



UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAPÁ

**AILTON MACEDO COSTA
DAVI GONÇALVES ANDRADE**

**ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS DA INSERÇÃO DE UM RELIGADOR NA
SUBESTAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA
AVENIDA FAB, LOCALIZADA NO CENTRO DE MACAPÁ**

MACAPÁ

2019

**AILTON MACEDO COSTA
DAVI GONÇALVES ANDRADE**

**ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS DA INSERÇÃO DE UM RELIGADOR NA
SUBESTAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA
AVENIDA FAB, LOCALIZADA NO CENTRO DE MACAPÁ**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao colegiado de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Amapá, como requisito para a obtenção do grau de bacharel em engenharia.

Orientador: Prof. Dr. Werbeston Douglas de Oliveira

MACAPÁ

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Central da Universidade Federal do Amapá
Elaborada por Orinete Costa Souza – CRB-11/920

Costa, Ailton Macedo.

Análise dos benefícios da inserção de um religador na subestação do sistema de distribuição de energia elétrica da Avenida FAB, localizada no centro de Macapá / Ailton Macedo Costa, Davi Gonçalves Andrade ; orientador, Werbeston Douglas de Oliveira. – Macapá, 2019.

88 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Fundação Universidade Federal do Amapá, Coordenação do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica.

1. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 2. Sistemas de energia elétrica - estabilidade. 3. Disjuntores elétricos. 4. Energia elétrica - Distribuição. I. Andrade, Davi Gonçalves. II. Oliveira, Werbeston Douglas de, orientador. III. Fundação Universidade Federal do Amapá. IV. Título.

621.3121 C837a
CDD: 22. ed.




UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAPÁ
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

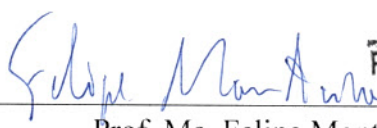
ATA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

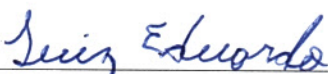
Às 11:00 horas do dia 29 de Maio de 2019 nas dependências da Universidade Federal do Amapá, reuniu-se a Banca Examinadora para defesa de TCC intitulado **ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS DA INSERÇÃO DE UM RELIGADOR NA SUBESTAÇÃO DOS SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA AVENIDA FAB, LOCALIZADA NO CENTRO DE MACAPÁ**. de autoria do(a)(s) aluno(a)(s) **AILTON MACEDO COSTA** e **DAVI GONÇALVES ANDRADE** regularmente matriculado(a)(s) no Curso de Engenharia Elétrica desta universidade. A banca Examinadora foi assim constituída: **Prof. Dr. Werbeston Douglas de Oliveira**, Presidente da Banca e Orientador(a), **Prof. Me. Felipe Monteiro** e **Prof. Esp. Luiz Eduardo Moreira de Jesus**, como examinadores. Concluída a defesa, foram realizadas as arguições e comentários. Em seguida procedeu-se o julgamento pelos membros da Banca Examinadora, tendo o projeto sido (APROVADO/REPROVADO) Aprovado com NOTA (0 a 10pts) 7,71. E, para constar, eu, **Werboston Douglas de Oliveira**, presidente da Banca Examinadora, lavrei a presente ata que, após lida e achada conforme, foi assinada por mim e demais membros da Banca Examinadora.

Macapá(AP), 29 de Maio de 2019


Prof. Dr. Werbeston Douglas de Oliveira
Presidente

Werboston Douglas de Oliveira
Professor do Magistério Superior
SIAPE: 2389020 - UNIFAP


Felipe Monteiro
Professor do Magistério Superior
SIAPE: 2093654 - UNIFAP
Prof. Me. Felipe Monteiro
Membro


Prof. Esp. Luiz Eduardo Moreira de Jesus

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a todos que contribuíram para realização deste trabalho, como nosso orientador Werbeston Douglas, e todos os colegas de curso presentes nesta nossa jornada.

Agradecemos as nossas famílias que nos incentivaram nesta jornada e nos amparam nos momentos de dificuldade do curso.

RESUMO

Este trabalho analisa a viabilidade da instalação de um religador na subestação que alimenta tronco de distribuição da Avenida FAB, localizada no bairro central da cidade de Macapá. O estudo visa mostrar as vantagens econômicas e práticas. O religador também poderá trazer uma gama de vantagens em operações práticas quando comparados com disjuntores. Este estudo analisa também os benefícios sociais, como a melhora na qualidade de energia devido a diminuição de faltas permanente originadas por faltas transitórias. Com isso, o religador possibilita solucionar problemas de caráter temporário, fazendo com que a energia seja restabelecida rapidamente. Sem um equipamento que solucione uma falta transitória, há a necessidade de deslocar uma equipe pra procurar o problema na rede para então solucioná-lo, o que aumenta o tempo de ausência de energia disponível aos consumidores residenciais, comerciais, industriais.

Palavras chave: Religador, Subestação, faltas, energia.

ABSTRACT

This work analyzes the feasibility of installing a power substation that feeds the FAB Avenue Distribution located in the central district of the city of Macapá. The study aims to show the economic and practical advantages. The recloser can also serve a range of operating advantages when compared to circuit breakers. This study has encouraged social resolutions such as an improvement in energy quality due to a decrease in false stays caused by transient shortages. With this, the recloser will enable all temporary problems, causing the energy to be restored quickly. The ability to solve a transient situation, there is a need to move through a problem to reduce efficiency, which increases the time of absence of energy available to residential, commercial, industrial consumers.

Keywords: Recloser, substation, faults, energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência	3
Figura 2 - Chave fusível unipolar	8
Figura 3 - Porta fusível	9
Figura 4 - Elo fusível protegido e elo fusível protetor	10
Figura 5 - Elo fusível tipo k.	11
Figura 6 - Disjuntor de subestação	13
Figura 7 - Religador trifásico automático.	17
Figura 8 - Relé de proteção SEL- 751 usado em alimentadores.	19
Figura 9 - Alimentador FAB.....	26
Figura 10 - Esquema de ligação do Religador de distribuição	27
Figura 11 - Curvas normalmente inversas	33
Figura 12 - Curvas Muita Inversas	34
Figura 13 - Curvas Extremamente Inversas.....	35
Figura 14 - Plotagem do alimentador FAB no OpenDSS.....	37
Figura 15 - Corrente máxima entre as barras 38 e 39	39
Figura 16 - Alimentador FAB com falta trifásica na barra 38.....	40
Figura 17 - Curvas de coordenação do relé do Religador 1 com elo Fusível 100K	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tensões Usuais em sistemas de potência.....	4
Tabela 2 - Dimensionamento de Elos fusíveis.....	12
Tabela 3 - fator de multiplicação K para os religadores	31
Tabela 4 - Funções do dispositivo de proteção.....	32
Tabela 5 - Ajustes das curvas padronizadas	33
Tabela 6 - Parâmetros e faixas de ajustes	36
Tabela 7 - Correntes de Curto-Circuito Fornecidas pelo OpenDSS	41

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Ampère
ANSI	American National Standards Institute
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
KV	Quilo Volt
KVA	Quilo Volt Ampère
MATLAB	Matrix Laboratory
MVA	Mega Volt Ampère
OPENDSS	Open Distribution System Simulator

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVO DO TRABALHO	1
1.1.1	Objetivos específicos	1
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	2
2	SISTEMAS DE ENERGIA	3
3	ANÁLISE DAS PROTEÇÕES E ADVERSIDADES DE UM SISTEMA DE ENERGIA	5
3.1	FALHAS QUE OCORREM EM UM SISTEMA DE ENERGIA	5
3.2	TIPOS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA.....	5
3.2.1	Proteção de sobrecorrentes:	6
3.2.2	Proteção de sobretensões	6
3.2.3	Proteção de subtensão	6
3.2.4	Proteção de frequência	6
3.3	CARACTERÍSTICAS OBRIGATÓRIAS DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO	6
4	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	8
4.1	PROTEÇÕES COM CHAVES FUSÍVEIS	8
4.1.1	Chave Fusível	8
4.1.2	Elo Fusível	9
4.2	PROTEÇÃO COM DISJUNTORES	12
4.2.1	Definições sobre disjuntores	13
4.2.2	Classificação dos disjuntores	14
4.2.3	Partes principais dos disjuntores:	14
4.3	PROTEÇÃO COM SECCIONADORES	15
4.3.1	O funcionamento dos seccionadores	15
4.3.2	Classificação dos seccionadores	15
4.3.3	Seccionadores em sistemas críticos	15
4.4	PROTEÇÃO COM RELIGADORES	16
4.4.1	Classificação dos Religadores	17
4.4.2	Definições relacionadas à Religadores	18
4.5	PROTEÇÃO COM RELÉS DE PROTEÇÃO	18
4.5.1	Classificação dos Relés	19
5	LOCALIZAÇÃO DO RELIGADOR E SUA COORDENAÇÃO ENTRE OS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	21

5.1	RELIGADORES LOCALIZADOS EM SUBESTAÇÕES	21
5.2	COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES LOCALIZADOS NAS SUBESTAÇÕES E ELOS FUSÍVEIS	21
5.3	COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES LOCALIZADOS NAS SUBESTAÇÕES E SECCIONADORES	22
5.4	COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES LOCALIZADOS NAS SUBESTAÇÕES, SECCIONADORES E ELOS FUSÍVEIS	24
6	ESTUDO PROPOSTO	26
7	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO	27
7.1	ESTUDO DA APLICAÇÃO DE RELIGADORES: DIMENSIONAMENTO, FÓRMULAS.	27
7.1.1	Relé de sobrecorrente de fase e seus ajustes	27
7.1.2	Relé de sobrecorrente de neutro e seus ajustes	29
7.1.3	Outros parâmetros a serem ajustados no Religador.	30
7.2	URP 5002 VERSÃO 12.33 PEXTRON	31
7.2.1	Temporização curva inversa (dependente).....	32
7.2.2	Exemplos de curvas normalizadas	33
7.2.3	Ajustes dos parâmetros do dispositivo	36
7.3	SOFTWARES UTILIZADOS	36
7.3.1	OpenDSS.....	36
7.3.2	MATLAB.....	37
7.4	DIMENSIONAMENTO E COORDENAÇÃO DO URP 5002 COM OS DEMAIS DISPOSITIVOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.	38
7.4.1	Cálculos dos curto-circuito no OpenDSS.....	39
7.4.2	Cálculos para determinação do RTC.....	41
7.4.3	Cálculos para ajustar a curva lenta, temporizada, de fase do religador.	42
7.4.4	Cálculos para ajustar a curva rápida de fase do religador	44
7.4.5	Calculos para ajustar a curva lenta (temporizada) de neutro do religador	45
7.4.6	Cálculos para o ajuste da curva rápida de neutro do religador	46
7.4.7	Estabelecimento dos intervalos de religamento.....	46
7.4.8	Calculo do tempo de rearme	46
8	CONCLUSÕES.....	48
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	49
	APÊNDICES	51
	Apêndice A – Programa Principal do OpenDSS.....	51
	Apêndice B – Rotina para definir linhas no OpenDSS.....	53

Apêndice C - Rotina para definir transformadores no OpenDSS.....	59
Apêndice D - Ficha técnica Religadores URP PEXTRON 5000, 5001 E 5002	70
Apêndice E – Programação no MATLAB para plotar coordenograma.....	76

1 INTRODUÇÃO

A função da rede de distribuição elétrica é levar a energia do sistema de transmissão até os consumidores por meio de duas redes, a primária e a secundária (Kagan, 2010). O alimentador de distribuição primária que sai da subestação da Eletronorte em direção à Avenida FAB possui tensão nominal de 13,8 kV, que por meio de transformadores, tem sua tensão rebaixada para suprir as cargas de baixa tensão (220V/127V). A nova tensão fornecida na rede secundária é usada para alimentar os consumidores finais, como os residenciais e comerciais.

Essa rede funciona na condição radial. Segundo Mamede (2013) e conforme a NBR 14039 em todo alimentador radial que se origina de um barramento de uma subestação de distribuição é necessário que exista um equipamento de proteção. Em uma rede de distribuição radial, este dispositivo de proteção pode ser:

- a) Um disjuntor sob o comando de relés de sobrecorrente (funções 50/51- 50/51N);
- b) Um disjuntor sob o comando de relés de sobrecorrente e um relé de religamento (funções 50/51 – 50/51N - 79);
- c) Religador provido de transformadores de corrente e relés de sobrecorrente (funções 50/51- 50/51N - 79);
- d) um religador dotado de transformadores de corrente que é constituído de controle eletrônico com capacidade de realizar todas as funções de religamento.

1.1 OBJETIVO DO TRABALHO

O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade e as vantagens da instalação de um religador na subestação que alimenta a Avenida FAB, localizada no centro de Macapá. Esse religador contaria com transformadores de corrente e também relés de fase e neutro (50/51 – 50N/ 51N - 79). O religador contaria também com outros elementos necessários, como: chaves de bloqueio, seletor de aberturas, contador de religamento, etc. Conseqüentemente, será analisado também a coordenação desse religador com um elo fusível, que já se encontra em determinado trecho da rede e, havendo a necessidade, determinando a sua troca.

1.1.1 Objetivos específicos

Realizar a programação de uma rotina no software OpenDss para simulação de faltas na rede de distribuição FAB.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em 9 capítulos, sendo que o capítulo 2 realiza uma introdução aos sistemas de energia, o capítulo 3 trata das análises das falhas que ocorrem em sistemas de distribuição, capítulo 4 sobre os equipamentos utilizados para proteção de sistemas elétricos, capítulo 5 sobre a aplicação de religadores e suas características de coordenação. O capítulo 6 exhibe o estudo proposto e os passos para sua realização. O capítulo 7 mostra os cálculos de inserção e coordenação do religador na subestação. O capítulo 8 mostra as conclusões.

