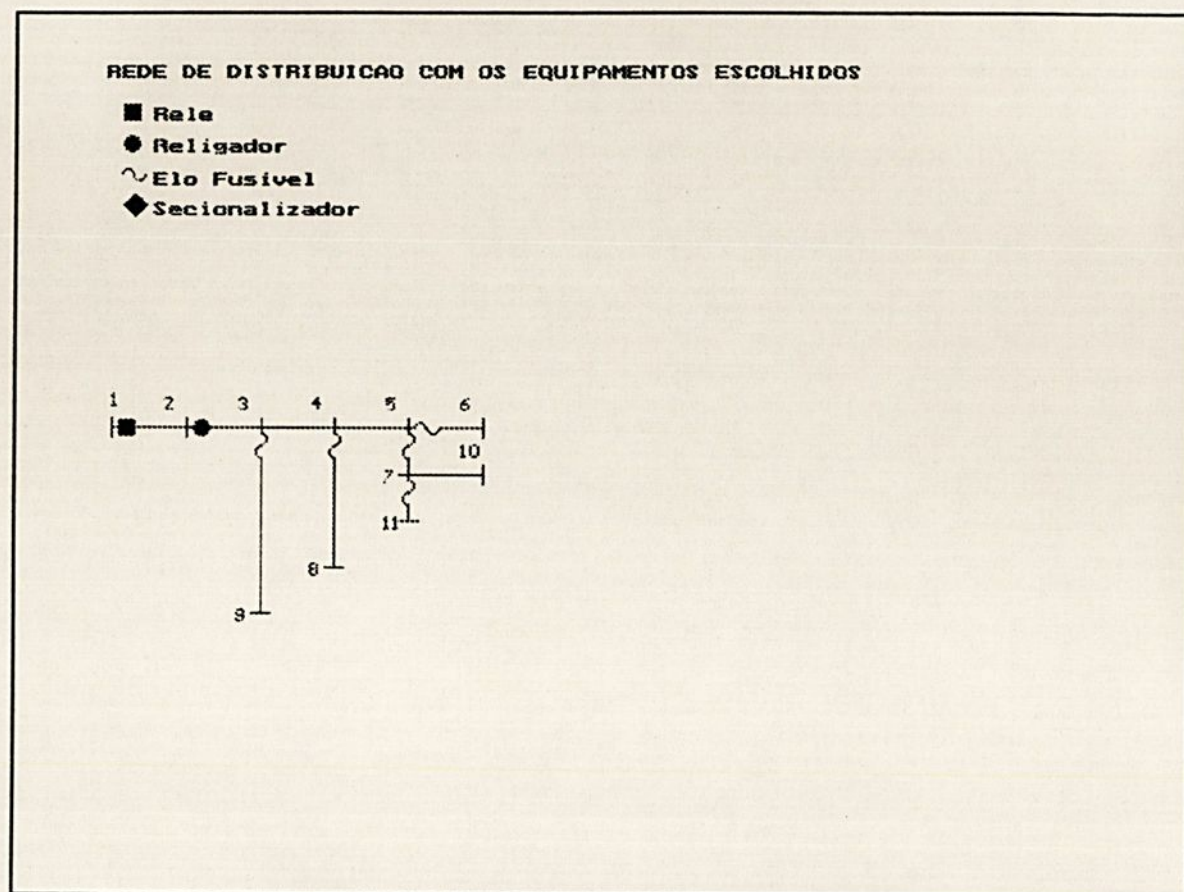


Figura 4.3- Dispositivos de proteção escolhidos

A figura 4.4 mostra a proteção de um dos transformadores da rede, no caso um de 30 KVA, segundo regras já descritas anteriormente.

O dispositivo escolhido para essa proteção é um elo fusível do tipo 2H. À esquerda da figura se encontra alguns dados do transformador e da proteção.

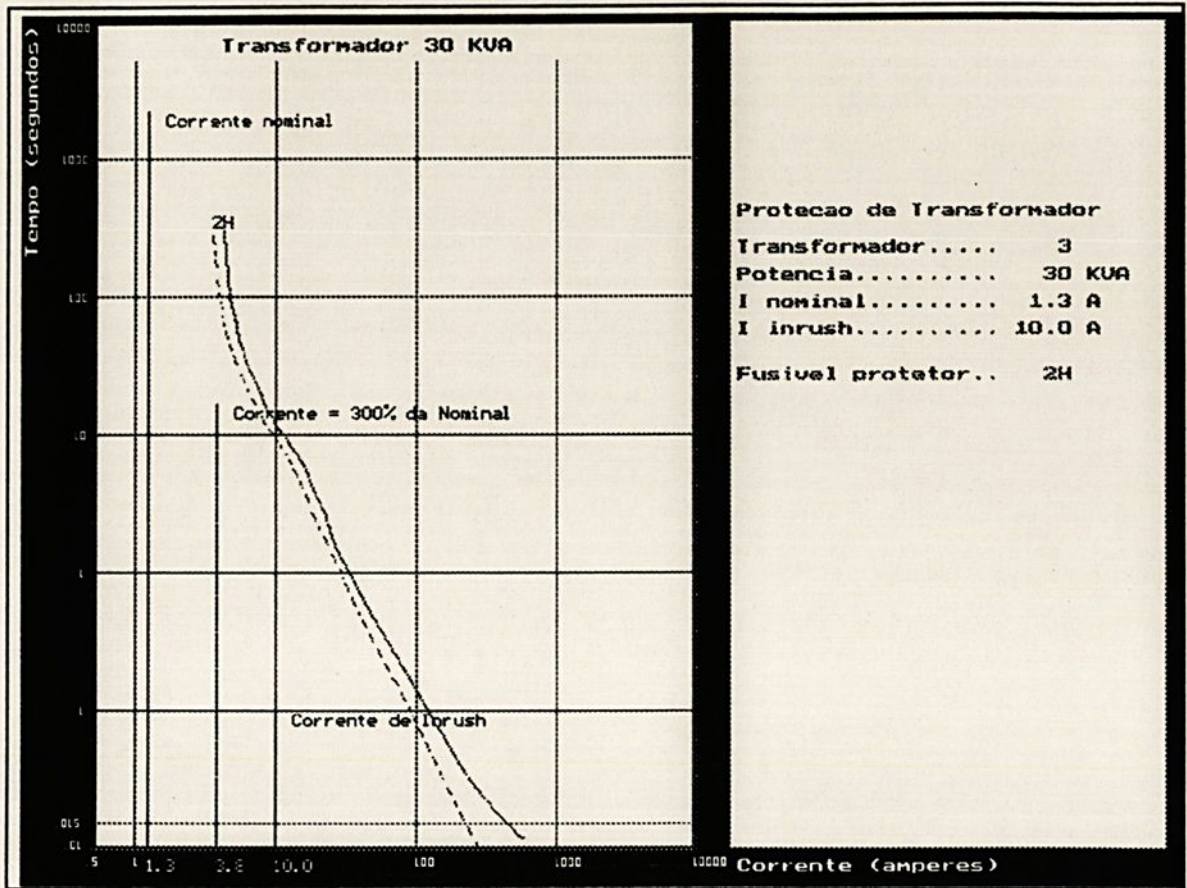


Figura 4.4- Proteção do transformador de 30 KVA

Uma coordenação entre fusíveis localizados em série é mostrada na figura 4.5. Esta figura mostra a coordenação entre o maior fusível do trecho escolhido e um fusível de 2K.

Esta coordenação também segue as regras já descritas.

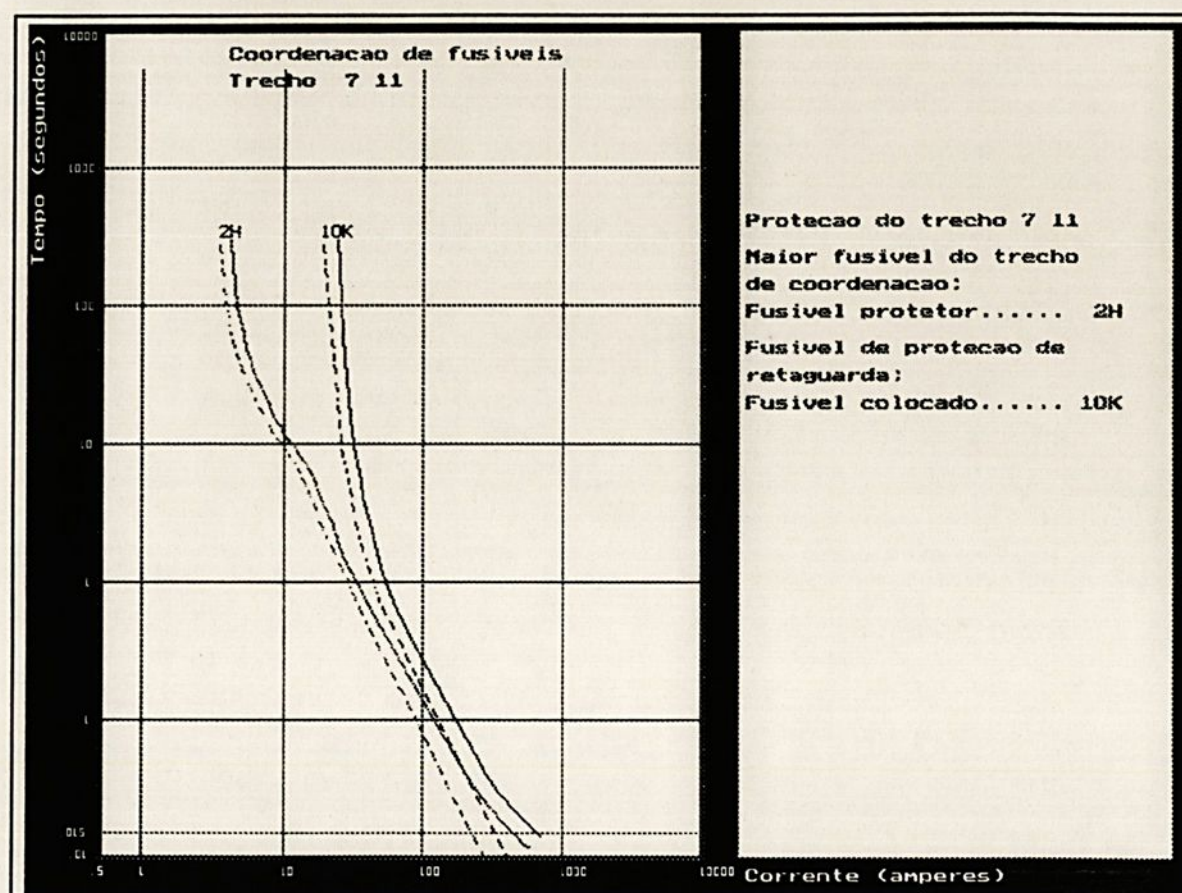


Figura 4.5- Coordenação entre fusíveis no ramal 7-11

Na sequência temos a figura 4.6 que ilustra a proteção escolhida para o início do alimentador, que é um religador e sua coordenação com o maior elo fusível à sua frente, que é um elo fusível de 15K. A figura 4.6 mostra as curvas destes equipamentos, suas faixas de coordenação e seus ajustes.

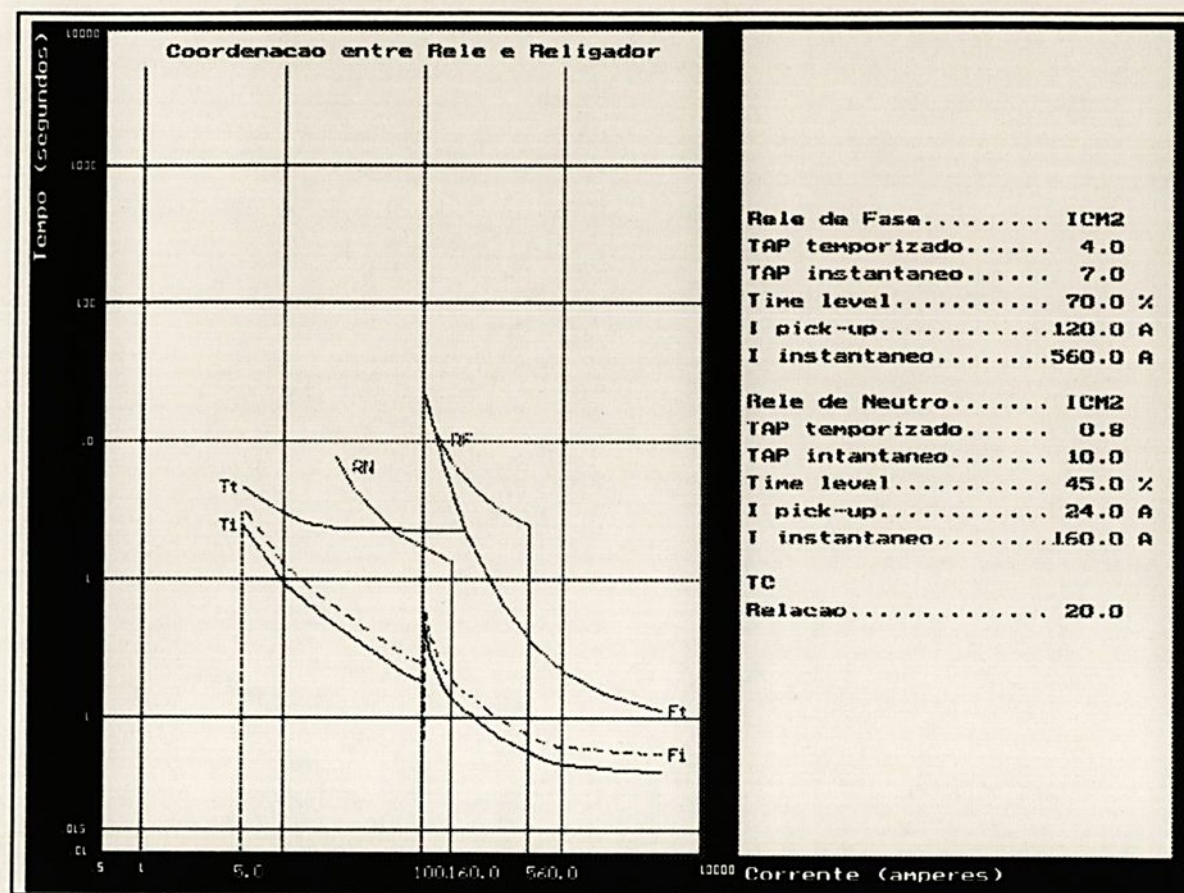


Figura 4.7- Coordenação entre relé de sobrecorrente e religador

A seguir apresenta-se um resultado final com todos os equipamentos, os pontos que estão protegendo e seus ajustes, juntamente com o custo de toda a proteção deste sistema.

RESULTADO DO EXEMPLO 11 BARRAS**PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES COM FUSÍVEL**

Transformador 1 de 75.0 5H
Transformador 2 de 45.0 3H
Transformador 3 de 30.0 2H
Transformador 4 de 45.0 3H
Transformador 5 de 75.0 5H
Transformador 6 de 30.0 2H
Transformador 7 de 30.0 2H
Transformador 8 de 30.0 2H
Transformador 9 de 75.0 5H
Transformador 10 de 75.0 5H
Transformador 11 de 75.0 5H
Transformador 12 de 45.0 3H
Transformador 13 de 75.0 5H

PROTEÇÃO DE RAMAIS COM FUSÍVEIS

Ramal 3 9 10K
Ramal 4 8 10K
Ramal 5 6 10K
Ramal 5 7 15K
Ramal 7 11 10K

COORDENAÇÃO DE RELIGADORES COM FUSÍVEIS

Ajuste de Fase
Tap de fase: 50.0
Curva Instantânea: A
Curva Temporizada: C

Ajuste de Neutro
Curva Instantânea: 1
Curva Temporizada: 5

COORDENAÇÃO DO RELÉ COM O RELIGADOR

Relação de Transformação do TC: 20
Ajustes de Fase
Tap temporizado: 4.0
Tap instantâneo: 7.0
"Time Level": 70

Ajustes de Neutro
Tap temporizado: 0.8

Tap instantâneo: 10.0
"Time Level": 45

CUSTOS DA PROTEÇÃO (Valores em R\$ [14])

Proteção de Transformador = 726,04

Proteção de ramais com fusíveis = 275,04

Custo de religadores = 17.679,91

TOTAL = 18.660,99

4.3.2- Simulação da rede de 25 barras

Os dados deste sistema encontram-se no Apêndice C. Na Figura 4.8 são mostrados os pontos onde o programa aloca os equipamentos de proteção, resultado da aplicação do primeiro conjunto de regras.



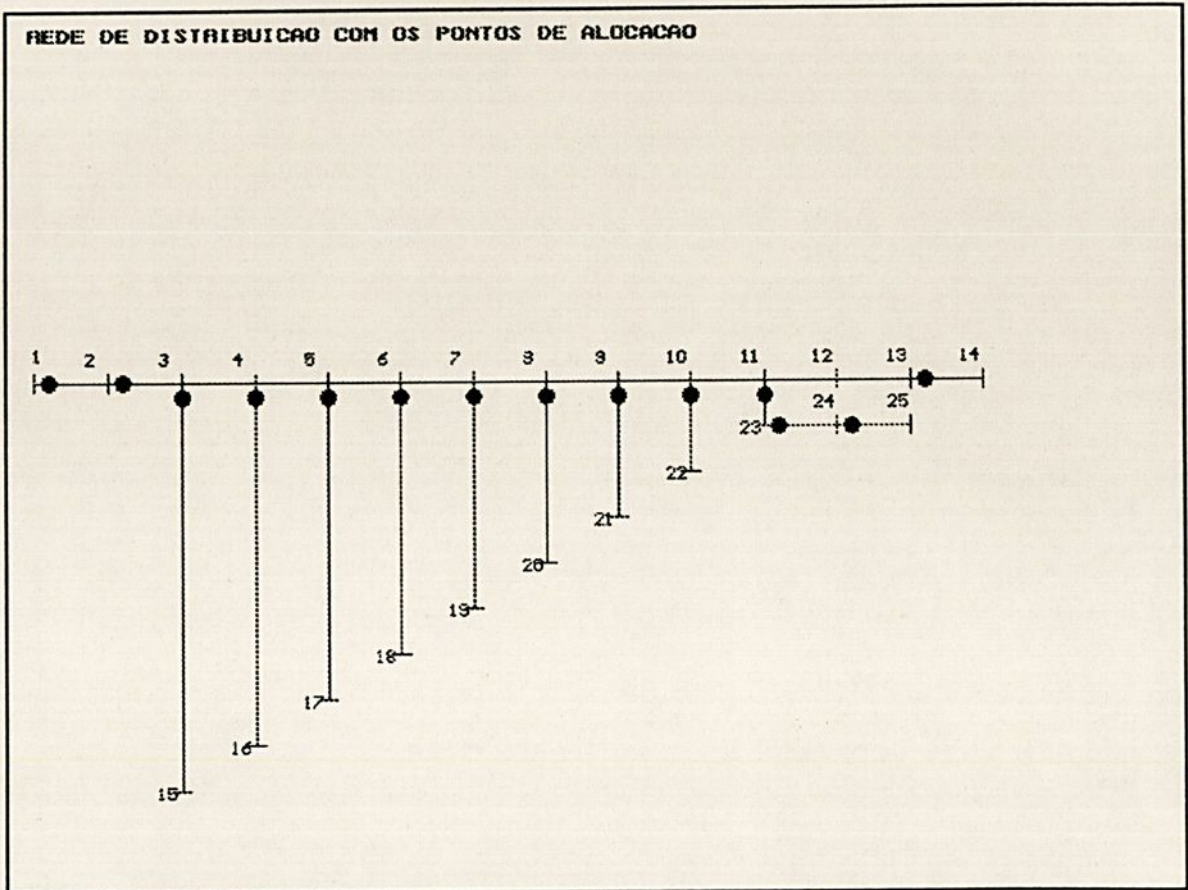


Figura 4.8- Resultado da alocação da proteção no sistema de 25 barras

Os resultados da aplicação das regras de escolha dos dispositivos são mostrados na figura 4.9, onde apresentam-se os dispositivos escolhidos e suas alocações.

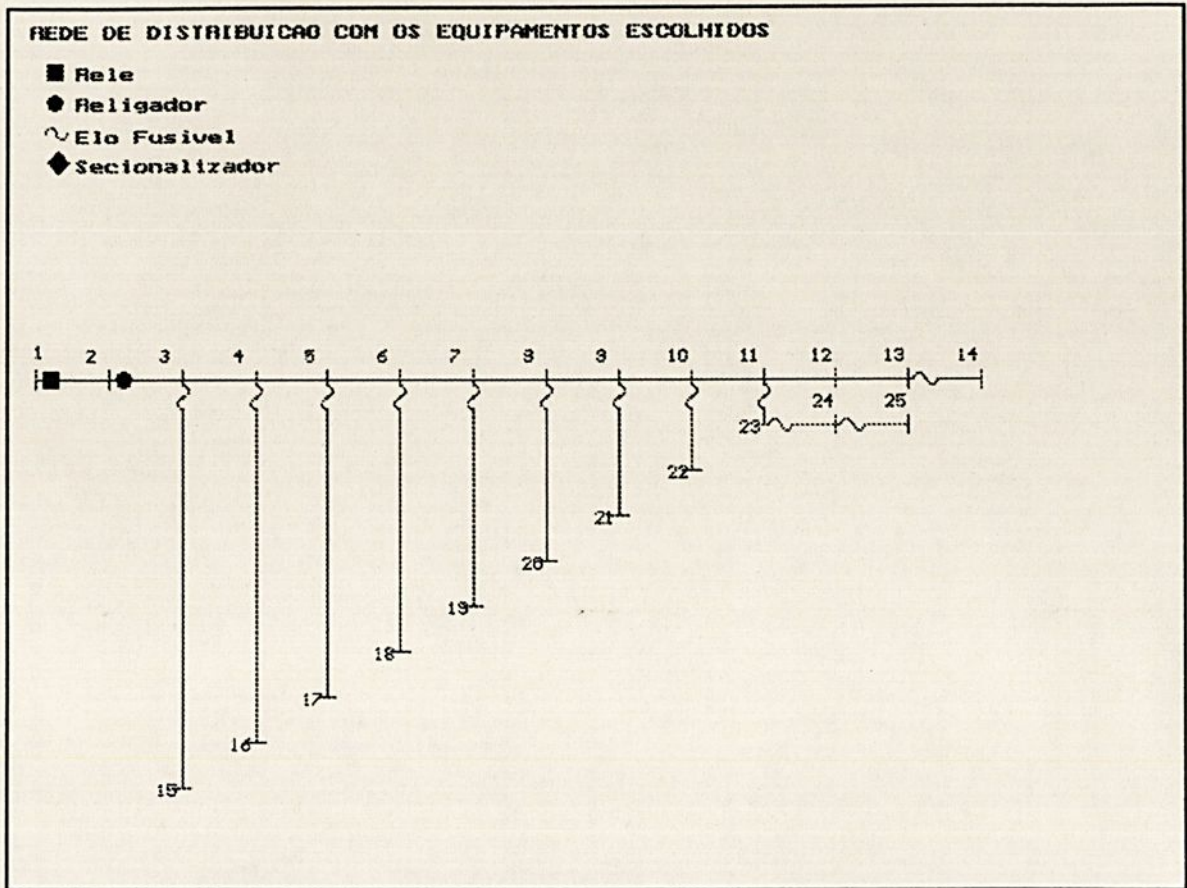


Figura 4.9- Resultados da escolha dos dispositivos de proteção no sistema de 25 barras

As figuras 4.10 e 4.11 mostram a proteção de um dos transformadores da rede e a coordenação de fusíveis em um dos ramos desta, respectivamente.