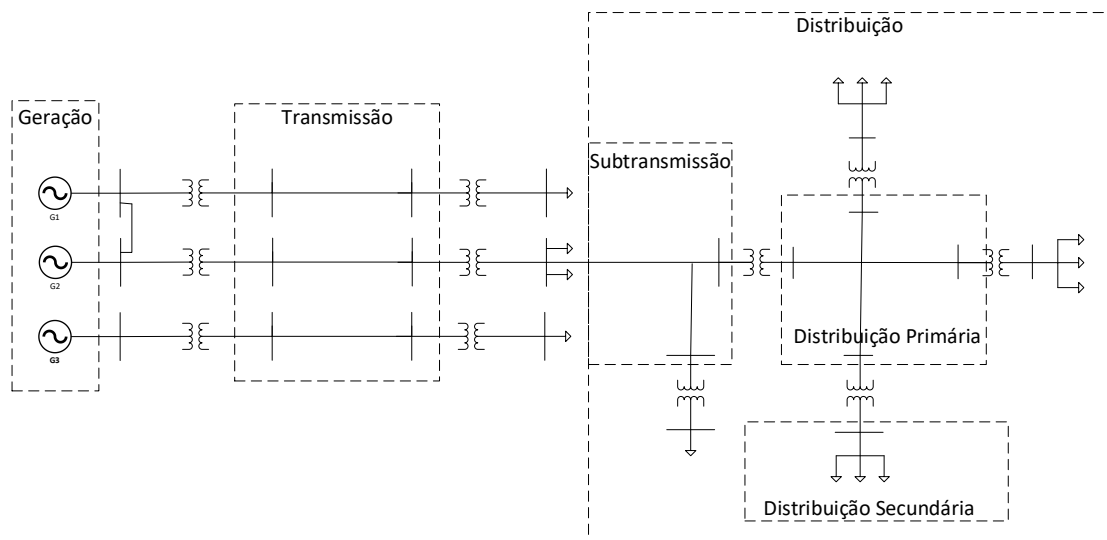
2 SISTEMAS DE ENERGIA

Os sistemas elétricos de potência têm a função precípua de fornecer energia elétrica aos usuários, grandes ou pequenos, com qualidade adequada, no instante em que for solicitada. Estes sistemas podem ser subdivididos em três grandes blocos (Kagan, 2010):

- **Geração**, que perfaz a função de converter alguma forma de energia em energia elétrica.
- **Transmissão**, que é responsável pelo transporte da energia elétrica dos centros de produção aos de consumo
- **Distribuição**, que distribui a energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores

Além destes três blocos, há subdivisões dentro da distribuição de energia, englobando a subtransmissão e as distribuições primárias e secundárias. A figura 1 exibe o diagrama unifilar de um sistema elétrico constituído dos blocos de geração, transmissão e distribuição.

Figura 1 - Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência



Fonte: Kagan, 2010

Os níveis de tensão utilizados em cada bloco são fixados por decreto do Ministério de Minas e Energia. A tabela 1 apresenta os níveis de tensão padronizados e existentes nas áreas de transmissão e distribuição (Kagan, 2010).

Tabela 1 - Tensões Usuais em sistemas de potência

Área do Sistema de Potência	Campo de Aplicação	Tensão (kV)		
		Existente	Padronizada	
Distribuição	Distribuição Secundária (BT)	0,110	0,220/0,127	
		0,230/0,115	0,380/0,220	
	Distribuição Primária (MT)	11,9	13,8	
		22,5	34,5	
	Subtransmissão	88,0		34,5
				69,0
			138,0	
Transmissão	Transmissão	440,0 750,0	138,0	
			230,0	
			345,0	
			500,0	

Fonte: KAGAN (2010)

Cada parte integrante dos sistemas de energia necessita de proteções específicas de sobrecorrente, sobretensão, frequência, entre outras. No caso dos sistemas de distribuição, devido a sua característica de elevados números de cargas, estes esquemas precisam ser de baixo custo e eficientes (Eletrobrás, 1982).

3 ANÁLISE DAS PROTEÇÕES E ADVERSIDADES DE UM SISTEMA DE ENERGIA

3.1 FALHAS QUE OCORREM EM UM SISTEMA DE ENERGIA

Nos sistemas de energia elétrica ocorrem, com certa frequência, falhas de funcionamento. Esse tipo de problema faz com que os dispositivos de proteção atuem, interrompendo, temporariamente o fornecimento de energia para a área afetada (Eletrobrás, 1982). A duração desta interrupção dependerá do tipo de falha e de qual dispositivo de proteção irá atuar. O curto-circuito é um exemplo de falha (Fujio, 2015).

Existem outros tipos de falhas também, como: *sobrecargas*, *subtensões* e *sobretensões*. Essas outras adversidades também prejudicam bastante o sistema elétrico e seus consumidores, pois prejudicam a qualidade da energia. Todas essas adversidades citadas podem ter diferentes origens. Se os sistemas de proteção forem bem elaborados, essas falhas serão rapidamente dissipadas. Caso contrário, trará graves consequências à concessionária e ao consumidor (Paradelo Junior, 2006).

Segundo Mamede (2013), embora existam outros tipos de falhas nos sistemas elétricos, as principais são: sobrecorrentes (sobrecargas e curto-circuitos), subtensões e sobretensões.

De acordo com Mamede (2013), 86% das faltas em redes de distribuição são de característica transitória.

A interrupção da energia, devido a uma falta, causa grandes impactos, tais como: prejuízo financeiro à concessionária, pois enquanto houver a interrupção, ela não estará vendendo energia; prejuízos aos consumidores que não terão energia, temporariamente, para atender sua rotina diária; danos às atividades comerciais e industriais (Eletrobrás, 1982).

3.2 TIPOS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA

O objetivo de um sistema de proteção é desconectar a região do sistema elétrico que foi submetida a uma falha que prejudica a qualidade da energia. De acordo com Mamede (2013), Os principais tipos de proteção de um sistema são: proteção de sobrecorrentes, proteção de sobretensão, proteção de subtensão, proteção de frequência.

3.2.1 Proteção de sobrecorrentes:

É o tipo de falha que ocorre com mais frequência no sistema elétrico. Ela compromete bastante os elementos elétricos. Nós podemos classificar as sobrecorrentes em sobrecargas e curtos-circuitos.

3.2.1.1 Sobrecargas

Uma sobrecarga surge quando a corrente que flui em um sistema está acima da corrente normal do circuito. Entretanto, essa variação de corrente é moderada. Muitas vezes é necessário que o sistema permita uma sobrecarga temporária, já que ela costuma ser uma das características de certos sistemas, como é o caso da partida de motores elétricos de indução que tem a corrente de partida superior à sua corrente nominal.

3.2.1.2 Curtos-circuitos

o curto-circuito se caracteriza por ser uma variação de corrente que pode causar desastre bastante superior ao de uma sobrecarga.(Mamede,2013)

3.2.2 Proteção de sobretensões

Nos sistemas elétricos existe um valor máximo aceitável de sobretensão durante a ocorrência de uma falha. Esse valor não deve ser superior a 110% do valor da tensão nominal. As sobretensões podem ser causadas por diversos fatores: descargas atmosféricas, chaveamento, curtos-circuitos monopolares, etc.

3.2.3 Proteção de subtensão

As quedas de tensão podem danificar bastante os equipamentos de uma instalação. É justamente por isso que a proteção de subtensão é indispensável.

3.2.4 Proteção de frequência

Todos os sistemas elétricos e os equipamentos a ele conectados são feitos para operar em uma determinada frequência. A sobrefrequência e a subfrequência provocam aquecimento, vibrações, etc. Isto compromete o funcionamento das máquinas e a qualidade da energia.

3.3 CARACTERÍSTICAS OBRIGATÓRIAS DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO

Segundo Mamede (2013), os principais requisitos de um sistema de proteção são:

- Um sistema de proteção tem que ser seletivo, ou seja, ele deve somente desconectar a parte do sistema que apresentou falha. Logo, ele só deve atuar no local onde ocorreu o problema;
- Rapidez. O sistema deve procurar solucionar o problema o mais rápido possível para que o reestabelecimento do fornecimento de energia ocorra logo;
- Ele só deve atuar na sua faixa de operação;
- Ele deve cumprir com segurança e precisão todas as funções que lhe é exigida, portanto, o sistema tem que ser confiável;
- Ele deve ter certo grau de Automação porque existem alguns dispositivos que funcionam de maneira automática, ou seja, funcionam sem a interferência humana. Isso é muito importante, pois faz com que o dano ao sistema seja solucionado rapidamente, evitando o deslocamento de uma equipe, o que consumiria certo tempo.

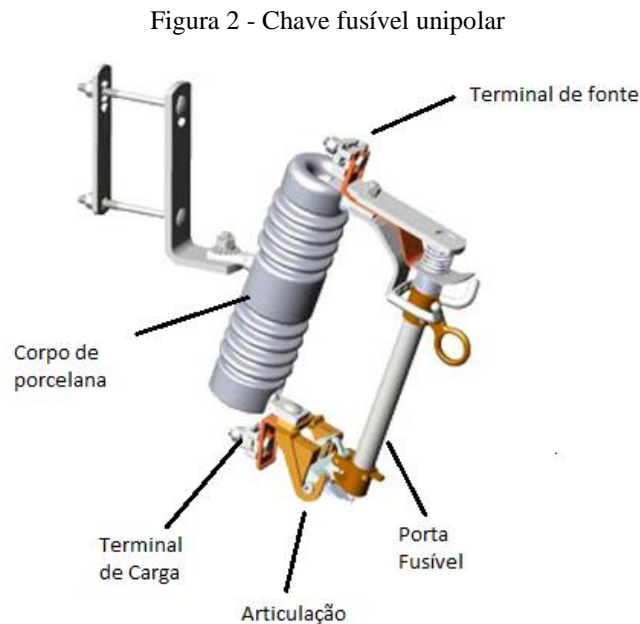
4 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 PROTEÇÕES COM CHAVES FUSÍVEIS

A chave fusível é usada para proteger os sistemas de distribuição de sobrecorrentes. Ele protege o sistema através da fusão do elo fusível, quando este é percorrido por uma corrente elétrica que está acima de sua corrente nominal (Mamede, 2013).

4.1.1 Chave Fusível

Na figura 2, é exibida uma chave fusível e suas principais partes (Mamede, 2013):



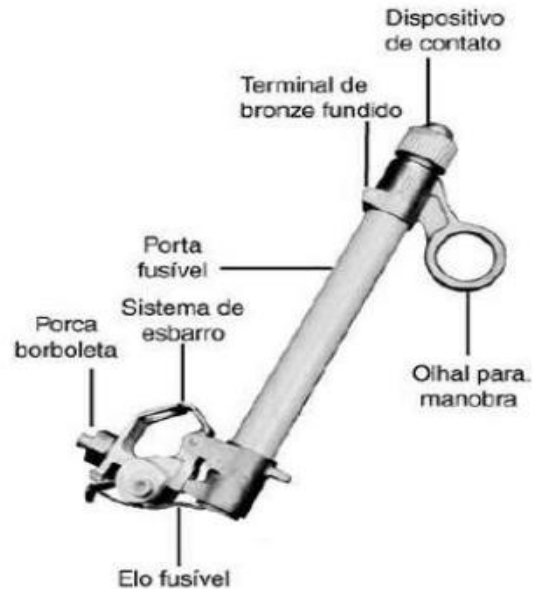
Fonte: santafetransformadores.com.br/chave-fusivel-porcelana-15-kv

- **Isolador (corpo de porcelana):** a função desta parte do equipamento é garantir a isolação da chave fusível. Eles podem ser de corpo único ou do tipo pedestal (que tem dois isoladores).
- **Porta fusível:** é nela que está contido o elo fusível que é o responsável por interromper a passagem da corrente quando ela está acima do normal. A porta fusível tem também a capacidade de gerar gases desionizantes para interromper o surgimento de arcos elétricos.
- **Articulação:** esse é o elemento que permite a movimentação da chave fusível.
- **Barra de fixação:** tem a função de manter a chave fixa em uma determinada estrutura.

4.1.2 Elo Fusível

Na figura 3, vemos a localização do elo fusível em uma porta fusível:

Figura 3 - Porta fusível



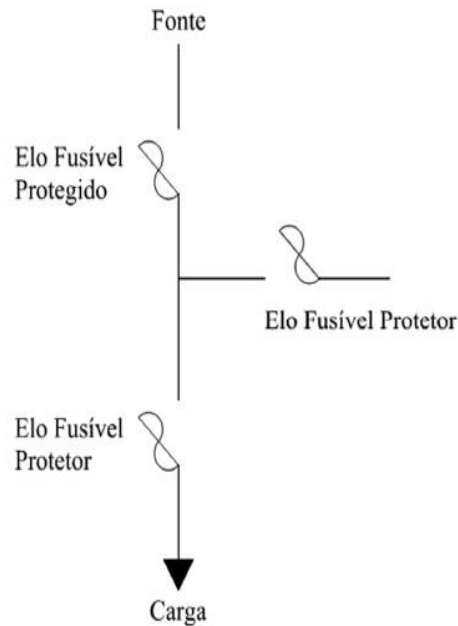
Fonte: MAMEDE (2013)

O elo fusível fica dentro da porta fusível, ele é constituído por uma liga de estanho que se funde ao ser percorrido por uma corrente elétrica superior a nominal. Isso ocorre em certo intervalo de tempo. Quanto maior a corrente, menor será o tempo de fusão (Mamede, 2013).