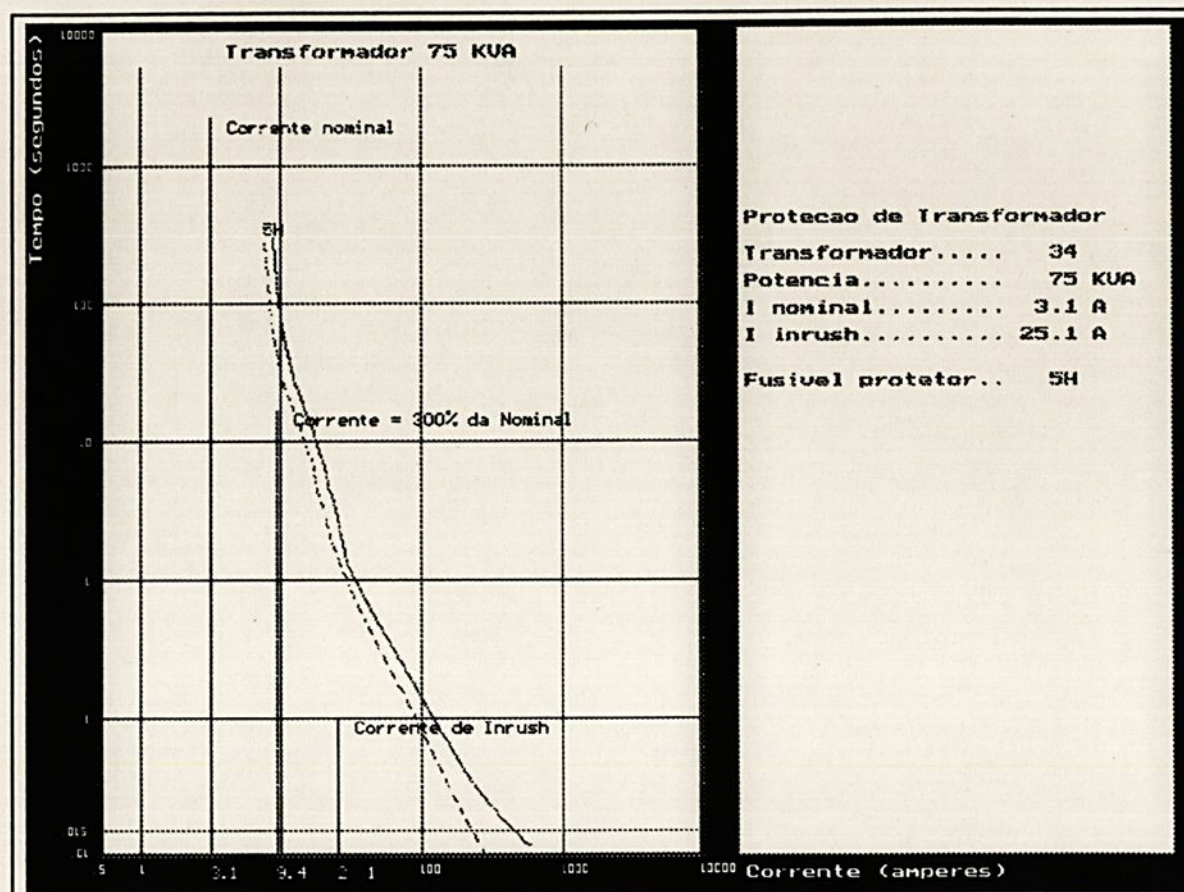


Figura 4.10- Proteção do transformador de 75 KVA

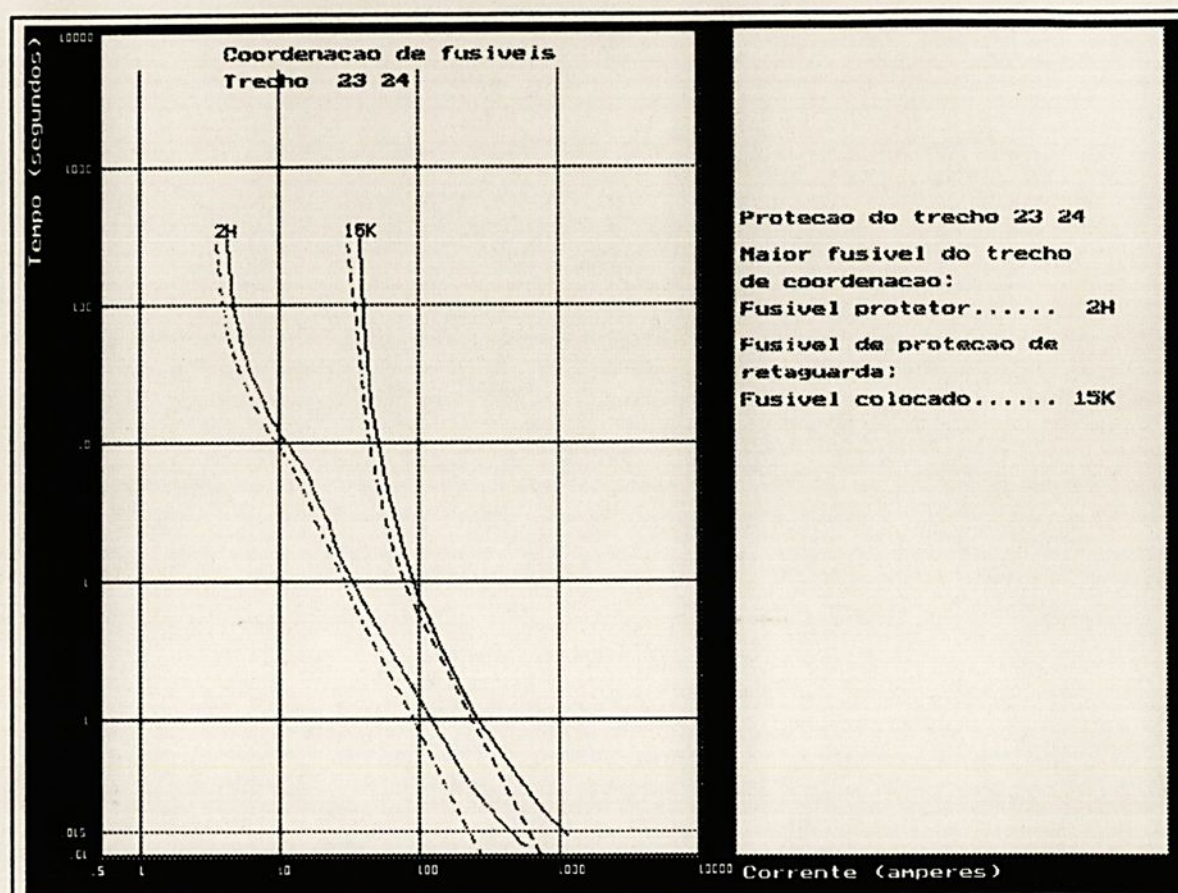


Figura 4.11- Coordenação entre os fusíveis no ramal 23-24

A proteção do início do alimentador é feita por um religador e este deve coordenar com o maior elo fusível em série como mostra a figura 4.12.

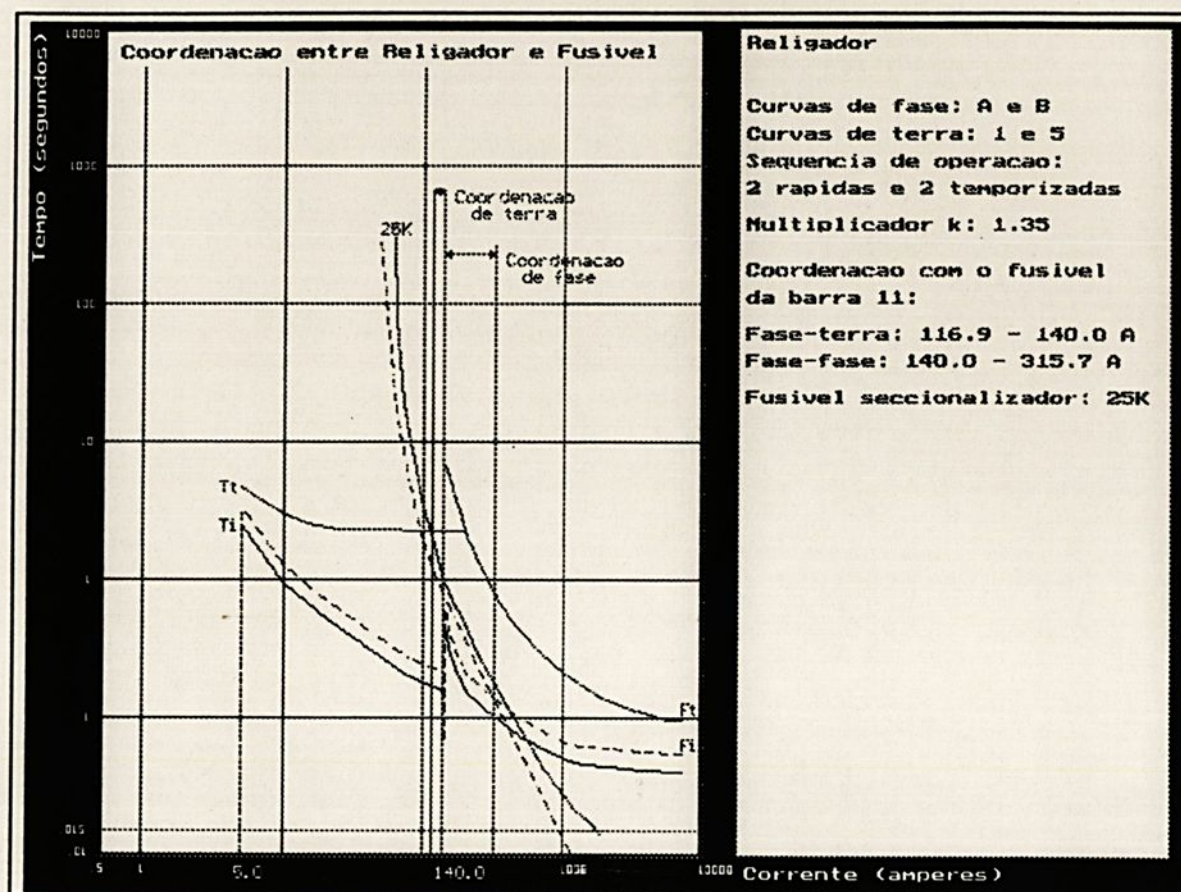


Figura 4.12- Coordenação entre religador e fusível

A figura 4.13 mostra a coordenação entre o relé e o religador que protegem o alimentador principal.

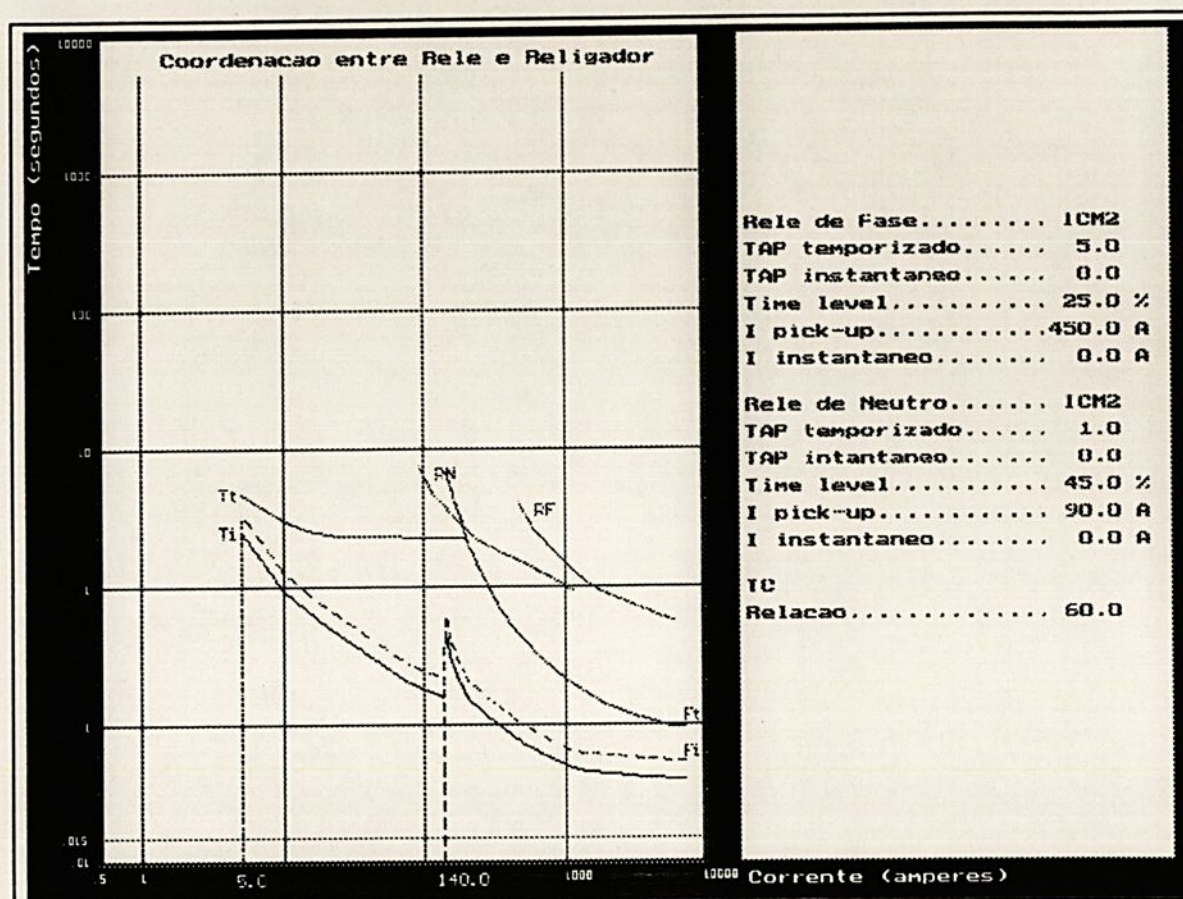


Figura 4.13- Coordenação entre relé e religador

A seguir temos os resultados que são lançados em arquivo, com todas as proteções e o custo desta.

RESULTADOS DO CASO CESP 25 BARRAS**PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES COM FUSÍVEL**

Transformador 1 de 15.0 2H
Transformador 2 de 15.0 2H
Transformador 3 de 15.0 2H
Transformador 4 de 15.0 2H
Transformador 5 de 10.0 2H
Transformador 6 de 15.0 2H
Transformador 7 de 15.0 2H
Transformador 8 de 15.0 2H
Transformador 9 de 10.0 2H
Transformador 10 de 15.0 2H
Transformador 11 de 15.0 2H
Transformador 12 de 25.0 2H
Transformador 13 de 15.0 2H
Transformador 14 de 10.0 2H
Transformador 15 de 15.0 2H
Transformador 16 de 15.0 2H
Transformador 17 de 10.0 2H
Transformador 18 de 10.0 2H
Transformador 19 de 45.0 3H
Transformador 20 de 15.0 2H
Transformador 21 de 10.0 2H
Transformador 22 de 15.0 2H
Transformador 23 de 15.0 2H
Transformador 24 de 15.0 2H
Transformador 25 de 15.0 2H
Transformador 26 de 15.0 2H
Transformador 27 de 30.0 2H
Transformador 28 de 20.0 2H
Transformador 29 de 30.0 2H
Transformador 30 de 15.0 2H
Transformador 31 de 15.0 2H
Transformador 32 de 30.0 2H
Transformador 33 de 75.0 5H
Transformador 34 de 75.0 5H
Transformador 35 de 45.0 3H
Transformador 36 de 45.0 3H
Transformador 37 de 10.0 2H
Transformador 38 de 30.0 2H
Transformador 39 de 15.0 2H
Transformador 40 de 15.0 2H



Transformador 41 de 15.0 2H
Transformador 42 de 15.0 2H
Transformador 43 de 15.0 2H
Transformador 44 de 15.0 2H
Transformador 45 de 15.0 2H
Transformador 46 de 15.0 2H
Transformador 47 de 15.0 2H
Transformador 48 de 15.0 2H
Transformador 49 de 15.0 2H
Transformador 50 de 15.0 2H
Transformador 51 de 15.0 2H
Transformador 52 de 15.0 2H
Transformador 53 de 15.0 2H
Transformador 54 de 15.0 2H
Transformador 55 de 10.0 2H
Transformador 56 de 15.0 2H
Transformador 57 de 15.0 2H
Transformador 58 de 10.0 2H
Transformador 59 de 15.0 2H
Transformador 60 de 15.0 2H
Transformador 61 de 15.0 2H
Transformador 62 de 15.0 2H
Transformador 63 de 10.0 2H
Transformador 64 de 10.0 2H
Transformador 65 de 15.0 2H
Transformador 66 de 10.0 2H
Transformador 67 de 25.0 2H
Transformador 68 de 15.0 2H
Transformador 69 de 15.0 2H
Transformador 70 de 15.0 2H
Transformador 71 de 15.0 2H
Transformador 72 de 15.0 2H
Transformador 73 de 15.0 2H
Transformador 74 de 15.0 2H
Transformador 75 de 15.0 2H
Transformador 76 de 15.0 2H
Transformador 77 de 15.0 2H

PROTEÇÃO DE RAMAIS COM FUSÍVEIS

Ramal 3 15 10K
Ramal 4 16 10K
Ramal 5 17 10K
Ramal 6 18 10K
Ramal 7 19 10K



Ramal 8 20 10K
Ramal 9 21 10K
Ramal 10 22 10K
Ramal 11 23 25K
Ramal 13 14 10K
Ramal 23 24 15K
Ramal 24 25 10K

COORDENAÇÃO DE RELIGADORES COM FUSÍVEIS

Ajuste de Fase
Tap de fase: 70.0
Curva Instantânea: A
Curva Temporizada: B

Ajuste de Neutro
Curva Instantânea: 1
Curva Temporizada: 5

COORDENAÇÃO DO RELÉ COM O RELIGADOR

Relação de Transformação do TC: 60
Ajustes de Fase
Tap Temporizado: 5.0
Tap Instantâneo: 0.0
Time Level: 25

Ajustes de Neutro
Tap Temporizado: 1.0
Tap Instantâneo: 0.0
Time Level: 45

CUSTOS DA PROTEÇÃO (Valores em R\$ [14])

Proteção de Transformador = 4.241,16
Proteção de ramais com fusíveis = 660,96
Custo de religadores = 17.679,91

TOTAL = 22.582,03



Deve-se ressaltar que os resultados obtidos pelo programa garantem seletividade dos equipamentos de proteção, e que as diferenças que possam ocorrer em relação ao projeto realizado pela CESP devem-se a diferentes filosofias, regras e dispositivos utilizados pela CESP [14]. A seguir mostram-se os resultados calculados pelos projetistas da CESP, conforme ilustra a tabela 4.1.

Tabela 4.1- Resultados CESP - Relés

Atual na Rede	Proposto por grupo de estudo da CESP
RTC=60	RTC=120
Relé fase: CDG-21	Relé Fase: CDG-21
Tap 6 (360 A)	Tap 4 (480 A)
TL = 20%	TL = 20%
Inst = 80 (4.800 A)	Inst = 50 (6.000A)
Relé Neutro: CDG-21	Relé Neutro: CDG-21
Tap 1 (60A)	Tap 1.0 (120A)
TL = 30%	TL = 25%
Inst = 10 (600A)	Inst = 15 (1800A)

Os resultados de Tap tanto para fase como para neutro ficou entre os dois resultados da CESP:

Fase: Tap 5 = 450 A

Neutro: Tap 1 = 90A

O valor de "time level" ficou mais elevado.

TL fase: 25%

TL Neutro: 45%

Isto é devido a dois fatores: maior precisão no programa que a visual pelo projetista e observância rigorosa da regra de coordenação, explicada anteriormente.

Quanto ao ajuste de interrupção instantânea, o dispositivo de proteção utilizado pelo programa não possui ajuste suficiente para os níveis de curto-circuito que ocorrem.

Dentro da filosofia de proteção utilizada no programa, os resultados foram bastante próximos aos dos projetistas da CESP, com poucas divergências e uma maior precisão e confiabilidade nos resultados. A seguir temos os ajustes feitos pelos projetistas da CESP para o religador.

Tabela 4.2- Resultados CESP - Religador

Atual	Proposto
Marca MGE: KF	Igual ao atual
Fase: Bobina série: 50A	Igual ao atual
Imin disparo: 100A	Igual ao atual
Seq. oper. 1A 3B	Igual ao atual
Terra resistor: 10A	Igual ao atual
Imin disp. 10A	Igual ao atual
Seq. op: 1 curva 1 + 3 curva 5	Igual ao atual

A bobina escolhida pelo programa é de 70A, portanto mais elevada que a da CESP.

A sequência de operação é de 2A 2B.

Para ajustes do Neutro, as curvas escolhidas são iguais, apenas a sequência é diferente 2 curva1 e 2 curva5.

Este ajuste mais elevado se deve a uma maior precisão na coordenação com os elos fusíveis, já que o programa dispõe das faixas de coordenação em seu banco de dados, recusando um ajuste que não tenha seletividade para os curto-circuitos do sistema.

Os ajustes de fusíveis do caso CESP, podem ser observados na figura C.1 do Apêndice C. Pode se notar que na proteção de ramais os resultados do programa são mais elevados. Mas se a tabela de coordenação para os curto-circuitos nas regiões em que os elos foram alocados, perceberemos que para muitos elos do caso CESP não há coordenação. Já o programa obedece rigorosamente as regras, não permitindo fusíveis que não tenham seletividade entre si.

A seguir vamos proceder algumas modificações no caso CESP e analisar os resultados.



4.3.3- Simulação da rede 25 barras - modificações feitas pelo usuário

1ª MODIFICAÇÃO

Como podemos observar, a colocação de fusíveis em série acarreta a subida das curvas podendo em alguns casos atingir valores muito altos, fazendo com que os dispositivos de retaguarda demorem para atuar na falha de um equipamento protetor. A primeira modificação é trocar um fusível de retaguarda que protege o ramal das barras 11 para 23 por um seccionador, como pode ser visto na figura 4.14.