De acordo com Paradelo Junior (2006), existem diversas definições e conceitos que estão relacionados a elos fusíveis, e conhece-los é fundamental para estudos do setor de distribuição de energia elétrica. Os principais são:

- **Elo fusível protetor:** é o elo que é instalado próximo a carga.
- **Elo fusível protegido:** é o elo que é instalado no lado da fonte.

Figura 4 - Elo fusível protegido e elo fusível protetor



Fonte: JUNIOR (2006)

- **Capacidade de interrupção:** se refere ao valor máximo da corrente gerada em um curto-circuito que o elo consegue interromper.
- **Tempo de extinção do arco:** se refere ao tempo máximo da fusão somado ao tempo que é necessário para extinguir o arco elétrico.
- **Tempo máximo de fusão:** se refere ao tempo mínimo de fusão somado a uma margem de tolerância que é estabelecida pela empresa que fabrica o elo fusível.
- **Tempo mínimo de fusão:** se refere ao tempo desde o momento que a corrente começou a circular pelo elo fusível até o momento em que ocorre a fusão.
- **Corrente de curta duração:** é a corrente que o elo fusível suporta por certo tempo sem que ocorra sua fusão.
- **Corrente nominal:** é a corrente máxima que o elo pode conduzir sem que ocorra a sua fusão.

A figura 4 exibe a configuração do elo fusível protegido e elo fusível protetor. Segundo Paradelo Junior (2006), em sistemas de distribuição primária são usados três tipos de elos fusíveis: Tipo K, Tipo T e Tipo H. sendo que os elos K e T tem suas correntes padronizadas pela NBR 7282/2011.

- **Tipo K:** são bastante utilizados para proteger redes aéreas de distribuição primária. São elos fusíveis de atuação rápida. As correntes nominais deles podem ser de 6, 10, 15, 25,40, 65, 100, 140 e 200 A. a figura 5 mostra elos deste tipo.

Figura 5 - Elo fusível tipo k.



Fonte: www.tecfuse.com.br/fusivel-k

- **Tipo T:** esse tipo de elo não é usado com muita frequência. Eles costumam ser usados pra proteger ramais das redes de distribuição primária. São elos fusíveis de atuação lenta. As correntes nominais deles podem ser de 6, 10, 15,25, 40,65, 100,140 e 200 A.
- **Tipo H:** são usados para proteger transformadores de distribuição. Eles são colocados especificamente no ponto primário do transformador. São usados para este fim, principalmente, porque conseguem suportar a corrente de magnetização dos transformadores sem que ocorra a fusão do elo fusível. As correntes nominais deles costumam ser de 1,2, 3, 5 e 8 A.

Os critérios definidos para a seleção dos elos fusíveis são padronizados pela distribuidora local. Na CEA, a norma técnica responsável é a NTD 02, que trata sobre fornecimento de

energia elétrica em tensão primária de distribuição, e fornece os dados da tabela 2 para dimensionamento de elos em subestações de potência até 750 KVA.

Tabela 2 - Dimensionamento de Elos fusíveis

Número de fases	Potência (KVA)	Elo Fusível	
		13,8 KV	34,5 KV
2	5	1H	0,5H
	10	2H	0,5H
	15	2H	0,5H
	25	3H*	0,5H
3	15	1H	0,5H
	30	2H	0,5H
	45	3H	1H
	75	5H	2H
	112,5	6K	3H
	150	8K	5H
	225	10K*	6K
	300	15K	8K
	500	25K	10K
750	30K	15K	

*Utilizar esses elos normalmente. Em caso de queima muito frequente devido a partida de motores, usar elo imediatamente superior.

Fonte: CEA - NTD 02 (2001).

4.2 PROTEÇÃO COM DISJUNTORES

A função do disjuntor é proteger um circuito elétrico de certas adversidades, como sobrecargas e curto-circuito. Ele realiza essa proteção através da abertura do circuito quando este é afetado por essas anomalias. Depois desse procedimento, ele é usado para restabelecer o circuito. A figura 6 exibe um disjuntor de subestação.

Figura 6 - Disjuntor de subestação



Fonte: apscomponentes.com.br

Em uma rede de distribuição, o disjuntor não deverá ser utilizado de forma isolada, pois, ele, sozinho, não tem a capacidade de monitorar grandezas elétricas. Ou seja, ao instalar esse equipamento na rede, sem outro dispositivo (relé de proteção) conectado nele, para monitorar as grandezas da rede - como: correntes, tensões, etc. - o disjuntor fica inativo. Portanto, quando ele estiver sujeito a uma adversidade na rede, como sobrecarga ou curto-circuito, ele não efetuará a devida interrupção do circuito afetado (PARADELO JUNIOR, 2006).

Segundo Paradelo Junior (2006), o disjuntor apresenta certas características próprias, como: suas definições, seus tipos de classificações e suas principais partes constituintes. Essas características serão abordadas a seguir.

4.2.1 Definições sobre disjuntores

Os disjuntores têm umas definições que devem ser analisadas com cuidado antes deles serem utilizados na rede, as principais são (Mamede, 2013):

- **Tensão nominal:** é a tensão máxima que pode ser aplicada no disjuntor sem que ele fique comprometido.
- **Sequência de operações:** é o ciclo de operações que o disjuntor tem capacidade de executar.

- **Capacidade de interrupção:** é a corrente máxima que o disjuntor consegue interromper quando está sob tensão nominal, sem que ele fique comprometido.
- **Corrente suportável de curta duração:** se refere ao valor eficaz máximo da corrente que o disjuntor pode suportar, quando está fechado, por um tempo pequeno de 3 segundos.
- **Corrente nominal:** é a máxima corrente que o disjuntor pode ficar conduzindo.
- **Tensão de restabelecimento transitória (TRT):** ela é uma sobretensão que surge no disjuntor depois que ele interrompe certa corrente elétrica.

4.2.2 Classificação dos disjuntores

Segundo Paradelo Junior (2006), os disjuntores podem ser classificados pelas características de meio de extinção de arco, tipo de execução e tipo de comando, como descrito a seguir:

- Quanto à forma de extinguir o arco elétrico, os disjuntores podem ser classificados em disjuntores a óleo, disjuntores a vácuo, disjuntores a hexafluoreto de enxofre.
- Em relação ao tipo de execução, ele pode ser classificado de duas maneiras:
 - **Disjuntor de execução fixa:** que é aquele disjuntor em que todas as suas partes estão na mesma estrutura.
 - **Disjuntor de execução extraível:** é um disjuntor que é dividido em duas partes: **chassi** - na qual se conecta o circuito de potência- e a **estrutura** - na qual se localiza as partes mecânicas e os elementos de comando.
- Em relação ao tipo de comando elétrico, alguns disjuntores - como aqueles que apresentam fechamento a mola pré-carregada -, podem ser classificados em: Disjuntores de comando manual e disjuntor de comando motorizado.

4.2.3 Partes principais dos disjuntores:

O disjuntor pode ser dividido, praticamente, em quatro partes principais (Paradelo Junior, 2006):

- **Molas:** elas armazenam a energia mecânica que será usada para abrir e fechar o disjuntor.
- **Estrutura:** se refere ao corpo do disjuntor.
- **Polo:** ele possui os terminais que são usados para fazer a conexão com o sistema elétrico.

- **Mecanismo de comando:** se referem aos elementos que comandam e sinalizam o disjuntor.

4.3 PROTEÇÃO COM SECCIONADORES

O seccionador tem como função abrir um determinado trecho da rede elétrica quando ocorre um defeito nessa região. O seccionador depende de outros dispositivos para realizar a secção do trecho afetado pela falha. A corrente do trecho afetado é interrompida por um equipamento que se localiza na retaguarda do seccionador como religador e o disjuntor.

4.3.1 O funcionamento dos seccionadores

Os principais elementos que constituem um seccionador é um sensor que é usado para detectar as sobrecorrentes que surgirem naquele local, e um certo equipamento cuja função é contar os números de operações dos equipamentos de retaguarda. Quando uma corrente anormal passar pelo seccionador, o equipamento de retaguarda irá se abrir, e com isso, o seccionador começará a realizar uma contagem dessas falhas. O número máximo de contagens permitidas é inserido nesse equipamento. Portanto, quando for feita a última contagem, o seccionador irá isolar o trecho que ocorreu a falha, ou seja, nesse caso, não será o equipamento de retaguarda que realizará o combate a falha. Depois de seccionar o trecho, o seccionador só poderá ser fechado manualmente (PARADELO JUNIOR, 2006).

4.3.2 Classificação dos seccionadores

De acordo com Paradelo Junior (2006), os seccionadores podem ser classificados das seguintes formas a seguir:

4.3.2.1 *Em relação ao número de fases*

Com relação ao número de fases em que eles podem ocupar na rede de distribuição primária, eles podem ser classificados em seccionadores monofásicos e trifásicos.

4.3.2.2 *Em relação ao tipo de controle*

Eles podem ser classificados em seccionadores de controle hidráulico e de controle eletrônico.

4.3.3 Seccionadores em sistemas críticos

Devido ao fato de alguns sistemas serem bastantes críticos, o que dificulta bastante à coordenação do sistema de proteção, houve a necessidade de aplicar alguns equipamentos no seccionador que atuariam como acessório cujo objetivo é facilitar a aplicação do seccionador.

Os equipamentos são: o restritor de tensão, restritor de corrente, restritor de corrente de magnetização (PARADELO JUNIOR, 2006).

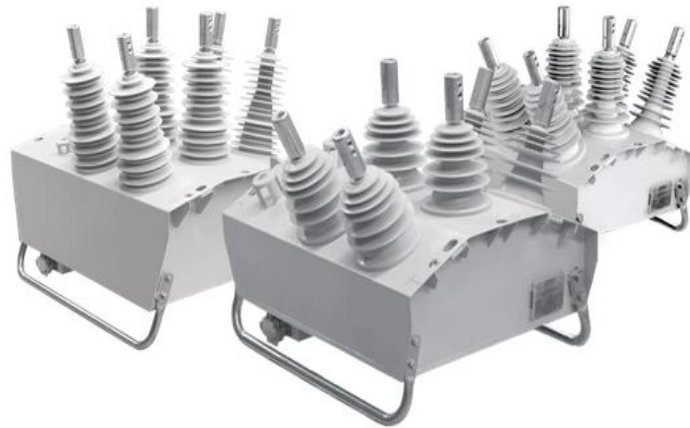
Com o surgimento de novas tecnologias e o avanço de certas áreas da engenharia elétrica, como a eletrônica, houve uma grande redução nos custos dos religadores, o que incentivou a não aquisição de novos seccionadores. Isso fez com que os seccionadores tendessem a cair em desuso com o passar dos anos. Hoje, as empresas que os usam esses equipamentos são as concessionárias que já os possuíam instalados nas suas redes de distribuição, ou possuem quantidades consideráveis armazenados em seus estoques.

4.4 PROTEÇÃO COM RELIGADORES

O religador tem como função de realizar a abertura do circuito quando a corrente que passa por ele superar um determinado valor ajustado. Depois de realizar a abertura, o religador realizará o fechamento automático do circuito, obedecendo a uma determinada sequência de operações que deve ser ajustada nele. O religador é utilizado para combater principalmente defeitos temporários, pois esse tipo de defeito é o mais abundante nas redes aéreas de distribuição. Um exemplo de defeito temporário, na rede, é um curto-circuito provocado por galho de árvore que caiu na rede ou simplesmente a tocou (Paradelo Junior, 2006).

A vantagem de utilização do religador é a eliminação da necessidade de que grandes trechos ou todo um alimentador de energia sejam desligados por causa de um defeito temporário. Outro benefício dele está relacionado ao restabelecimento automático do circuito, melhorando os índices de interrupção na rede após a ocorrência de adversidades, pois devido ao fato desse dispositivo ser automático, há a diminuição do deslocamento de equipes para restabelecer a rede manualmente.

Figura 7 - Religador trifásico automático.



Fonte: www.nojapower.com.br/religadores

4.4.1 Classificação dos Religadores

De acordo com Paradelo Junior (2006), Os religadores podem ser classificados das seguintes formas a seguir:

4.4.1.1 Classificação em relação ao número de fases

Dependendo da quantidade de fases da rede, na qual será instalado o equipamento, os religadores podem ser classificados em monofásicos e trifásicos.

4.4.1.2 Classificação em relação ao tipo de controle

4.4.1.2.1 Religador de controle hidráulico

São religadores antigos. Nesse tipo de religador, a abertura do circuito é feita por meio de uma bobina que fica em série com a rede de distribuição.

4.4.1.2.2 Religador de controle eletrônico

Esse tipo de religador utiliza componentes eletrônicos para monitorar e controlar a rede de distribuição. Este equipamento age em conjunto com um transformador de corrente, pois este reduz a corrente de linha para valores menores (1 ou 5 ampères). É essa corrente reduzida que age no religador.

4.4.1.2.3 Religador de controle digital microprocessado

É um tipo de religador constituído de microprocessador, memória e vários componentes eletrônicos e ele possui também um software. Esse religador tem muitas funções de proteção, como, por exemplo: proteção para vários tipos de sobrecorrente; proteção de sub e sobretensão; sub e sobrefrequência, etc.

4.4.1.3 Classificação do religador quanto à forma de extinção do arco elétrico

Levando em consideração esse critério, o religador pode ser a óleo ou a vácuo.