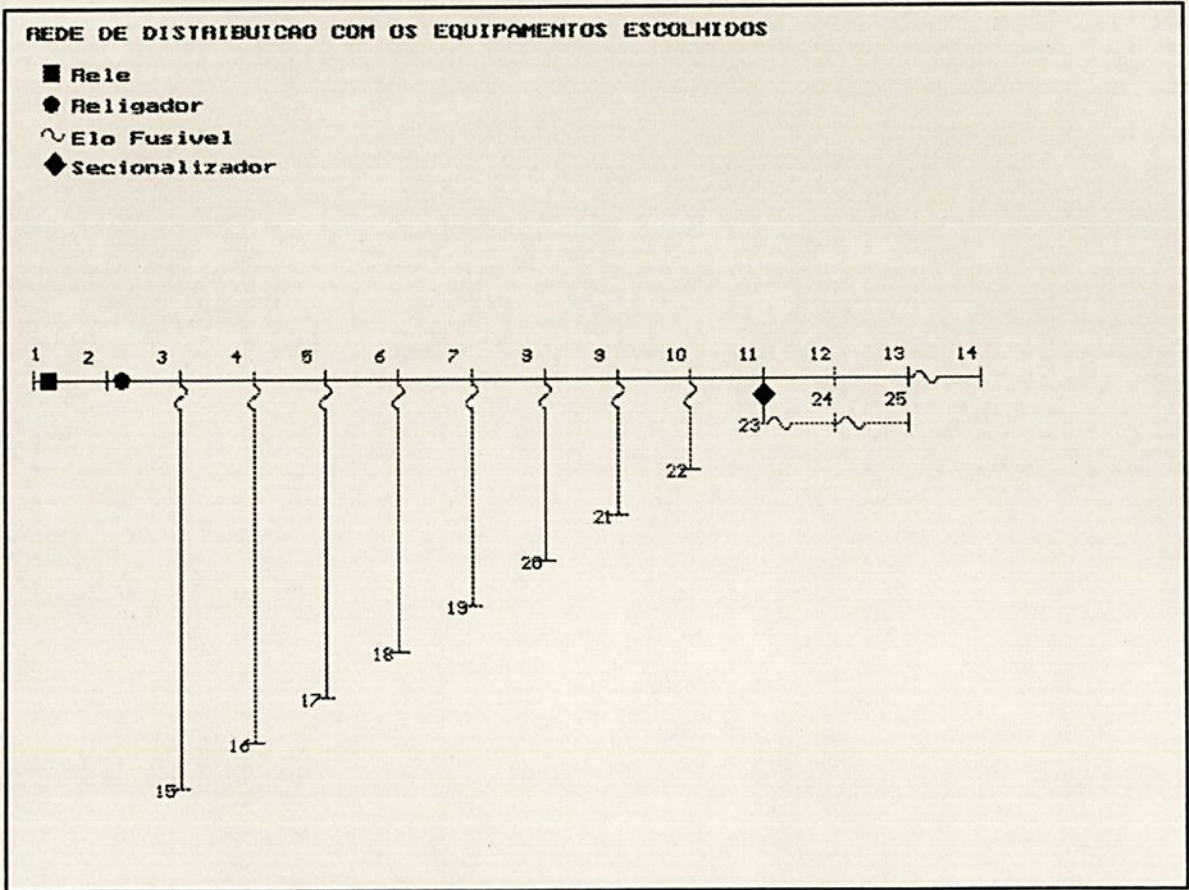


Figura 4.14- Dispositivos de proteção escolhidos

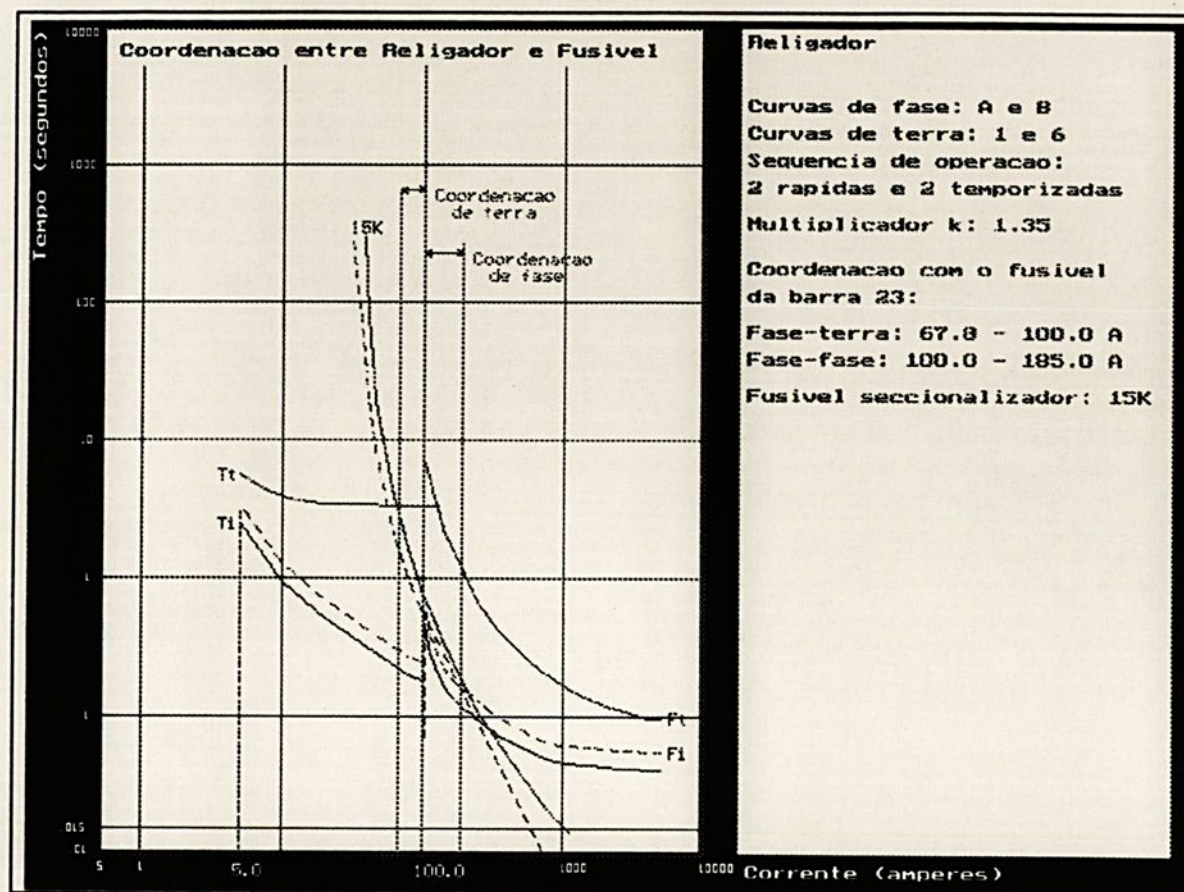


Figura 4.15- Coordenação entre religador e fusível quando é escolhido um seccionador

Na figura 4.15 o religador está coordenando com um elo fusível de 15K da barra 23. Quanto ao religador não houveram modificações, apenas que para a coordenação de terra ter seletividade com o elo, a curva subiu de 5 para 6.

Quanto a coordenação entre o relé e o religador, a curva de neutro desceu para o "time level" de 35%, conforme figura 4.16.

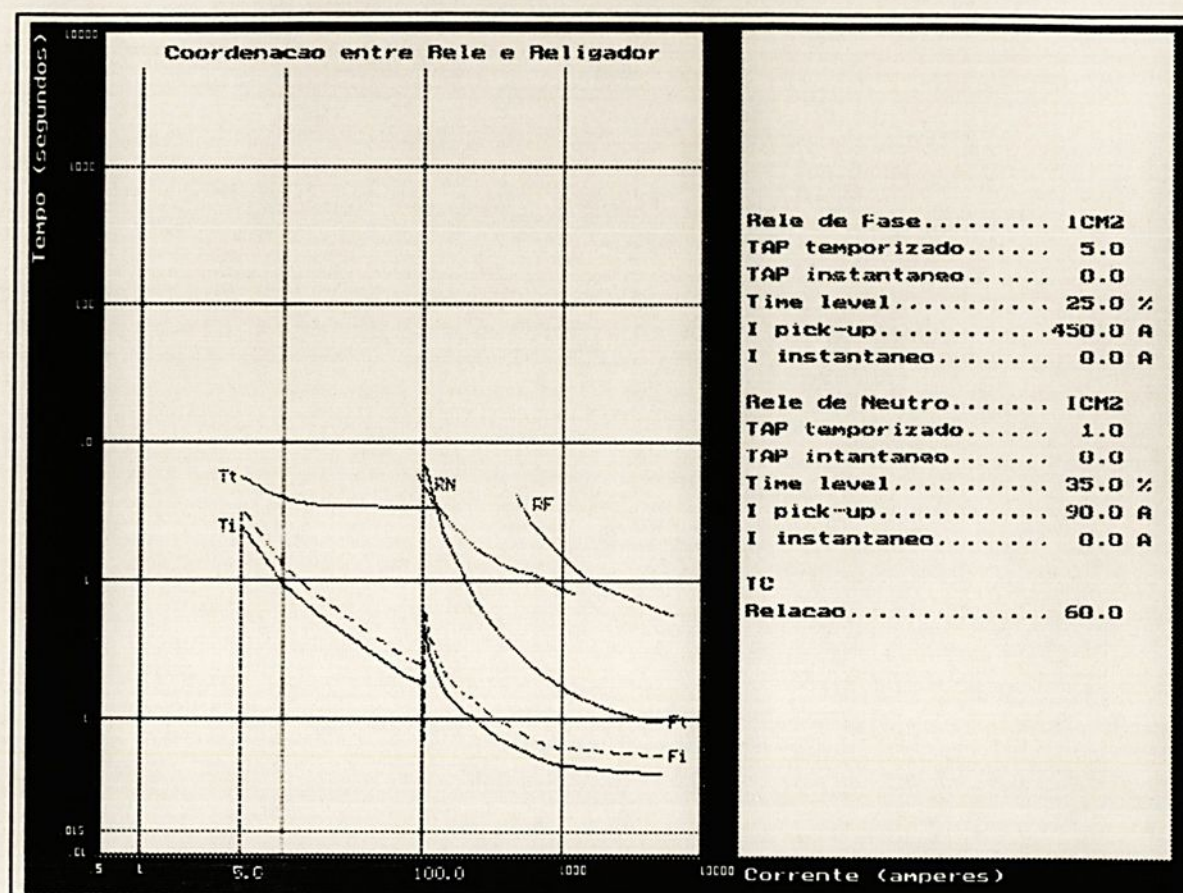


Figura 4.16- Coordenação entre relé e religador com seccionador na rede

Com esta modificação houve um pequeno ganho de sensibilidade no relé de neutro, mas isto levou a um aumento no custo do projeto como se pode verificar nos resultados gerais mostrados a seguir.

RESULTADO GERAL DO CASO CESP 25 BARRAS (1ª MODIFICAÇÃO)**PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES COM FUSÍVEL**

Idem resultados da página 66.

PROTEÇÃO DE RAMAIS COM FUSÍVEIS

Ramal 3 15 10K

Ramal 4 16 10K

Ramal 5 17 10K

Ramal 6 18 10K

Ramal 7 19 10K

Ramal 8 20 10K

Ramal 9 21 10K

Ramal 10 22 10K

Ramal 13 14 10K

Ramal 23 24 15K

Ramal 24 25 10K

COORDENAÇÃO DE RELIGADORES COM FUSÍVEIS

Ajuste de Fase

Tap de fase: 50.0

Curva Instantânea: A

Curva Temporizada: B

Ajuste de Neutro

Curva Instantânea: 1

Curva Temporizada: 6

NÚMERO DE OPERAÇÕES DO SECCIONALIZADOR

Operações: 3



COORDENAÇÃO DO RELÉ COM O RELIGADOR

Relação de Transformação do TC: 60

Ajustes de Fase

Tap Temporizado: 5.0

Tap Instantâneo: 0.0

Time Level: 25

Ajustes de Neutro

Tap Temporizado: 1.0

Tap Instantâneo: 0.0

Time Level: 35

CUSTOS DA PROTEÇÃO (Valores em R\$ [14])

Proteção de Transformador =	4.241,16
Proteção de ramais com fusíveis =	605,88
Custo de seccionalizadores =	9.153,04
Custo de religadores =	17.679,91
TOTAL =	31.679,99



2ª MODIFICAÇÃO

Nesta modificação foi retirado o fusível que protegia o ramal 23-24, como visto na figura 4.17.

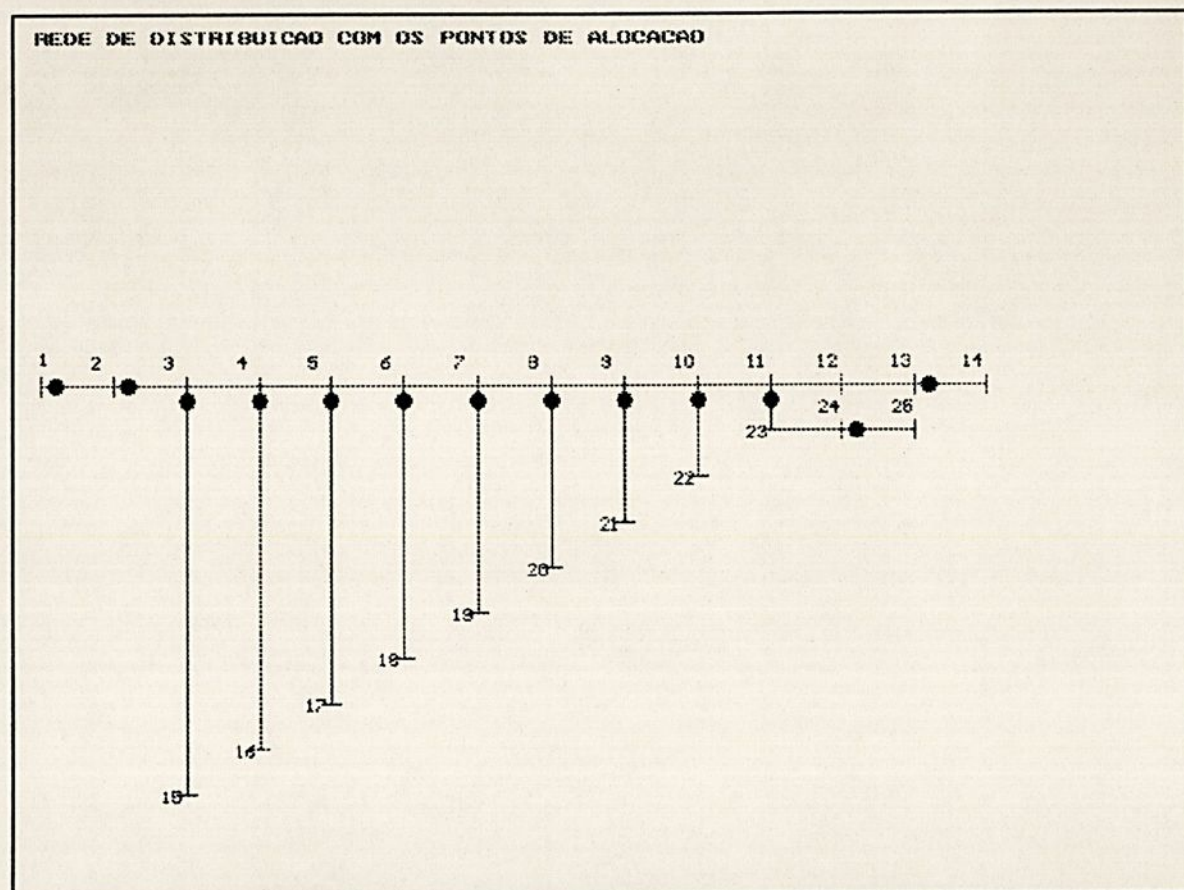


Figura 4.17- Localização da proteção - 2ª modificação

Com esta modificação o maior elo da rede é de 15K na barra 11. Para este elo não há coordenação de fase com o religador, como mostrado na figura 4.18.

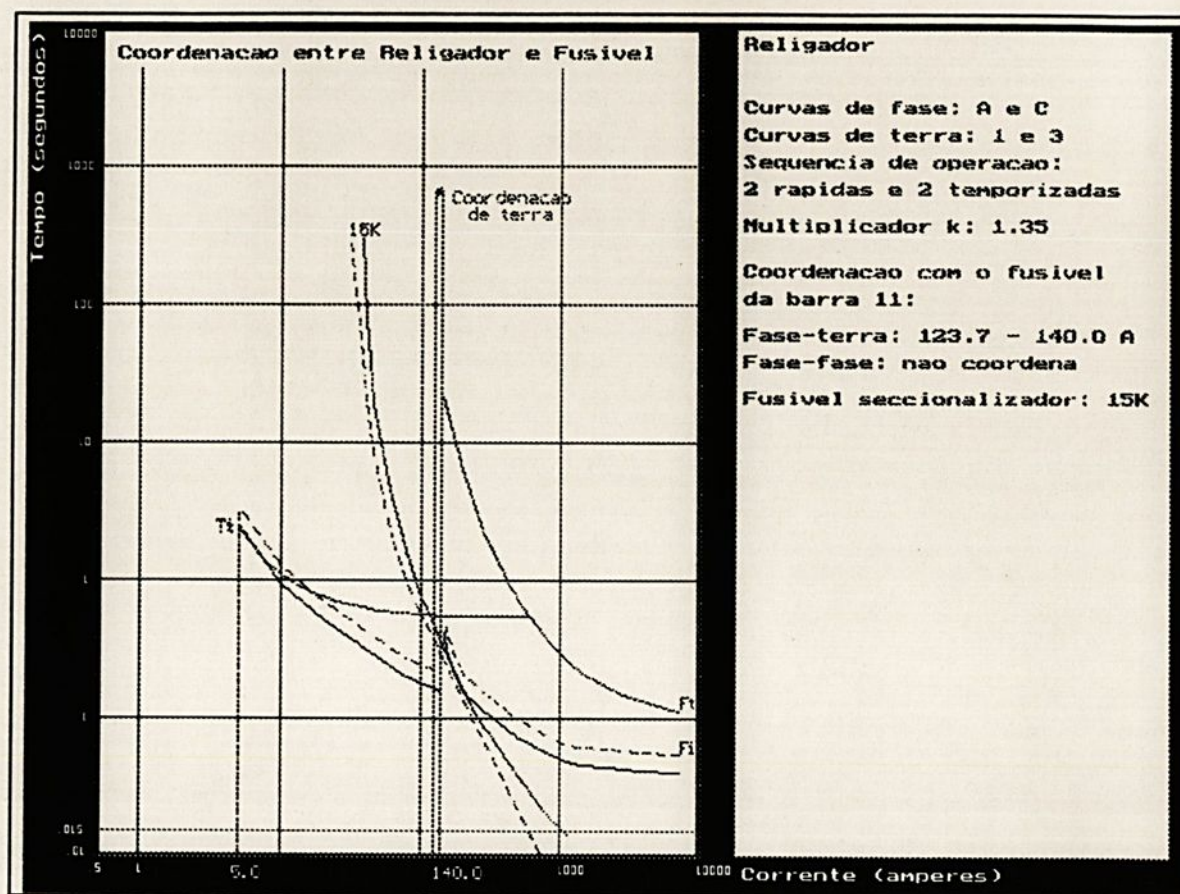


Figura 4.18- Religador e fusível em série - falta de coordenação

A figura 4.19 mostra o resultado da coordenação entre relé e religador. Pode-se notar que houve uma mudança na curva do neutro do relé para "time level" de 20%.

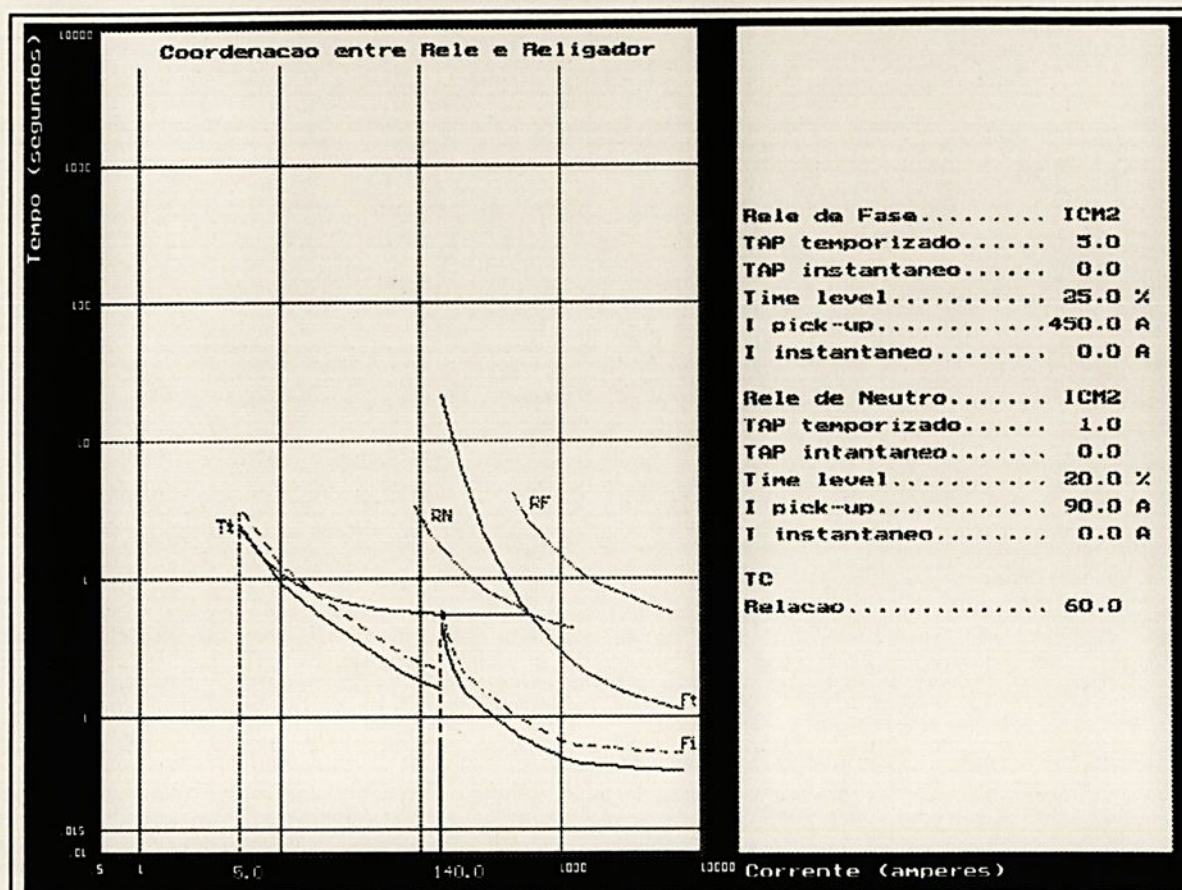


Figura 4.19- Coordenação relé e religador - 2ª modificação

Esta modificação reduziu o custo total da proteção, pois não houve o custo do seccionador e de um fusível. Estes dados podem ser observados nos resultados gerais mostrados a seguir, destacando-se que houve um prejuízo na coordenação do sistema.

RESULTADO GERAL DO CASO CESP 25 BARRAS (2ª MODIFICAÇÃO)**PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES COM FUSÍVEL**

Idem resultados da página 66.

PROTEÇÃO DE RAMAIS COM FUSÍVEIS

Ramal 3 15 10K

Ramal 4 16 10K

Ramal 5 17 10K

Ramal 6 18 10K

Ramal 7 19 10K

Ramal 8 20 10K

Ramal 9 21 10K

Ramal 10 22 10K

Ramal 11 23 15K

Ramal 13 14 10K

Ramal 24 25 10K

COORDENAÇÃO DE RELIGADORES COM FUSÍVEIS

Ajuste de Fase

Tap de fase: 70.0

Curva Instantânea: A

Curva Temporizada: C

Ajuste de Neutro

Curva Instantânea: 1

Curva Temporizada: 3

COORDENAÇÃO DO RELÉ COM O RELIGADOR

Relação de Transformação do TC: 60



Ajustes de Fase

Tap Temporizado: 5.0

Tap Instantâneo: 0.0

Time Level: 25

Ajustes de Neutro

Tap Temporizado: 1.0

Tap Instantâneo: 0.0

Time Level: 20

CUSTOS DA PROTEÇÃO (Valores em R\$ [14])

Proteção de Transformador = 4.241,16

Proteção de ramais com fusíveis = 605,88

Custo de religadores = 17.679,91

TOTAL = 22.526,95

Como ilustrado com estes testes, o usuário pode interferir inserindo ou retirando dispositivos em pontos da rede onde julgue necessário.

Isto permite maior poder de decisões nas análises do projeto a ser implementado.



CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

Estudos de proteção e coordenação de equipamentos são importantes para aplicações em quase a totalidade dos estudos e projetos da área de sistemas de distribuição de energia elétrica. Os profissionais e os estudantes que possuem interesse nesta área, realizam um tedioso estudo para completarem tradicionalmente os projetos e as análises. Devido principalmente a isso, muitas vezes, não são apresentadas várias propostas de solução para um mesmo problema. Por outro lado, o uso de um programa computacional deste tipo, traz grandes agilizações na realização desses estudos, permitindo não somente a apresentação de várias propostas de solução, mas também variar de forma significativa a quantidade e o tipo de equipamentos a serem utilizados.



O programa desenvolvido é modular, sendo que novas rotinas de regras, dados de equipamentos e circuitos elétricos podem ser facilmente incorporados. Desenvolvimentos futuros devem incorporar técnicas de sistemas especialistas e a realização de reconfiguração de circuitos.



APÊNDICE A

Este apêndice apresenta as tabelas de coordenação entre curvas do religador e elos fusíveis.

A tabela A1 contém as faixas de coordenação de fase entre elos fusíveis do tipo K e um religador do tipo KF, para curva A (instantânea) e curva B (temporizada). Na primeira linha tem-se os valores de bobinas do religador, na primeira coluna os valores de elos fusíveis e no interior da tabela as faixas de corrente para qual estes dispositivos têm seletividade.



Tabela A1- Coordenação entre religador tipo KF (curvas A e B - fase) e elos fusíveis

	5	10	15	25	35	50	70	100	140	160	185	225
6K	53 - 92	20 - 75	30 - 31	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8K	91 - 133	38 - 122	30 - 105	50 - 61	—	—	—	—	—	—	—	—
10K	143 - 167	92 - 159	45 - 138	50 - 106	—	—	—	—	—	—	—	—
12K	191 - 219	139 - 211	98 - 199	60 - 165	70 - 133	—	—	—	—	—	—	—
15K	242 - 311	193 - 302	151 - 295	73 - 261	70 - 228	100 - 185	—	—	—	—	—	—
20K	342 - 390	287 - 382	236 - 374	154 - 353	70 - 313	100 - 266	140 - 171	—	—	—	—	—
25K	446 - 498	400 - 491	343 - 481	236 - 466	131 - 437	100 - 381	140 - 316	—	—	—	—	—
30K	—	588 - 638	567 - 629	525 - 614	491 - 599	144 - 546	336 - 483	200 - 204	—	—	—	—
40K	—	710 - 817	657 - 811	522 - 792	460 - 778	291 - 757	148 - 664	200 - 569	280 - 315	—	—	—
50K	—	—	1006 - 1035	895 - 1016	785 - 1001	635 - 980	423 - 924	228 - 807	280 - 678	320 - 615	370 - 452	—
65K	—	—	1217 - 1308	1103 - 1296	969 - 1275	795 - 1251	577 - 1220	310 - 1112	280 - 976	320 - 903	370 - 817	450 - 512
80K	—	—	—	1493 - 1673	1383 - 1659	1187 - 1631	961 - 1603	755 - 1551	351 - 1395	—	—	—
100K	—	—	—	1980 - 2226	1873 - 2213	1700 - 2187	1478 - 2154	1181 - 2112	814 - 2220	518 - 1951	409 - 1838	—

A tabela A2 contém as faixas de coordenação de fase entre elos fusíveis do tipo K e um religador do tipo KF, para as curvas A (instantânea) e curva C (temporizada).