4.4.2 Definições relacionadas à Religadores

De acordo com Paradelo Junior (2006), as principais definições relacionadas a religadores são:

- **Corrente nominal:** é a máxima corrente que o religador pode conduzir.
- **Tensão nominal:** é a máxima tensão que pode ser aplicada no religador.
- **Capacidade de interrupção:** se refere a máxima corrente que o religador consegue interromper quando ele está sob tensão nominal.
- **Tempo morto:** se refere ao tempo decorrido entre a abertura e fechamento do religador.
- **Tempo de recuperação:** quando o circuito é restabelecido depois de ser afetado por certa adversidade, o religador avalia se a falta foi solucionada. O intervalo em que ocorre essa avaliação chama-se tempo de recuperação.
- **Ciclo de religamento:** se refere à quantidade de vezes que o religador fica aberto para depois efetuar o religamento.
- **Nível básico de impulso (NBI):** essa definição se refere à tensão de crista que o religador suporta durante $1,2\mu\text{s}$.

4.5 PROTEÇÃO COM RELÉS DE PROTEÇÃO

Os relés de proteção monitoram e gerenciam as grandezas nos circuitos nos quais eles estão instalados. O relé de proteção fica conectado a um transformador de corrente e a um transformador de potencial. Quando esses transformadores enviam um sinal ao relé dizendo que as grandezas elétricas da rede estão fora do normal, o relé envia um sinal ao disjuntor para que este realize a abertura do circuito. A figura 8 mostra um relé de proteção.

Figura 8 - Relé de proteção SEL- 751 usado em alimentadores.



Fonte: <http://www1.selinc.com.br/produtos/SEL-751>

4.5.1 Classificação dos Relés

De acordo com Paradelo Junior (2006), os relés podem ser classificados da seguinte forma:

4.5.1.1 Classificação em relação ao tipo de acionamento

- **Relés de ação direta:** esse tipo de relé é instalado no circuito primário que é protegido.
- **Relés de ação indireta:** é um tipo de relé que recebe sinais de transformadores de corrente e de transformadores de potenciais para poder executar coerentemente sua função de proteção.

4.5.1.2 Classificação em relação ao tipo de tecnologia

- **Relés eletromecânicos:** esse tipo de relé não é mais fabricado, porém ele ainda pode ser encontrado em velhos sistemas elétricos. Esse relé é constituído de: um contato fixo e outro contato que é móvel; um eixo; um disco que é feito de alumínio; uma bobina de operação e uma estrutura de ferro.
- **Relés eletrônicos:** eles também são conhecidos como relés estáticos. Eles, também não são mais fabricados. A unidade de controle deste dispositivo é formada por circuitos eletrônicos que são analógicos que são compostos por diodos, resistores e capacitores.

- **Relés digitais:** o mercado é dominado por este tipo de relé, pois a tecnologia deles é mais moderna e avançada, o que faz com que ele tenha bastantes funções de proteção.

4.5.1.3 *Classificação em relação ao tipo de temporização.*

O relé pode ser do tipo *instantâneo*, ou seja, ele age instantaneamente quando sua função de proteção é solicitada; o relé pode ser também do tipo *temporizado*, logo ele atuará depois de certo tempo após sua função de proteção ser solicitada.

4.5.1.4 *Classificação em relação à função de proteção.*

Os relés têm bastantes funções de proteção. A *american national standards institute* (ANSI) utiliza números e, em alguns casos, junto com letras, para classificar as funções de proteção dos relés. Essa forma de classificação é bastante útil. Nas redes de distribuição primária, um dos tipos de funções de proteção bastante usadas são: 50N - sobrecorrente instantânea de neutro; 51 - sobrecorrente temporizada de fase; 86 – Relé de bloqueio; 51N – sobrecorrente temporizada de neutro; etc.

4.5.1.5 *Classificação quanto à forma de alimentação.*

O relé pode ser do tipo *auto- alimentado*, ou seja, a corrente de carga o alimenta; ou ele pode ser do tipo *alimentação independente*, a alimentação desse relé não vem da rede, e sim de banco de baterias ou *nobreaks*.

5 LOCALIZAÇÃO DO RELIGADOR E SUA COORDENAÇÃO ENTRE OS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

5.1 RELIGADORES LOCALIZADOS EM SUBESTAÇÕES

Os religadores de subestação foram sendo utilizados como substitutos dos disjuntores como ferramentas de proteção dos alimentadores de distribuição das subestações principalmente porque ele proporciona um custo menor de aplicação (MAMEDE, 2013).

Esses religadores de subestação podem ser classificados, quanto à forma de extinção do arco elétrico, em: religadores a óleo, a vácuo, a SF6. Antes de inserir um religador em uma subestação, devem ser analisados os seguintes critérios relacionados a ele: corrente de acionamento, sequência de operação, tempo de religamento, tempo de rearme (MAMEDE, 2013).

5.2 COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES LOCALIZADOS NAS SUBESTAÇÕES E ELOS FUSÍVEIS

A coordenação explicada aqui é a do elo fusível instalado junto à carga. Segundo Mamede (2013), para que exista coordenação entre o religador da subestação e os elos fusíveis, devem ser admitidos os seguintes critérios:

- A corrente mínima que aciona a unidade de proteção de fase deve ser inferior à corrente mínima de curto-circuito bifásica na região que o religador protege.
- A corrente mínima que aciona a unidade de proteção de neutro deve ser inferior à corrente mínima de curto-circuito fase e terra na região que o religador protege.
- A corrente mínima que aciona a unidade de proteção de neutro deve ser superior à corrente máxima de desequilíbrio do alimentador.
- A curva de operação lenta do religador deve estar abaixo da curva de suportabilidade térmica dos condutores elétricos e dos outros equipamentos que estão localizados no alimentador.
- Com relação as curvas selecionadas no religador, elas devem atuar de forma coordenada com os demais elementos de proteção a montante e a jusante do religador.
- Existem outras sequencias de operação, porém, Ajustar, preferencialmente, o religador para operar com a seguinte sequência de operação: duas operações rápidas e duas operações retardadas (temporizadas).

Existe um ponto mínimo e máximo para a coordenação entre o religador e o elo fusível. O ponto mínimo é obtido pela interseção entre a curva lenta que é obtida do religador e a curva total de interrupção pertencente ao elo fusível. O ponto máximo é obtido pela interseção entre a curva rápida pertencente ao religador, deslocada pelo fator de multiplicação K , e a curva de tempo mínimo de fusão do elo fusível. O fator de multiplicação K tem relação com os tempos de religamento e com os números de operações rápidas que o religador realiza (MAMEDE, 2013).

Quando não for possível identificar o valor do fator K , deve-se obter uma nova curva de tempo mínimo de fusão do elo fusível, multiplicando a curva original de mínima fusão pela constante 0,75, somente no eixo dos tempos, e multiplicar a curva rápida do religador pelo número de operações rápidas do mesmo. O deslocamento das duas curvas anteriormente definidas deve ocorrer somente no eixo dos tempos. O ponto de interseção entre as duas curvas citadas fornece o limite superior da faixa de coordenação entre o elo fusível e o religador (MAMEDE, 2013).

Segundo Mamede (2013), A coordenação deve ser feita levando em consideração outros critérios também, como:

- A operação rápida do religador não deve atuar para a corrente que magnetiza os transformadores;
- O transformador de corrente que estará conectado ao religador deverá ser dimensionado para 20 vezes a corrente de curto-circuito na barra que está na subestação.
- Para que a coordenação seja garantida, deve haver um afastamento de 0,20 segundos entre a curva tempo x corrente da unidade de sobrecorrente de fase e de neutro e a curva tempo x corrente do elo fusível em todo o trecho que o religador protege.

5.3 COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES LOCALIZADOS NAS SUBESTAÇÕES E SECCIONADORES

Nas redes de distribuição, os seccionadores costumam ser usados em conjunto com religadores. O seccionador tem como função seccionar o trecho de uma carga quando ela é sujeita a uma falha. Ele deve fazer isso com a devida coordenação com o religador do alimentador. O seccionador é feito pra operar a uma corrente máxima no seu valor nominal.

Segundo Mamede (2013), para que exista coordenação entre os religadores da subestação e os seccionadores, devem ser admitidos os seguintes critérios:

- O seccionador não pode ser instalado a montante do religador, mas sim a jusante dele.
- Os contatos do seccionador só devem abrir em definitivo para um número de contagem inferior a 1 em relação ao número ajustado de operações do religador a montante. Assim, se o religador for ajustado para atuar com duas operações rápidas e duas temporizadas, o seccionador deve ser ajustado para abrir com três contagens.
- Devido ao fato de o seccionador não possuir curvas características tempo x corrente, não há necessidades de estudos sobre a temporização entre o religador e o seccionador.
- O ajuste no seccionador deve ser feito para que ele só inicie a contagem quando a corrente que passar por sua bobina série for superior à sua corrente de acionamento.
- Com relação a menor corrente de curto-circuito a jusante do seccionador, ela deve ser superior à sua corrente de acionamento.
- Devem ser ajustadas as unidades temporizadas de fase e de neutro do religador da subestação para atuar para a menor corrente de curto-circuito que fica a jusante do seccionador.
- Com relação à capacidade de ruptura simétrica do religador da subestação, ela tem que atender a um critério: ela deve ser igual ou superior à corrente de curto-circuito simétrica no barramento de média tensão da subestação.
- O tempo de memória do seccionador tem que ter uma certa característica: ele deve ser superior à soma dos tempos de religamento, adicionados aos tempos de ajuste dos relés do religador da subestação.
- A corrente de ajuste do seccionador deve ser igual ou inferior a 80% da corrente de acionamento do religador que protege a subestação.
- Com relação aos seccionadores que não possuem sensor de falta à terra (seccionadores hidráulicos), eles devem ser coordenados com a corrente mínima ajustada da unidade temporizada de fase do religador da subestação.
- Com relação ao tempo que fica acumulado no religador da subestação, ele deve ser inferior ao tempo de memória do seccionador.
- Caso seja feita a instalação de um outro seccionador e que esteja à jusante do primeiro, implica que deva ser ajustado para uma contagem inferior à do primeiro seccionador.

- Caso seja feita a instalação de um seccionador adicional em paralelo com o primeiro, os dois deverão ser ajustados para uma contagem inferior a 1, em relação ao número ajustado de operações do religador da subestação.

5.4 COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES LOCALIZADOS NAS SUBESTAÇÕES, SECCIONADORES E ELOS FUSÍVEIS

A ordem com que esses dispositivos devem ser alocados é a seguinte: primeiro vem o religador, depois o seccionador, e então o elo fusível. Eles são alocados dessa forma tomando como base a subestação em direção à carga.

Alguns critérios devem ser adotados para haver a devida coordenação entre esses três dispositivos. De acordo com Mamede (2013):

- Se o religador for ajustado em uma operação rápida e três operações temporizadas, o seccionador deve ser ajustado para três contagens.
- Deve ser feito um ajuste no seccionador para que ele só inicie a contagem do número de operações do religador quando a corrente que passa por sua bobina série for superior à sua corrente de atuação.
- Deve-se atentar para a seguinte necessidade: a menor corrente de curto-circuito a jusante do seccionador deve ser superior à sua corrente ajustada.
- Com relação a capacidade de ruptura simétrica do religador da subestação, ela tem que atender a um critério: ela deve ser igual ou superior à corrente de curto-circuito simétrica no barramento de média tensão.
- O tempo de memória que o seccionador tem deve ser superior à soma dos tempos de religamento, adicionados aos tempos de ajuste dos relés temporizados do religador da subestação.
- O tempo que fica acumulado no religador que protege a subestação deve ser inferior ao tempo de memória do seccionador.
- Se for feita a instalação de outro seccionador em série e à jusante do primeiro, ele deverá ser ajustado para uma contagem inferior à do primeiro seccionador.
- Se for feita a instalação de um outro seccionador em paralelo com o primeiro, os dois deverão ser ajustados para uma contagem inferior à do religador da subestação.
- O número de contagem a ser ajustada no seccionador deverá ser inferior a 1 (um) em relação ao número de operações ajustadas no religador que protege a subestação.

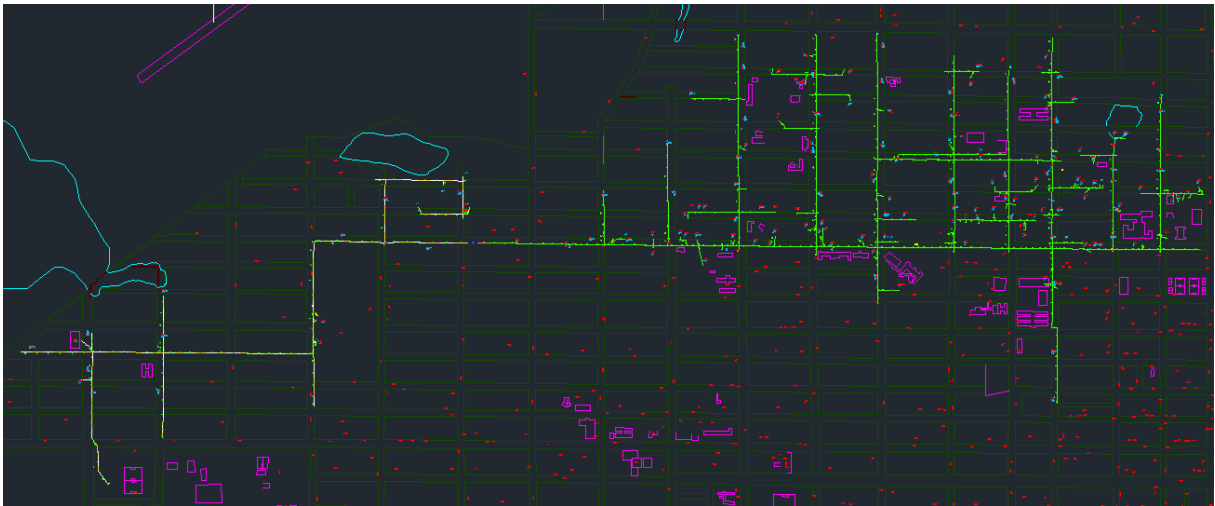
- A corrente de ajuste do seccionador tem que ter certa característica: ela deve ser igual ou inferior a 80% da corrente de acionamento do religador da subestação.
- Com relação à curva tempo \times corrente da unidade de sobrecorrente de fase e de neutro do religador, ela não deve cortar, em hipótese alguma, a curva tempo \times corrente do elo fusível para todas as correntes de curto circuito no trecho protegido pelo religador.
- Com relação à curva tempo \times corrente da unidade de sobrecorrente de fase e de neutro do religador, ela deve sempre estar acima da curva tempo \times corrente do elo fusível para todas as correntes de curto-circuito no trecho protegido pelo religador.
- Para que seja garantida a seletividade entre os dispositivos, o afastamento entre a curva tempo \times corrente da unidade de sobrecorrente de fase e de neutro a curva tempo \times corrente do elo fusível para todas as correntes de curto-circuito no trecho protegido pelo religador deve ser 0,20 s.
- Devem ser feitos ajustes nas unidades temporizadas de fase e de neutro do religador da subestação para que elas atuem para a menor corrente de curto-circuito a jusante do seccionador.
- Deve ser feito ajustes no religador para que ele atue, de forma seletiva, com o elo fusível para a menor corrente de curto-circuito no trecho onde o religador é proteção de retaguarda, tanto para defeitos trifásicos, bifásicos e fase-terra.

6 ESTUDO PROPOSTO

Este trabalho propõe a utilização dos critérios mostrados anteriormente para o estudo da viabilidade da inserção de dispositivos de proteção com função de religamento automático na rede de distribuição real.

A rede utilizada para o estudo é um alimentador da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), localizado no bairro central de Macapá, denominado Alimentador FAB. Este alimentador tem sido utilizado para estudos em uma parceria da Universidade Federal do Pará e o setor de pesquisa e desenvolvimento da CEA. Na figura 10, é exibido o diagrama unifilar do alimentador FAB exportado em extensão .dwg do sistema de gestão de distribuição da CEA.

Figura 9 - Alimentador FAB



Fonte: AUTOR.

O sistema possui tensão nominal de 13,8 kV e é constituído de um total de 771 barras e 173 transformadores. Sua faixa de tensões admissíveis varia de 0.95 pu até 1.05 pu. Os transformadores são considerados com as cargas nominais para a rede de media tensão e seus elos fusíveis de proteção são dimensionados de acordo com as normas técnicas de distribuição da CEA.

De posse das informações do sistema, os passos seguintes do estudo serão a determinação das correntes de curto-circuito no alimentador, dimensionamento e alocação do religador na subestação e a verificação de coordenação com os demais dispositivos existentes, garantindo assim, que sejam adotados os critérios de proteção definidos pelas normas vigentes da ANEEL e da distribuidora.

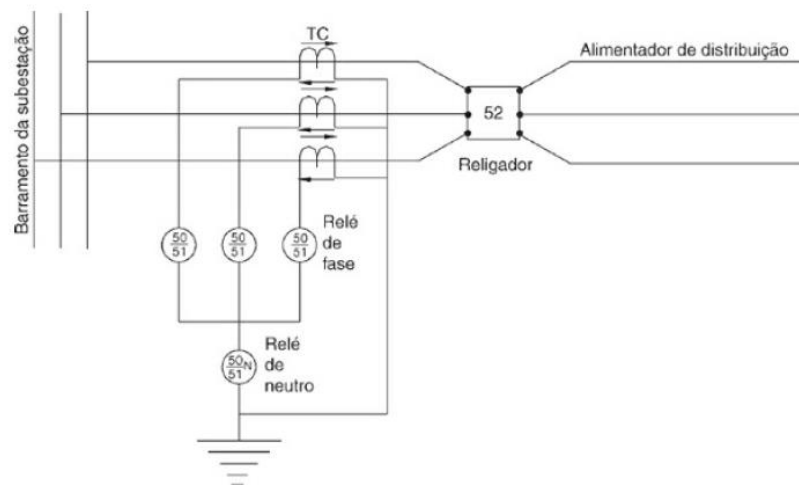
7 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Serão mostrados os benefícios e as vantagens da inserção do religador automático **URP 5002 VERSÃO: 12.33**, da Pextron, no alimentador da subestação da Avenida FAB, em substituição ao atual dispositivo de proteção, que é um disjuntor. Será efetuado os cálculos do dimensionamento desse religador automático e sua devida coordenação com os demais dispositivos de proteção da rede de distribuição. Serão utilizados os softwares **OpenDSS** e **MATLAB** para auxiliarem nesse projeto.

7.1 ESTUDO DA APLICAÇÃO DE RELIGADORES: DIMENSIONAMENTO, FÓRMULAS.

O relé do religador deve ser criteriosamente ajustado. A figura 10 exibe um esquema elétrico de ligação de transformadores de corrente com relés de sobrecorrente de fase e neutro.

Figura 10 - Esquema de ligação do Religador de distribuição



Fonte: Mamede

7.1.1 Relé de sobrecorrente de fase e seus ajustes

Os relés de fase são constituídos por duas unidades de proteção: unidade de sobrecorrente Temporizada de fase (função 51) e unidade de sobrecorrente instantânea de fase (função 50).

7.1.1.1 Unidade Temporizada (função 51):

Segundo Mamede (2013), para que o dispositivo funcione corretamente, a unidade temporizada de fase do dispositivo tem que ser ajustada de acordo com a equação (7.1):

$$I_{tf} = \frac{K_{tf} \times I_c}{RTC} \quad (7.1)$$

Onde cada conteúdo dessa equação significa:

I_{tf} – corrente de ajuste da unidade temporizada de fase, em A.

K_{tf} – valor da sobrecarga admissível que pode variar entre 1,2 a 1,5.

I_c – corrente de carga máxima do alimentador, em A.

RTC – relação de transformação do transformador de corrente.

A unidade temporizada de fase deve ser ajustada de uma forma a atender os critérios de proteção. De acordo com Mamede (2013), ela deve seguir os seguintes critérios:

- Com relação ao relé temporizado de fase, ele deve ser ajustado para operar para a menor corrente de curto-circuito fase-fase, onde o relé é proteção de retaguarda.
- O relé temporizado deve sofrer ajuste para deixar passar a corrente de carga do alimentador e permitir uma sobrecarga que pode variar entre 20 a 50% da carga nominal.
- Com relação a corrente de acionamento, ela deve ser no máximo, igual à corrente térmica do transformador de corrente da proteção.
- A corrente de curto-circuito máxima deve atender a um critério: ela deve ser menor ou igual a 20 vezes a corrente nominal primária do transformador de corrente da proteção.
- O relé deve sofrer ajuste para operar de acordo com a curva de temporização para o múltiplo da corrente ajustada.

Outro fator que deve ser analisado cuidadosamente no ajuste da unidade temporizada de fase é a curva de atuação do relé. De acordo com Mamede (2013), A escolha da curva de atuação do relé é feita com base no múltiplo da corrente de acionamento de acordo com a Equação (7.2) e deve obedecer aos seguintes critérios a seguir:

$$M = \frac{I_m}{RTC \times I_{tf}} \quad (7.2)$$

Onde cada componente da equação significa:

M – Múltiplo da corrente de acionamento.

I_m – corrente máxima admitida no circuito, que pode ser uma corrente de sobrecarga ou de curto-circuito.

- Com relação à curva selecionada para operação do relé, ela tem que ser inferior à curva de suportabilidade dos condutores ou de qualquer equipamento do alimentador de distribuição.
- A curva selecionada tem que atender a certo critério também: ela deve permitir a coordenação com os demais elementos de proteção instalados a jusante e a montante.

7.1.1.2 Unidade instantânea ou de tempo definida de fase (função 50)

De acordo com Mamede (2013), para que a proteção seja feita de forma coerente, o ajuste da unidade instantânea de fase deve obedecer aos seguintes critérios:

- A unidade instantânea deve ser ajustada para operar para qualquer defeito que ocorra na zona protegida pelo equipamento. Por exemplo, para uma corrente de defeito bifásica ou trifásica.
- A unidade instantânea tem que atender a outro critério também: ela deve operar para qualquer defeito que ocorra na zona em que o equipamento é proteção de retaguarda.
- Deve-se ficar atento para a questão da energização do transformador. A unidade instantânea deve ser ajustada para não operar com a energização do transformador, isto é, deve suportar 8 vezes a corrente nominal do transformador por um período de até 100 ms.
- Outro detalhe tem que ser analisado: no ajuste da unidade instantânea, deve-se levar em consideração o componente contínuo da corrente de curto-circuito.

7.1.2 Relé de sobrecorrente de neutro e seus ajustes

Os relés de neutro são compostos por duas unidades de proteção que atendem aos sistemas em que são instalados: unidade de sobrecorrente temporizada de neutro (função 51N) e unidade de sobrecorrente instantânea ou de tempo definido de neutro (função 50N).

7.1.2.1 Unidade temporizada de neutro (função 51N).

De acordo com Mamede (2013), A unidade temporizada de neutro deve ser ajustada cuidadosamente e de acordo com a Equação (7.3):

$$I_{tn} = \frac{Ktn \times Ic}{RTC} \quad (7.3)$$

Onde cada componente desta equação significa:

I_{tn} – corrente de ajuste da unidade temporizada de neutro, em A.

Ktn – valor de desequilíbrio das correntes e erros no nível de saturação dos TC's.

I_c – corrente de carga máxima do alimentador, em A.

RTC – relação de transformação do transformador de corrente.

O valor de ***Ktn*** tem que atender a um critério: ele deve ficar compreendido entre 0,10 a 0,30, que representa a taxa de desequilíbrio máximo admitida nos condutores de fase. Devem ser analisados os diferentes pontos do nível de saturação dos transformadores de corrente, pois se não forem levados em conta, não haverá corrente de circulação pelo relé de neutro em condições normais de operação, independentemente do nível de desequilíbrio das correntes de fase. A prática, porém, consagrou admitir uma corrente compreendida entre 10 e 30% da

corrente nominal do circuito, a fim de se conseguir o ajuste funcional do relé de neutro. Valores inferiores a 10% são indesejáveis, pois há grandes possibilidades de saídas intempestivas do circuito que está protegido pelo relé. Valores superiores a 30% da corrente nominal do circuito não oferecem uma sensibilidade adequada à proteção para defeitos fase e terra de alta e média impedâncias em circuitos de média tensão. Deve-se atentar para a unidade temporizada, ela deve ser ajustada para operar para a menor corrente simétrica de curto-circuito fase-terra no trecho protegido pelo relé. Para os relés destinados à proteção de neutro, a menor corrente de curto-circuito é aquela resultante de um defeito monopolar à terra com elevada impedância. Essa corrente é obtida considerando que a resistência de contato à terra seja de 40 ohm. (MAMEDE, 2013).

7.1.2.2 Unidade instantânea ou de tempo definido de neutro (função 50N).

De acordo com Mamede (2013), A unidade instantânea de neutro tem que ser cuidadosamente ajustada para operar para a menor corrente simétrica de curto-circuito fase-terra do trecho protegido pelo relé.

7.1.3 Outros parâmetros a serem ajustados no Religador.

Segundo Mamede (2013), para fazer os ajustes de religadores de subestações, devem-se considerar os seguintes critérios:

- Ajuste da corrente de acionamento;
- Sequência de operação;
- Tempo de religamento;
- Tempo de rearme.

Um rearme durante a sequência de operações seria algo indesejado. Segundo Mamede (2013), A fim de evitar um rearme durante a sequência de operações, o tempo de rearme pode ser determinado a partir da Equação (7.4):

$$T_{re} = 1,10 \times \hat{A}T_{to} + 1,15 \times \hat{A}T_{ti} \quad (7.4)$$

Onde cada componente da equação significa:

T_{re} – tempo de rearme, em s;

ÂT_{to} – tempo total de todas as operações de abertura, considerando a corrente mínima de acionamento;

ÂT_{ti} – tempo total dos intervalos de religamento.

7.1.3.1 O fator K

Segundo Mamede (2013), O fator K é muito importante, pois está relacionado com o número de operações rápidas do religador e com os tempos de religamento. Este fator é usado para corrigir o tempo de operação do elo fusível devido ao seu aquecimento durante as operações do religador. Quanto maior for o tempo de religação, menor é o fator K e menor é a capacidade de resfriamento do elemento metálico de que é constituído o elo fusível. Pode ser obtido através da Tabela 3.

Tabela 3 - fator de multiplicação K para os religadores

Tempo de religamento (s)	Fator de multiplicação K	
	Número de operações	
	1	2
0,50	1,20	1,80
1,00	1,20	1,35
1,50	1,20	1,35
2,00	1,20	1,35

Fonte: Mamede.

7.2 URP 5002 VERSÃO 12.33 PEXTRON

A aplicação principal desse dispositivo é como religador automático. Ele pode ser utilizado como: Proteção principal ou de retaguarda nas condições de monofásico, bifásico, trifásico, trifásico + neutro + GS, apenas neutro ou GS. Com a proteção operando com ou sem relé de religamento automático (**RA**). Entre outras aplicações, ele pode ser utilizado na Proteção de linhas de distribuição, alimentadores, etc.