Tabela A2- Coordenação entre religador KF (curvas A e C - fase) e elos fusíveis

	5	10	15	25	35	50	70	100	140	160	185	225
6K	30 - 92	20 - 75	30 - 31	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8K	70 - 133	22 - 122	30 - 105	50 - 61	—	—	—	—	—	—	—	—
10K	119 - 167	47 - 159	30 - 139	50 - 106	—	—	—	—	—	—	—	—
12K	162 - 219	97 - 211	50 - 199	50 - 165	70 - 133	—	—	—	—	—	—	—
15K	213 - 311	155 - 302	91 - 295	50 - 171	70 - 228	100 - 185	—	—	—	—	—	—
20K	298 - 390	238 - 282	177 - 374	72 - 353	70 - 313	100 - 266	140 - 170	—	—	—	—	—
25K	399 - 498	338 - 491	272 - 481	125 - 466	70 - 437	100 - 381	140 - 316	—	—	—	—	—
30K	—	555 - 638	532 - 629	54 - 614	83 - 599	362 - 546	140 - 483	200 - 204	—	—	—	—
40K	—	619 - 817	568 - 811	442 - 792	281 - 778	123 - 747	140 - 664	200 - 269	280 - 315	—	—	—
50K	—	940 - 1000	870 - 1034	751 - 1016	616 - 1001	397 - 980	243 - 924	200 - 807	280 - 678	320 - 615	370 - 452	—
65K	—	—	1054 - 1308	927 - 1300	780 - 1274	551 - 1250	306 - 1220	200 - 1112	280 - 976	320 - 903	370 - 817	450 - 512
80K	—	—	1416 - 1500	1970 - 1973	1137 - 1659	940 - 1631	721 - 1603	356 - 1551	—	—	—	—
100K	—	—	—	1732 - 2226	1613 - 2213	1417 - 2187	1140 - 2154	733 - 2112	397 - 2220	366 - 1941	—	—

A tabela A3 mostra a coordenação de neutro entre elos fusíveis do tipo K e um religador do tipo KF, sendo que a curva 1 deste religador é a instantânea e as demais são as temporizadas. A primeira linha indica as curvas temporizadas do religador, a primeira coluna os elos fusíveis, e no interior da tabela as faixas de corrente para coordenação.

Tabela A3- Coordenação entre religador tipo KF (neutro) e elos fusíveis

	2	3	4	5	6	7	8	9
6K	—	—	30 - 33	24 - 33	22 - 33	20 - 33	18 - 33	17 - 33
8K	—	56 - 59	40 - 59	33 - 59	30 - 59	27 - 59	23 - 59	22 - 59
10K	—	71 - 79	55 - 79	45 - 79	41 - 79	36 - 79	32 - 79	30 - 79
12K	—	97 - 111	73 - 111	59 - 111	52 - 111	48 - 111	43 - 111	40 - 111
15K	—	124 - 164	92 - 164	75 - 164	68 - 164	59 - 164	52 - 164	48 - 164
20K	—	158 - 216	117 - 216	93 - 216	84 - 216	75 - 216	66 - 216	61 - 216
25K	—	199 - 286	140 - 286	117 - 286	104 - 286	93 - 286	81 - 286	75 - 286
30K	—	—	218 - 382	149 - 382	133 - 382	119 - 382	103 - 382	81 - 382
40K	—	313 - 485	247 - 485	199 - 485	174 - 485	156 - 485	124 - 485	121 - 485
50K	—	437 - 623	337 - 623	281 - 623	253 - 623	229 - 623	198 - 623	188 - 623
65K	—	518 - 790	385 - 790	306 - 790	274 - 790	242 - 790	211 - 790	200 - 790
80K	1045 - 1043	701 - 1053	515 - 1053	384 - 1053	336 - 1053	336 - 1053	309 - 1053	298 - 1053
100K	1379 - 1384	865 - 1384	635 - 1384	495 - 1384	417 - 1384	417 - 1384	379 - 1384	366 - 1384

APÊNDICE B

Este apêndice contém os dados da rede exemplo de 11 barras.

A figura B1 mostra a rede com as cargas.



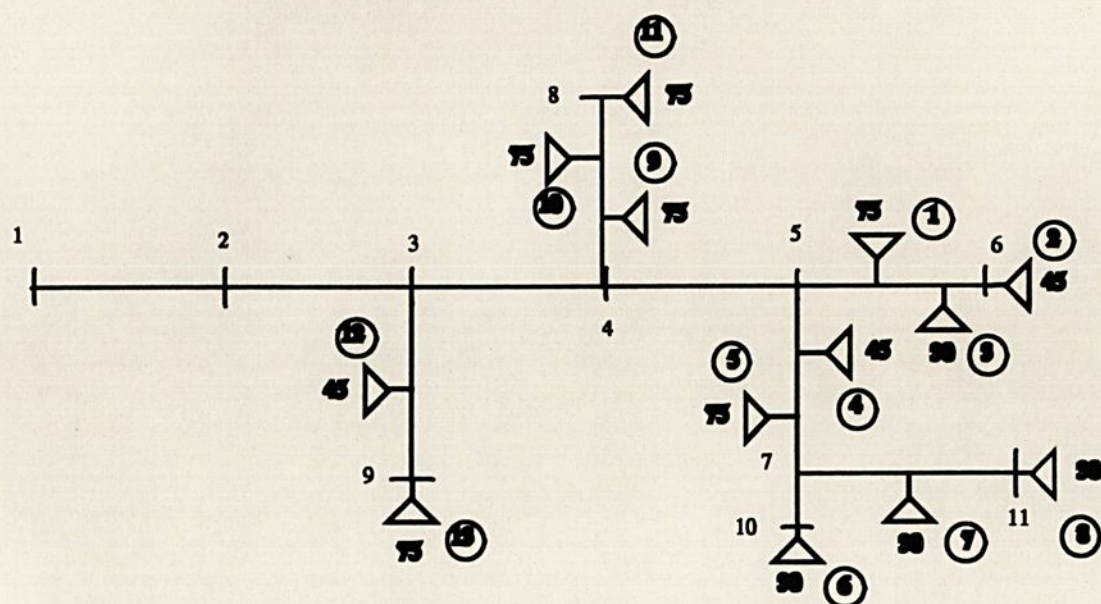


Figura B.1- Rede de 11 barras

A seguir mostram-se, nas tabelas B.1 e B.2, as entradas de dados do programa computacional.

Tabela B.1- Dados de barra

Barra Inicial	Barra Final	Número do Trafo	Potência do Trafo (kVA)	Tensão (kV)	Corrente de Carga Futura	Tipo de Alimentador	Comprimento de ramal (m)
1	2	0	0.0	13.8	31.94	1	100
2	3	0	0.0	13.8	31.94	1	100
3	4	0	0.0	13.8	0.0	1	100
4	5	0	0.0	13.8	0.0	1	100
5	6	1	75.0	13.8	2.16	0	100
5	6	2	45.0	13.8	2.16	0	100
5	6	3	30.0	13.8	2.16	0	100
5	7	4	45.0	13.8	3.78	0	100
5	7	5	75.0	13.8	3.78	0	100
7	10	6	30.0	13.8	2.16	0	100
7	11	7	30.0	13.8	2.16	0	150
7	11	8	30.0	13.8	2.16	0	150
4	8	9	75.0	13.8	13.50	0	100
4	8	10	75.0	13.8	13.50	0	100
4	8	11	75.0	13.8	13.50	0	100
3	9	12	45.0	13.8	12.50	0	100
3	9	13	75.0	13.8	12.50	0	100

Tabela B.2- Dados de curto-circuito

Barra	Curto-Circuitos (A)							
	3 ϕ	2 ϕ	1 ϕ	1 ϕ min.	3 ϕ assim.	2 ϕ assim.	1 ϕ assim.	1 ϕ min. assim.
1	400	320	100	80	560	432	280	0
2	271	157	90	50	350	230	150	0
3	120	107	79	60	0	0	0	0
4	100	96	78	50	0	0	0	0
5	112	94	76	50	0	0	0	0
6	104	82	70	30	0	0	0	0
7	95	81	75	50	0	0	0	0
8	120	94	70	30	0	0	0	0
9	120	93	70	30	0	0	0	0
10	93	82	68	20	0	0	0	0
11	92	81	55	15	0	0	0	0

APÊNDICE C

Nesse apêndice mostram-se os dados da rede CESP [14]. A figura C.1 ilustra o desenho da rede e as tabelas C.1 e C.2 mostram os dados da rede.