Este dispositivo executa as seguintes funções descritas na tabela 4:

Tabela 4 - Funções do dispositivo de proteção

Função ANSI	Descrição da função
50	Unidade instantânea de fase
50N	Unidade instantânea de neutro
51	Unidade temporizada de fase (com emulação de disco de relé eletromecânico)
51N	Unidade temporizada de neutro (com emulação de disco de relé eletromecânico)
51GS	Unidade temporizada de sensor de terra (GS) (com emulação de disco de relé eletromecânico)
62 BF	Falha de disjuntor (" break failure ")
79	Religamento automático (com deslocamento de curva inversa da fase no religamento)

Fonte: URP 5002 PEXTRON.

De acordo com o manual do equipamento do dispositivo, ele apresenta as seguintes vantagens: Ele tem a capacidade de substituir de 1 a 4 relés de sobrecorrente ANSI (50/51 - 50N/51N) eletromecânicos ou estáticos (com qualquer tipo de temporização), 1 relé de religamento automático , 1 relé ou esquema de falta de disjuntor (retaguarda) , amperímetros e outras lógicas de atuação ou intertravamento normalmente utilizados nos esquemas de proteção elétrica .

Este equipamento permite o ajuste de uma constante amperimétrica que multiplica a corrente secundária lida no relé. Esta constante é a relação do TC (transformador de corrente) utilizado na instalação elétrica.

7.2.1 Temporização curva inversa (dependente)

De acordo com o manual do equipamento: O tempo de atuação depende do valor da corrente. Quanto maior for o valor da corrente acima do valor de partida menor será o tempo de atuação (Norma ABNT NBR 7099: RELÉS DE MEDIÇÃO COM UMA GRANDEZA DE ALIMENTAÇÃO DE ENTRADA A TEMPO DEPENDENTE ESPECIFICADO). As curvas características mais comuns para o relé são formuladas pela fórmula (7.5):

$$t = \frac{K \times dt}{M^{\alpha-1}} \quad (7.5)$$

Cada dado da equação acima tem os seguintes significados:

t- Tempo de atuação teórica;

k- constante que caracteriza a curva (NBR 7099).

dt- dial de tempo

M - Múltiplo da corrente de atuação (corrente de entrada / corrente de partida).

α - constante que caracteriza a curva (NBR 7099).

A tabela 5 estabelece os ajustes das curvas padronizadas.

Tabela 5 - Ajustes das curvas padronizadas

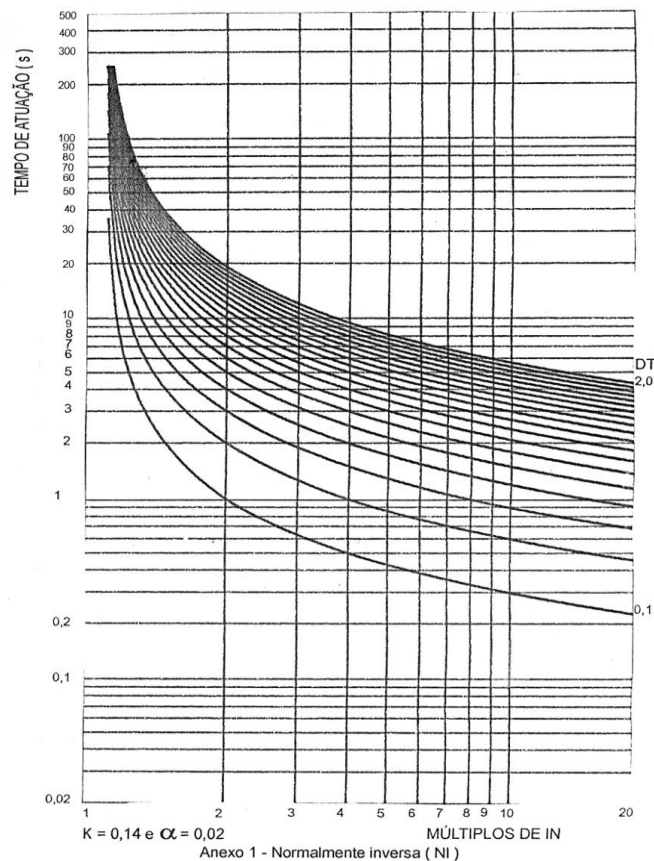
Curva	Normalmente inversa (NI)	Muito inversa (MI)	Extremamente inversa (EI)
K	0,14	13,5	80
α	0,02	1	2
dt	Ajuste de tempo de atuação		
M	Múltiplo da corrente de atuação		

Fonte: manual do equipamento.

7.2.2 Exemplos de curvas normalizadas

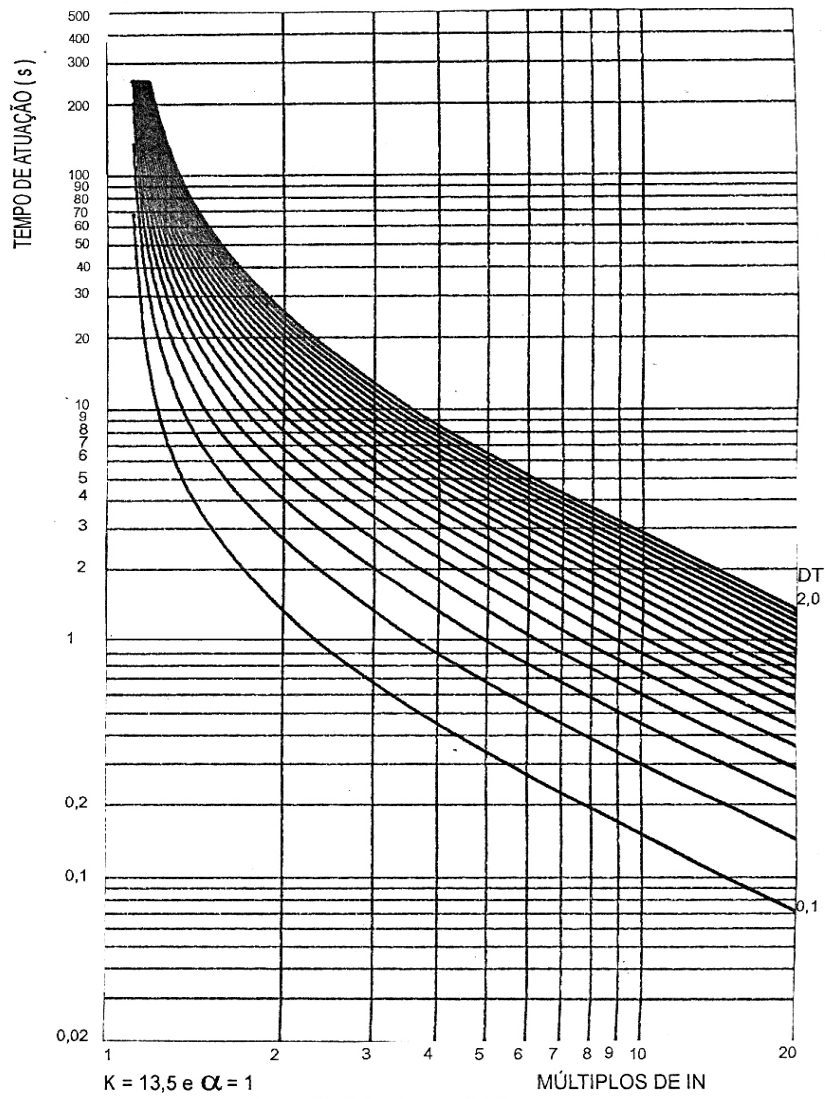
Nas figuras 11,12 e 13 é exemplificado certas curvas normalizadas:

Figura 11 - Curvas normalmente inversas



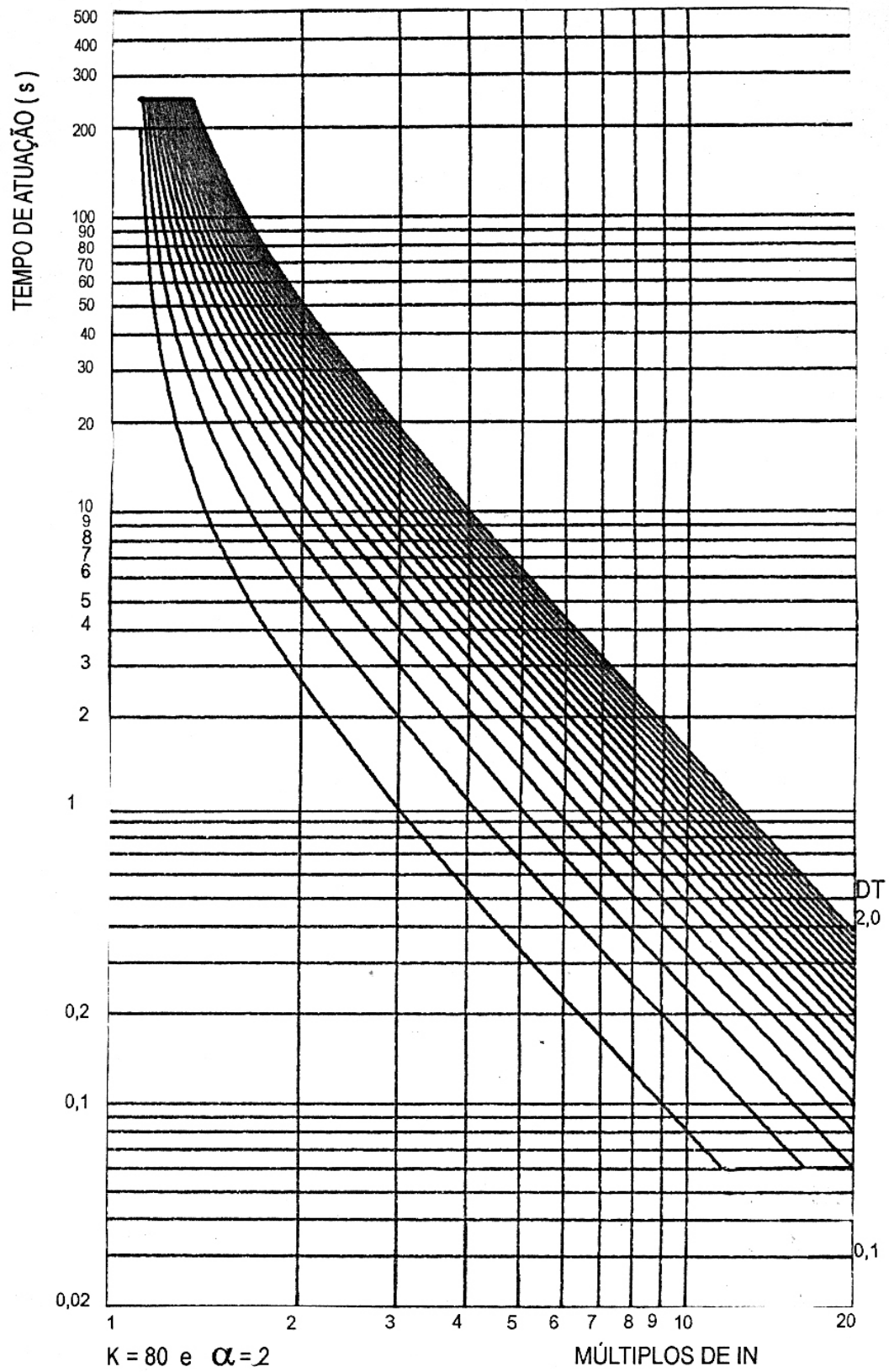
Fonte: manual do equipamento

Figura 12 - Curvas Muito Inversas



Fonte: manual do equipamento.

Figura 13 - Curvas Extremamente Inversas



Fonte: manual do equipamento.

7.2.3 Ajustes dos parâmetros do dispositivo

A tabela 6 mostra os parâmetros e faixas de ajustes:

Tabela 6 - Parâmetros e faixas de ajustes

Parâmetro	Descrição do parâmetro	Faixa de ajuste recomendada
01	Corrente da unidade instantânea fase A 50	In = 1 A 0,20 ... 20 A In = 5 A 1,00 ... 100 A
02	Corrente da unidade instantânea fase B 50	In = 1 A 0,20 ... 20 A In = 5 A 1,00 ... 100 A
03	Corrente da unidade instantânea fase C 50	In = 1 A 0,20 ... 20 A In = 5 A 1,00 ... 100 A
04	Corrente da unidade instantânea neutro D 50N	In = 1 A 0,03 ... 10 A In = 5 A 0,15 ... 50 A
05	Corrente de partida da unidade temporizada da fase A 51	In = 1 A 0,20 ... 3,2 A In = 5 A 1,00 ... 16,0 A
06	Corrente de partida da unidade temporizada da fase B 51	In = 1 A 0,20 ... 3,2 A In = 5 A 1,00 ... 16,0 A
07	corrente de partida da unidade temporizada da fase C 51	In = 1 A 0,20 ... 3,2 A In = 5 A 1,00 ... 16,0 A
08	Corrente de partida da unidade temporizada de neutro D 51N	In = 1 A 0,03 ... 1,29 A In = 5 A 0,15 ... 6,50 A

Fonte: manual do equipamento

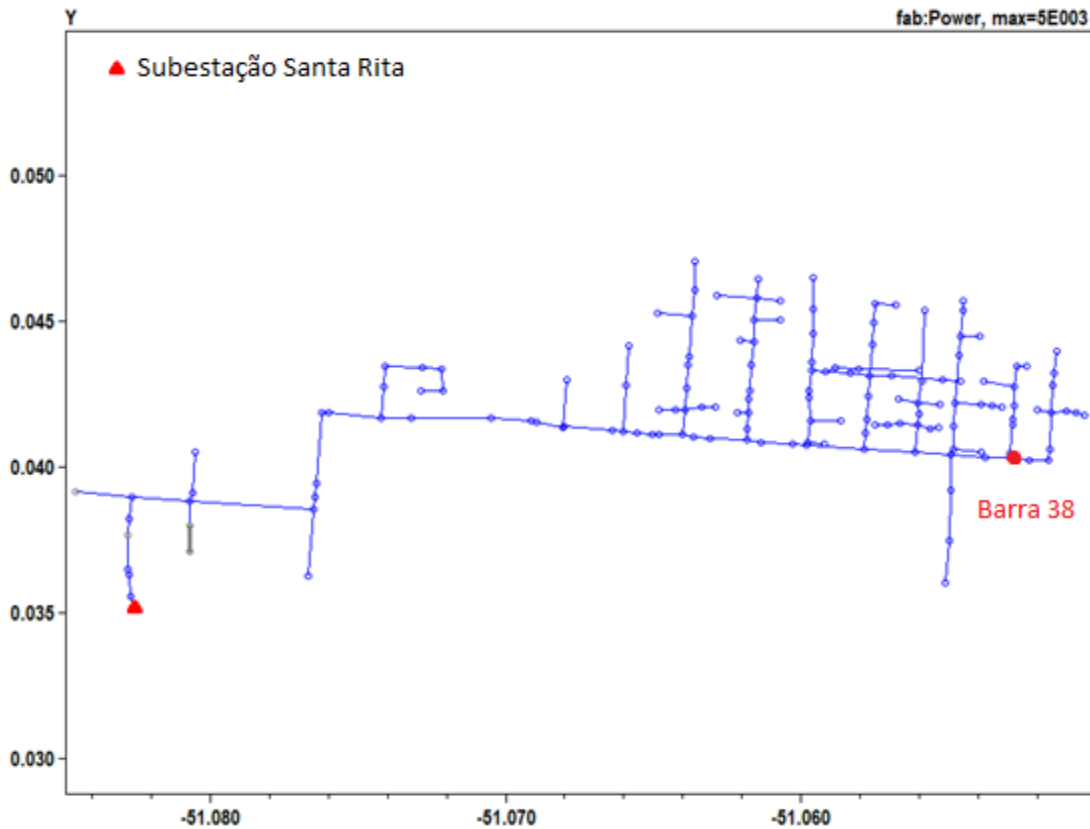
7.3 SOFTWARES UTILIZADOS

7.3.1 OpenDSS

O Open Distribution System Simulator (OpenDSS) é uma ferramenta abrangente de simulação de sistemas elétricos para sistemas de distribuição de energia elétrica. Esta ferramenta pode ser utilizada para cálculos de fluxo de potência, curto-circuito, estudos de planejamentos probabilísticos entre outras funções relacionadas a distribuição de energia.

Neste estudo o OpenDSS foi utilizado principalmente para determinar as correntes do alimentador no tronco e ramais e calcular as faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas nos pontos de relevância para o estudo de proteção. A sua função de plotagem da rede torna mais prática a aquisição dos dados necessários. Na figura 14 é exibida a rede de distribuição da FAB na OpenDSS.

Figura 14 - Plotagem do alimentador FAB no OpenDSS



Fonte: OpenDSS

Para realizar esta simulação, a rede foi comprimida de um total de 771 barras como originalmente foi fornecida pela distribuidora, para um total de 280 barras, sendo 40 barras em seu tronco principal e as demais em seus ramais. Mantendo assim, todas as características dos seus elementos, subestações, cargas, condutores elétricos e seus comprimentos, etc.

7.3.2 MATLAB

O MATLAB (MATRIX LABORATORY) é uma linguagem de alto nível e um ambiente interativo para computação numérica, visualização e programação. A linguagem, as ferramentas e as funções matemáticas internas permitem explorar várias abordagens e chegar a uma solução mais rapidamente do que com planilhas ou linguagens de programação tradicionais, como C / C ++ ou Java.

Devido as suas características de manipulação de dados em formas matriciais e a possibilidade de plotagem destes dados, utilizou-se o MATLAB para plotar coordenogramas

com as curvas de acionamento dos dispositivos de proteção, que são fornecidas pelos fabricantes, possibilitando observar a coordenação entre os diferentes dispositivos.

7.4 DIMENSIONAMENTO E COORDENAÇÃO DO URP 5002 COM OS DEMAIS DISPOSITIVOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.

Na barra 38 está localizado o ultimo ponto do tronco principal que será protegido diretamente pelo religador, sendo o dispositivo de proteção deste ponto necessário para fazer a coordenação com religador da subestação. Para isso foi inserido um fusível de 100K da barra 38 para barra 39. O ponto 38 pode ser visto na figura 14.

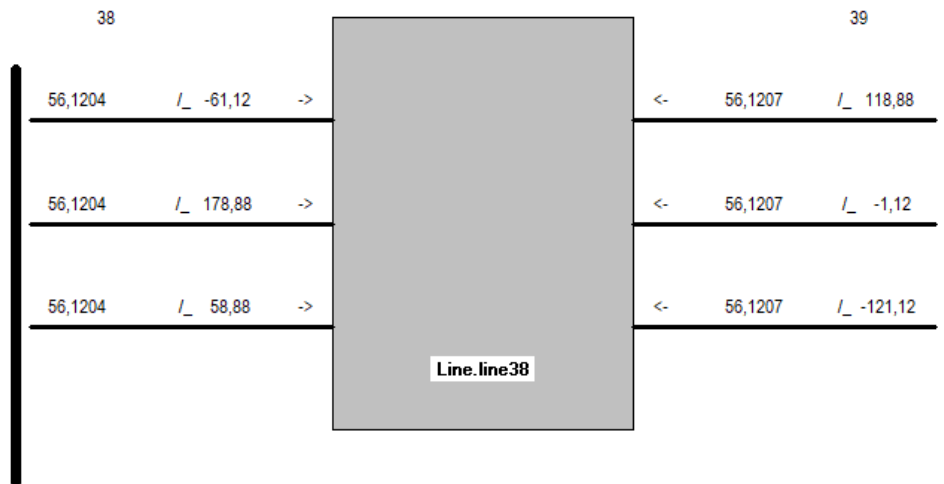
Segundo Mamede (2013), antes de inserir um elo fusível em um ramal, alguns critérios devem ser analisados, como os citados abaixo:

- a corrente nominal do elo fusível para a proteção de um ramal deve ser igual ou superior a 150% da corrente máxima de carga prevista no projeto no ponto de instalação da chave fusível.
- A corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou inferior a 25% da corrente de curto-circuito fase-terra mínima que ocorrer no fim do trecho para uma resistência de aterramento de 40Ω .

Segundo dados fornecidos pela CEA (COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ), a corrente máxima de carga que passa nesse ramal é 56 A. logo, $56 \times 1,5$ é igual a 84 A. logo, o fusível de 100K atende a esse critério.

A corrente de curto-circuito fase-terra mínima no fim do trecho para a resistência de aterramento de 40Ω é 1646 A. logo $1646 \times 0,25 = 411,5A$. Como $100A < 411,5A$. Logo o elo fusível atende aos requisitos necessários a sua instalação. Portanto, ele pode ser utilizado.

Figura 15 - Corrente máxima entre as barras 38 e 39



Fonte: OpenDSS

7.4.1 Cálculos dos curto-circuito no OpenDSS

Os cálculos de curto circuito em sistemas de distribuição tornam-se trabalhosos e complexos principalmente devido ao tamanho elevado dos sistemas de transmissão e de distribuição. Com o auxílio de softwares, a dificuldade de obtenção dos resultados de curto-circuito e fluxo de potência são reduzidos. Devido a gama de funções para sistemas de distribuição fornecidas pelo OpenDSS, este programa foi utilizado para as simulações do sistema FAB.

7.4.1.1 Comando Fault

As Faltas no OpenDSS podem ser realizada através do comando Fault, onde se define a barra, o número de fases e a resistência de falta como informações de entrada para o programa. Os comandos utilizados para determinar faltas trifásicas, monofásicas e bifásicas e bifásicas mínimas são:

New Fault.F3 phases = 3 Bus1=38 r=0 // Falta trifásica

New Fault.F2 phases = 2 Bus1=38 r=0 // Falta fase-fase

New Fault.F1 phases = 1 Bus1=38 r=0 // Falta fase-terra

New Fault.F1min phases =1 Bus1=38 r=40 // Falta fase-terra min

Onde:

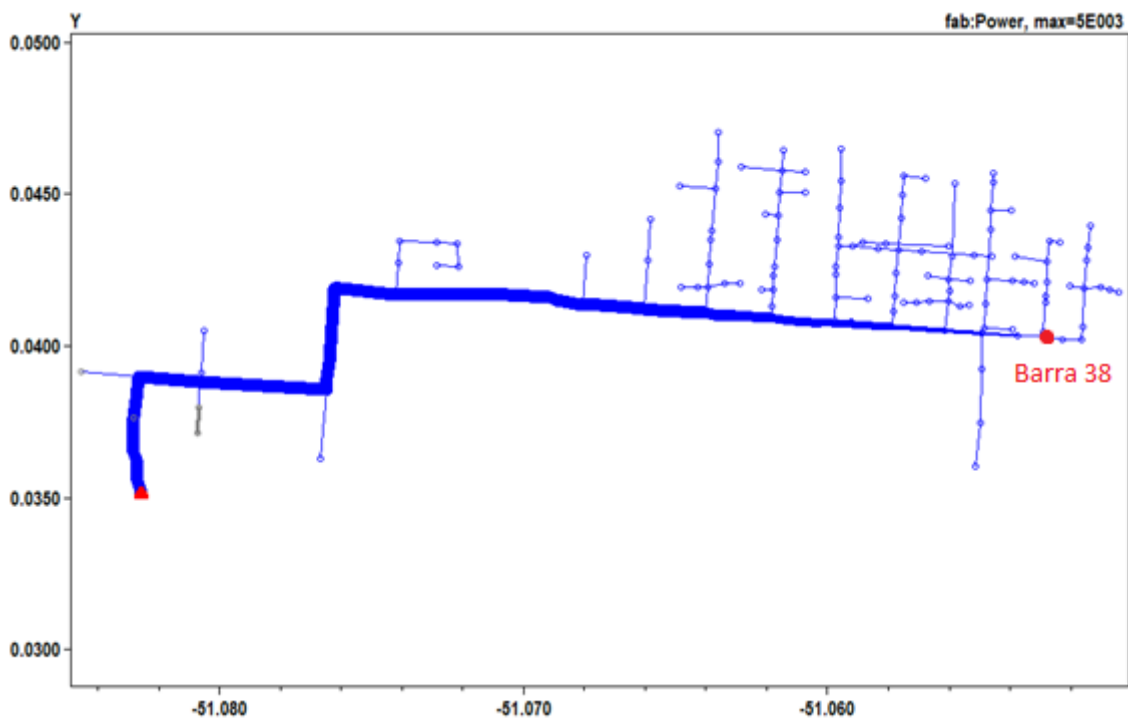
- F3 = Nome da variável criada para a falta;
- Phases = número de fases presentes na falta;
- Bus1 = barra onde ocorre a falta;

- r = resistência da falta. Para curtos-circuitos francos utiliza-se $r=0$ e para curtos-circuitos mínimos (faltas de alta impedância) $r=40\Omega$.

A figura 16 exibe o sistema FAB plotado no OpenDSS com uma falta trifásica na barra 38. Esta Falta foi realizada pelo comando:

New Fault.F3 phases = 3 Bus1=38 r=0 // Falta trifásica

Figura 16 - Alimentador FAB com falta trifásica na barra 38



Fonte: OpenDSS (Autor)

7.4.1.2 Fault Study

O comando Fault Study utilizado para calcular curtos-circuitos trifásicos, bifásicos e monofásicos nas barras do sistema. Os comandos no OpenDSS para selecionar o fault Study para realizar a exibição dos resultados pode ser visto a seguir.

Set mode = faultstudy

solve // Soluciona o sistema

show fault // Gera o arquivo .txt com os resultados

Tabela 7 - Correntes de Curto-Circuito Fornecidas pelo OpenDSS

Correntes de curto-circuito no alimentador FAB		
	Barra 38	Barra 39
$I_{CC3\phi}$	2960	2927
$I_{CC2\phi}$	2564	2535
$I_{CC1\phi}$	1884	1859

A corrente de curto-circuito monofásico no fim do ramal é de 1646A. Este valor foi utilizado para analisar a viabilidade da instalação do elo fusível de 100K.

7.4.2 Cálculos para determinação do RTC

Deve-se determinar a carga futura do alimentador, considerando a carga instalada de todos os transformadores da rede, e aplicando um fator de demanda de 70 a eles.

- Fator de demanda:0.7;
- Tensão da rede: 13,8 kv;
- Somatório das potencias dos transformadores da rede: 24.265kva.

Agora, é só aplicar na fórmula (7.6):

$$I_n = \frac{F_d \times (\sum P_{cbt} + \sum P_p)}{\sqrt{3} \times 13,8} \quad (7.6)$$

$$I_n = \frac{0,7 \times 24.265}{\sqrt{3} \times 13,8} = 710,63 \text{ amperes}$$

Logo o valor inicial do RTC será: 800-5:160. Portanto, será usado um transformador com corrente nominal de 800 ampères com uma relação nominal de 160:1.