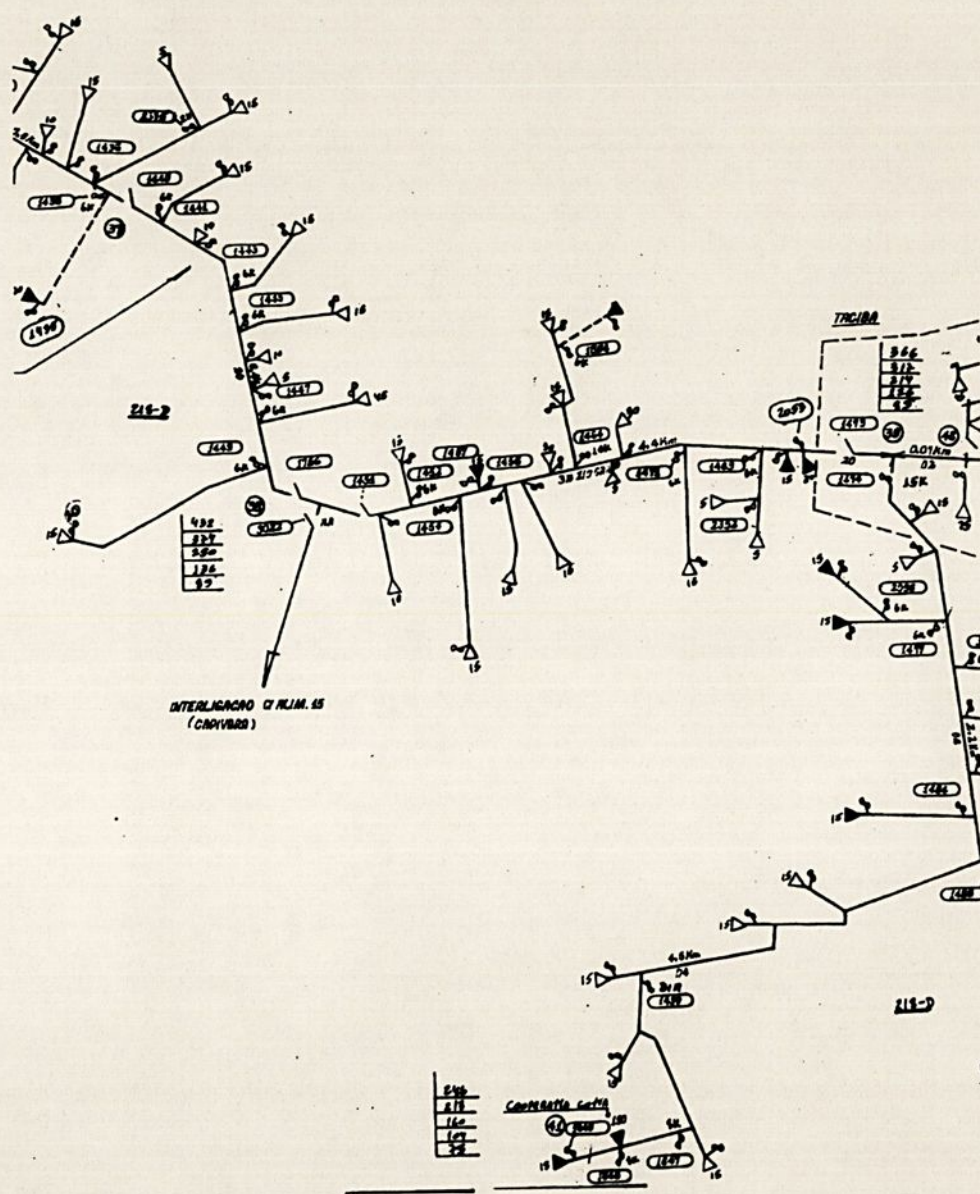


Figura C.1- Continuação

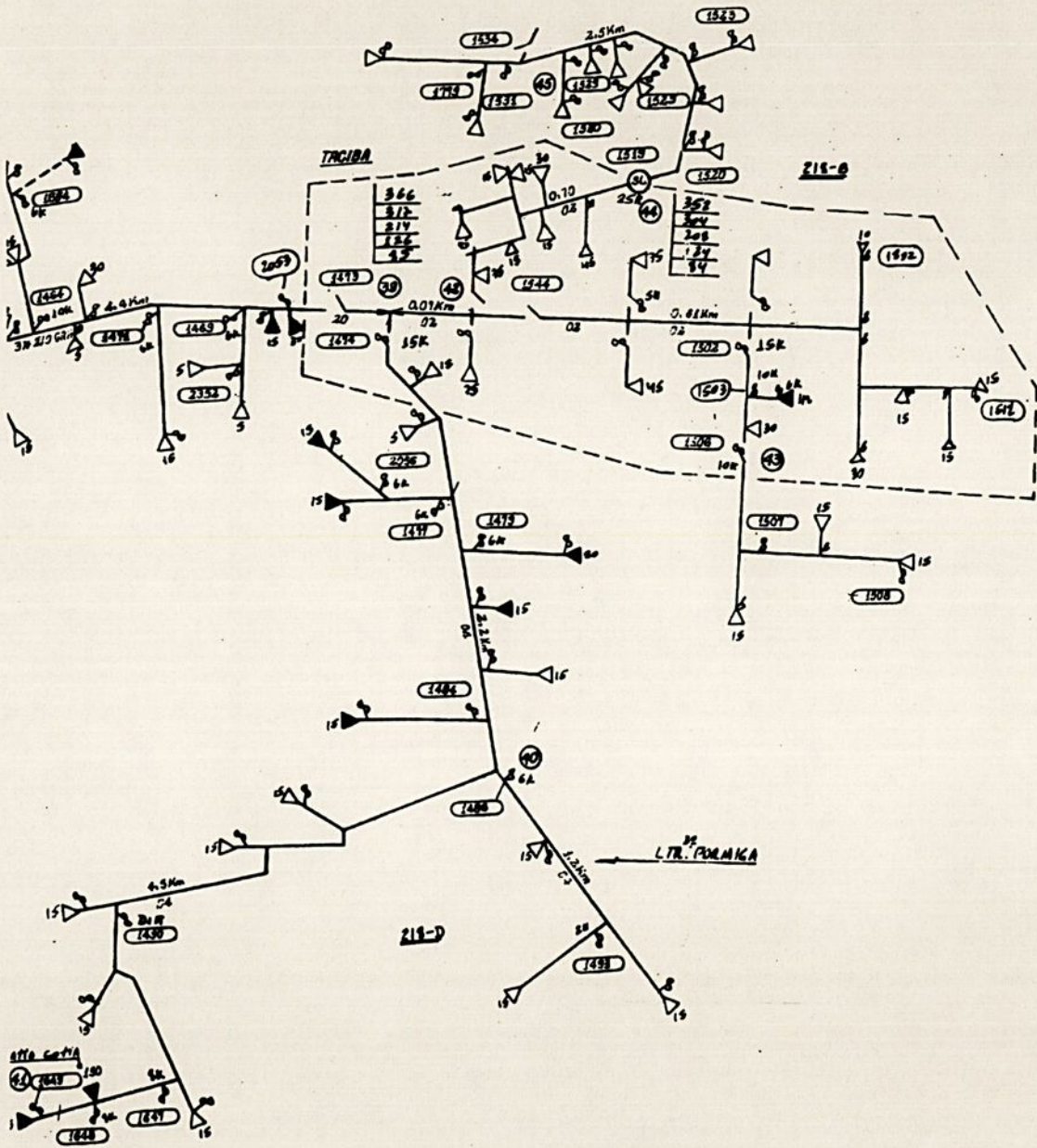


Figura C.1- Continuação

Tabela C.1- Dados de barra

Barra Inicial	Barra Final	Número do Trafo	Potência do Trafo (kVA)	Tensão (kV)	Corrente de Carga Futura	Tipo de Alimentador	Comprimento de ramal (m)
1	2	0	0	13.8	300.0	1	100
2	3	1	15	13.8	42.72	1	100
2	3	2	15	13.8	42.72	1	100
2	3	3	15	13.8	42.72	1	100
2	3	4	15	13.8	42.72	1	100
2	3	5	10	13.8	42.72	1	100
3	4	6	15	13.8	42.00	1	100
4	5	0	0	13.8	37.33	1	100
5	6	0	0	13.8	36.39	1	100
6	7	7	15	13.8	35.97	1	100
6	7	8	15	13.8	35.97	1	100
7	8	9	10	13.8	34.71	1	100
7	8	10	15	13.8	34.71	1	100
7	8	11	15	13.8	34.71	1	100
8	9	12	25	13.8	33.45	1	100
8	9	13	15	13.8	33.45	1	100
8	9	14	10	13.8	33.45	1	100
8	9	15	15	13.8	33.45	1	100
8	9	16	15	13.8	33.45	1	100
8	9	17	10	13.8	33.45	1	100
8	9	18	10	13.8	33.45	1	100
8	9	19	45	13.8	33.45	1	100
8	9	20	15	13.8	33.45	1	100
8	9	21	10	13.8	33.45	1	100
8	9	22	15	13	33.45	1	100
8	9	23	15	13.8	33.45	1	100
8	9	25	15	13.8	33.45	1	100
8	9	25	15	13.8	33.45	1	100
8	9	26	15	13.8	33.45	1	100

Tabela C.1- Continuação

Barra Inicial	Barra Final	Número do Trafo	Potência do Trafo (kVA)	Tensão (kV)	Corrente de Carga Futura	Tipo de Alimentador	Comprimento de ramal (m)
8	9	27	30	13.8	33.45	1	100
9	10	28	10	13.8	26.97	1	100
9	10	29	30	13.8	26.97	1	100
9	10	30	15	13.8	26.97	1	100
10	11	31	15	13.8	25.71	1	100
10	11	32	30	13.8	25.71	1	100
11	12	0	0	13.8	19.27	1	100
12	13	33	75	13.8	10.8	1	100
12	13	34	75	13.8	10.8	1	100
12	13	35	45	13.8	10.8	1	100
12	13	36	45	13.8	10.8	1	100
13	14	37	10	13.8	1.78	0	100
13	14	38	30	13.8	1.78	0	100
13	14	39	15	13.8	1.78	0	100
13	14	40	15	13.8	1.78	0	100
13	14	41	15	13.8	1.78	0	100
3	15	42	15	13.8	0.63	0	100
3	15	43	15	13.8	0.63	0	100
4	16	44	15	13.8	4.40	0	100
4	16	45	15	13.8	4.40	0	100
4	16	46	15	13.8	4.40	0	100
4	16	47	15	13.8	4.40	0	100
4	16	48	15	13.8	4.40	0	100
4	16	49	15	13.8	4.40	0	100
4	16	50	15	13.8	4.40	0	100
5	17	51	15	13.8	0.94	0	100
5	17	52	15	13.8	0.94	0	100
5	17	53	15	13.8	0.94	0	100
6	18	54	15	13.8	0.42	0	100
6	18	55	10	13.8	0.42	0	100

Tabela C.1- Continuação

Barra Inicial	Barra Final	Número do Trafo	Potência do Trafo (kVA)	Tensão (kV)	Corrente de Carga Futura	Tipo de Alimentador	Comprimento de ramal (m)
7	19	56	15	13.8	0.63	0	100
7	19	57	15	13.8	0.63	0	100
8	20	58	10	13.8	0.42	0	100
8	20	59	15	13.8	0.42	0	100
9	21	60	15	13.8	0.94	0	100
9	21	61	15	13.8	0.94	0	100
9	21	62	15	13.8	0.94	0	100
10	22	63	10	13.8	0.21	0	100
10	22	64	10	13.8	0.21	0	100
11	23	65	15	13.8	5.5	0	100
11	23	66	10	13.8	5.5	0	100
23	24	67	25	13.8	4.50	0	100
23	24	68	15	13.8	4.50	0	100
23	24	69	15	13.8	4.50	0	100
23	24	70	15	13.8	4.50	0	100
24	25	71	15	13.8	2.20	0	100
24	25	72	15	13.8	2.20	0	100
24	25	73	15	13.8	2.20	0	100
24	25	74	15	13.8	2.20	0	100
24	25	75	15	13.8	2.20	0	100
24	25	76	15	13.8	2.20	0	100
24	25	77	15	13.8	2.20	0	100

Tabela C.2- Dados de curto-circuito

Barra	Curto-Circuitos (A)							
	3 ϕ	2 ϕ	1 ϕ	1 ϕ min.	3 ϕ assim.	2 ϕ assim.	1 ϕ assim.	1 ϕ min. assim.
1	4354	3771	1246	202	4948	4285	1274	215
2	4250	3500	1140	180	4458	4025	1113	190
3	1560	998	610	112	0	0	0	0
4	1032	894	530	102	0	0	0	0
5	755	735	420	95	0	0	0	0
6	755	730	415	90	0	0	0	0
7	650	630	415	90	0	0	0	0
8	548	500	300	155	0	0	0	0
9	445	380	250	150	0	0	0	0
10	440	350	230	140	0	0	0	0
11	317	214	126	85	0	0	0	0
12	334	300	200	120	0	0	0	0
13	325	280	190	122	0	0	0	0
14	223	280	190	122	0	0	0	0
15	188	140	130	100	0	0	0	0
16	150	130	100	90	0	0	0	0
17	140	100	95	87	0	0	0	0
18	135	125	80	85	0	0	0	0
19	140	120	80	75	0	0	0	0
20	137	115	75	70	0	0	0	0
21	128	112	75	68	0	0	0	0
22	30	109	70	65	0	0	0	0
23	115	104	68	60	0	0	0	0
24	120	110	65	58	0	0	0	0
25	246	213	104	75	0	0	0	0

BCpIS
FEIS-UNESP

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Olle I. Elgerd "Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica". McGraw-Hill, São Paulo, 1971.

- [2] R.P. Broadwater; J.C. Thompson; S. Rahman and A. Sargent. "An expert system for integrated protection design with configurable distribution circuits: part 1". IEEE-PES Summer Meeting. Vancouver, Canadá, July 18-22, 1993.

- [3] J.F. Write; S.R. Mendis; M.T. Bishop and J.A. Kischefsky "Computer-aided recloser applications for distribution systems" IEEE Computer Applications in Power. vol.5. n.3 pp.27-32, July 1992.

- [4] Westinghouse Electrical Corporation. "Electrical transmission and distribution

reference book". East Pittsburg. PA. USA (4th Edition 5th Printing). 1964.

- [5] H.W. Mikvlecky, "High voltages fuses - theory and operations". IEEE Tutorial Course Application and Coordination of Reclosers, Sectionalizers and fuses (80EH0157-8-PWR), pp.26-29, 1980.

- [6] R.H. Amundson, "High voltage fuse protection theory and considerations". IEEE Tutorial Course Application and Coordination of Reclosers, Sectionalizers and Fuses, (80 EH0157-8-PWR), pp.30-36, 1980.

- [7] M.A. Pereira, "Introdução a proteção de sobrecorrente para sistemas elétricos aéreos de distribuição". CESP - Companhia Energética de São Paulo (Série Treinamento, 197 - Centro de Treinamento de Ilha Solteira), Ilha Solteira, 1985 (vol. I).

- [8] Cooper Power Systems. "Electrical distribution system protection". Pittsburg. PA. USA (Third Edition), 1990.

- [9] D.A. Fischer and S.A. Seeker. "Automatic circuit reclosers -- characteristics and application factors", IEEE Tutorial Course -- Application and Coordination of Reclosers. Sectionalizers and Fuses, (80 EH0157-8-PWR), pp.37-47, 1980.

- [10] Distribuição de Energia Elétrica. "Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição", Editora Campus/ELETROBRÁS - Rio de Janeiro, 1982.
- [11] M.A. Pereira, "Introdução a proteção de sobrecorrente para sistemas elétricos aéreos de distribuição". CESP - Companhia Energética de São Paulo (Série Treinamento, 197 - Centro de Treinamento de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 1985 (Vol. III).
- [12] R.P. Broadwater, J.C. Thompson; R.E. Lee and H. Maghdan. "Computer-aided protection system design with reconfiguration". IEEE Trans. on Power Delivery. vol.6. n.1. pp.260-266, January 1991.
- [13] J.C. Nascimento; A. Padilha e M.A. Pereira "Programa gráfico interativo para cálculo da proteção de sistemas de distribuição". In: IV Seminário de ingenieria de Potencia IEEE Chile y I Seminário de Distribución de Energia Electrica, pp.317-322, agosto de 1994.
- [14] Informações escritas e orais obtidas na CESP - Gerência Regional de Andradina.

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
AV. BRASIL, 56 - CAIXA POSTAL 31
15378-000 ILHA SOLTEIRA - SP