7.4.2.1 Potência de curto-circuito na subestação

$$P_{CC3\phi} = \sqrt{3} \times V \times I_{CC3\phi} \quad (7.7)$$

A corrente de curto circuito na subestação é 6.900 ampères, 6,9ka. A tensão é 13,8kv. Aplicando na fórmula (7.7), tem-se:

$$PCC = \sqrt{3} \times 13,8 \times 6,9 = 164,92 \text{ MVA.}$$

7.4.2.2 Corrente primária do transformador de corrente:

Será usada a equação (7.8):

$$I_{tc} = \frac{I_{cs}}{F_s} \quad (7.8)$$

I_{cs} = corrente de curto-circuito na subestação;

$F_s = 20$ (que é um fator de sobrecorrente);

$$I_{tc} = \frac{6.900}{20} = 345 \text{ amperes};$$

Com isso, RTC: 800-5: 160.

7.4.3 Cálculos para ajustar a curva lenta, temporizada, de fase do religador.

Nesse trabalho, será usada a curva normalmente inversa. Calcula-se, em seguida, a corrente de ajuste pra a unidade temporizada. Usa-se a equação (7.1):

$$I_{tf} = \frac{K_f \times I_c}{RTC};$$

$K_f = 1,2$ (que é a sobrecarga adotada nesse caso);

RTC=160;

$I_c = 710,63$;

$$\text{Logo } I_{tf} = \frac{1,20 \times 710,63}{160} = 5,32;$$

A faixa que o URP 5002 atua é de (1,00 – 16,0) A x RTC.

Com isso, a corrente deve ser ajustada no valor de $I_{tf} = 5,32$, que fica dentro da faixa de ajuste do relé do religador.

O valor da corrente de acionamento será dado pela equação (7.9):

$$I_{atf} = I_{tf} \times RTC \quad (7.9)$$

$$I_{atf} = 5,32 \times 160 = 851,2.$$

O religador deverá ter a sensibilidade á menor corrente de curto circuito bifásico (2535 amperes) no local a jusante do ponto 38, ou seja, no ponto 39. Usa-se a equação (7.2) para calcular M:

$$M = \frac{I_{cs}}{RTC \times I_{tf}};$$

I_{cs} = corrente de curto-circuito;

$$M = \frac{2535}{160 \times 5,32} = 2,97.$$

Utilizando esse valor acima, pode-se determinar o índice de curva lenta que o religador deverá atuar. O tempo de atuação do elo fusível, a jusante do ponto 38, para curto-circuito bifásico de 2535 é 0,035s (para a curva mínima) e 0,050s (para a curva máxima). Será usado o tempo de $T = 0,050 + 0,2 = 0,25s$, sabendo que 0,20s corresponde a um tempo de segurança para a seletividade adotada. Analisando a figura 11, que exhibe a curva normalmente inversa, será selecionada a curva de índice 0,10. Com essa curva, o tempo de resposta do relé para $M=2,97$ será calculado pela equação (7.5):

$$T = \frac{0,14}{M^{0,02-1}} \times dt = \frac{0,14}{2,97^{0,02-1}} \times 0,10 = 0,63s$$

$$T = 0,63s.$$

Para defeitos que vierem a ocorrer próximos a barra da subestação, por exemplo, para curtos de 5000 ampères, o valor de M será dado pela equação (7.2):

$$M = \frac{5000}{160 \times 5,32} = 5,87$$

Com isso, o tempo de resposta que o religador dará será em:

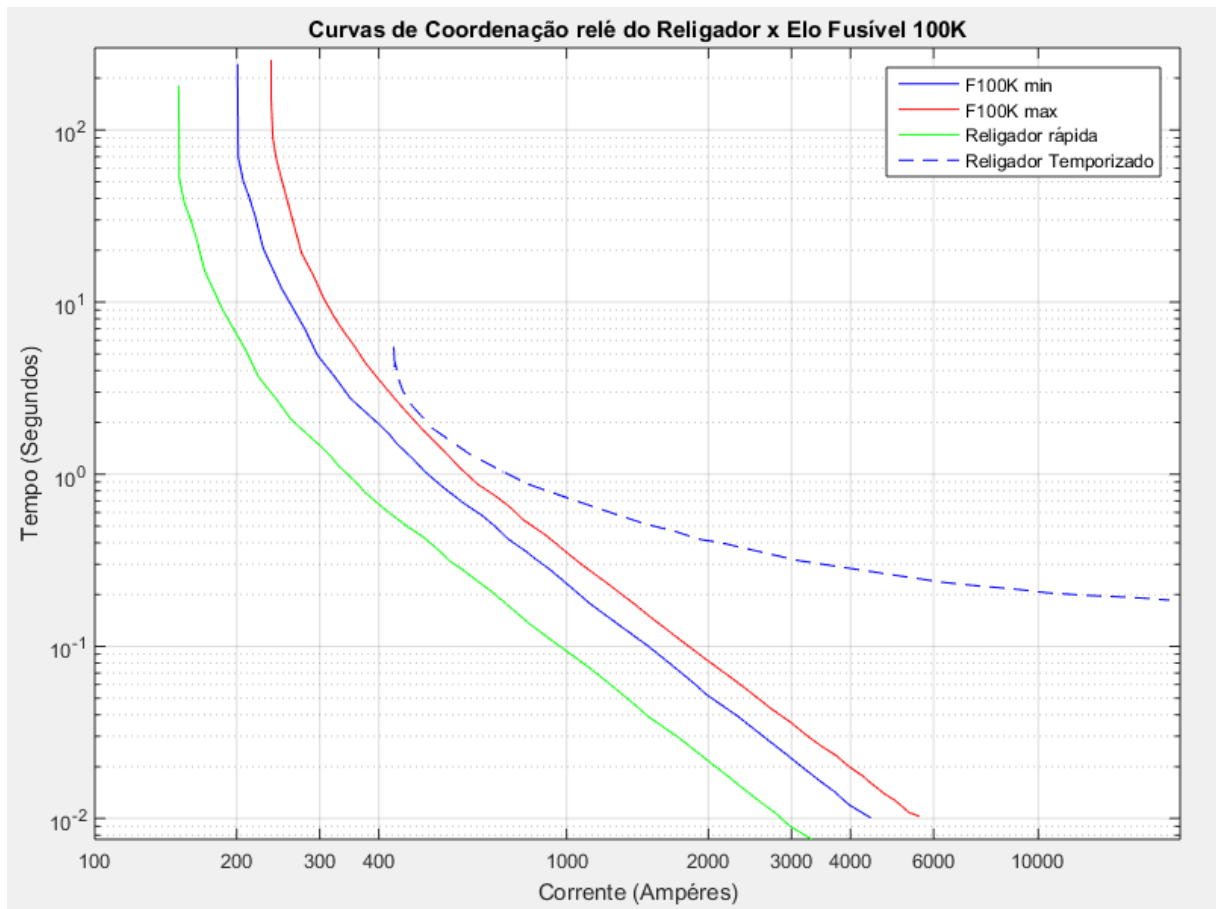
$$T = \frac{0,14}{M^{0,02-1}} \times dt = \frac{0,14}{5,87^{0,02-1}} \times 0,10 = 0,38s.$$

$$T = 0,38s.$$

Observando o gráfico da figura 17, analisando a curva do elo fusível com a do religador, vemos que a curva lenta deste último está localizada acima da curva máxima do elo fusível a partir da corrente de curto-circuito desse local. Com isso, nos religamentos temporizados, para defeitos trifásicos de 2940 A, mais especificamente a jusante do ponto 38, o tempo em que o elo fusível de 100K irá atuar será antes do tempo de atuação do religador, isso evidencia que haverá coordenação entre o religador e o elo fusível. Logo, o tempo máximo de atuação do elo fusível é de 0,045s. acrescentando o tempo de segurança de 0,2s a ele, tem-se $T = 0,045s + 0,2 = 0,245s$, que é inferior ao tempo do religador que é de 0,340s.

Podemos observar também que para defeitos bifásicos de 2546 ($2940 \times 0,866$) que fiquem imediatamente a jusante do ponto 38, o elo fusível atuará na sua curva máxima antes que o religador atue.

Figura 17 - Curvas de coordenação do relé do Religador 1 com elo Fusível 100K



Fonte: MATLAB

7.4.4 Cálculos para ajustar a curva rápida de fase do religador

Para realizar esses cálculos será utilizada a unidade instantânea de fase de tempo definido com temporização,

$$I_{sb} = I_{cs} = 2546;$$

$$F < \frac{2546}{851,2}$$

Com base no intervalo acima, adota-se um valor de F, que será 1,1.

Com isso, a corrente de ajuste da unidade de tempo definido vale:

$$I_{if} = F \times I_{tf}$$

(7.10)

$$I_{if} = F \times I_{tf} = 1,1 \times 5,32 = 5,852 \approx 5,9.$$

A faixa de atuação do URP 5002 é de (1,00-100) A x RTC.

Logo, o religador deverá ser ajustado em 5,9.

A corrente de acionamento da unidade instantânea de tempo definido de fase vale:

$$I_{aif} = I_{if} \times RTC \quad (7.11)$$

$$I_{aif} = I_{if} \times RTC = 5,9 \times 160 = 944$$

$$944 < 2546$$

$I_{aif} < I_{sb}$ (condição satisfeita).

Para a corrente de curto-circuito bifásica de 2546 A, o elo fusível de 100K opera em 0,03s na sua curva mínima e 0,04s na sua curva máxima. Considerando a curva mínima deslocada do elo fusível, o tempo de atuação vale 0,015s.

7.4.4.1. Cálculo da corrente de magnetização dos transformadores de distribuição

$$I_m = 8 \times \frac{P_{total}}{\sqrt{3} \times V} \quad (7.12)$$

$$I_{magnetização} = 8 \times \frac{24265}{\sqrt{3} \times 13,8} = \frac{194.120}{23,9} = 8122 \text{ A}$$

De acordo com informações obtidas junto a CEA, esse valor de corrente de magnetização viabiliza o uso do URP 5002.

7.4.5 Cálculos para ajustar a curva lenta (temporizada) de neutro do religador

Usa-se a equação(7.3) pra encontrar I_{tn} :

$$I_{tn} = \frac{Kn \times I_n}{RTC} = \frac{0,20 \times 710,63}{160} = 0,88.$$

$Kn = 0,20$ (que é um valor que pode ser escolhido entre 0,10 a 0,30).

A faixa de atuação do URP 5002 é de $(0,15 - 6,5)A \times RTC$.

Com isso, a corrente será ajustada no valor de $I_{tn} = 0,88 \text{ A}$. portanto dentro da faixa de ajuste já citada. Logo, a corrente de acionamento será encontrada pela equação (7.13):

$$I_{atn} = I_{tn} \times RTC \quad (7.13)$$

$$I_{atn} = I_{tn} \times RTC = 0,88 \times 160 = 140,8 \text{ A}.$$

O multiplo da corrente de acionamento para a corrente de curto-circuito fase terra (1884A) no ponto selecionado será encontrado pela equação (7.2):

$$M = \frac{I_{in}}{RTC \times I_{tn}} = \frac{1884}{160 \times 0,88} = 13,38$$

Para a corrente de curto-circuito de 1884 A, o elo fusível de 100K, opera em 0,05s na sua curva mínima e 0,08s na sua curva máxima. Com isso, o tempo de atuação do religador deve ser igual ou superior a $T = 0,08 + 0,2 = 0,28$ para permitir o elo fusível fundir no ciclo de religamento temporizado (ou seja, curva lenta), para defeitos monopolares. Com isso, a curva selecionada do relé deve ser de 0,2, conforme gráfico da figura 11, ou seja, Usa-se a equação (7.5) para achar dt :

$$t = \frac{0,14}{M^{0,02}-1} \times dt ; dt = \frac{M^{0,02}-1}{0,14} \times t ; \text{logo, } dt = \frac{13,38^{0,02}-1}{0,14} \times 0,28 = 0,106.$$

7.4.6 Cálculos para o ajuste da curva rápida de neutro do religador

$$F < \frac{1884}{140,8}$$

Adotando-se $F=1$, a corrente de ajuste será dada pela equação (7.14):

$$I_{in} = I_{tn} \times F \quad (7.14)$$

$$I_{in} = I_{tn} \times F = 0,88 \times 1$$

$$I_{in} = 0,88$$

A faixa de atuação do URP 5002 é de (0,15- 50)A x RTC.

A corrente de acionamento será dada pela equação(7.15):

$$I_{ain} = RTC \times I_{in} \quad (7.15)$$

$$I_{ain} = RTC \times I_{in} = 160 \times 0,88 = 140,8$$

140,8 < 1884 A, logo o valor atendeu ao critério necessário.

7.4.7 Estabelecimento dos intervalos de religamento

O religador deve ser ajustado para atender o ciclo de religamento abaixo:

$$R1 = 5s ; R2 = 10s ; R3 = 10s ; R4 = 15s ;$$

7.4.8 Cálculo do tempo de rearme

Os tempos de atuação da função 51 (curva lenta) da unidade de fase são:

$$T = 0,63s + 0,63s.$$

Os tempos de atuação da função 50 (curva rápida) da unidade de fase são:

$$T = 0,015s + 0,015s.$$

Deve-se levar em consideração também o tempo que o religador gasta durante o processo de abertura e fechamento, que é $T=0,04s$.

Usando a equação (7.4):

$$T_{re} = 1,10 \times AT_{to} + 1,15 \times AT_{ti}$$

Primeiro calcula-se AT_{to} e AT_{ti} :

$$AT_{to} = 0,015s + 0,04s + 0,015s + 0,04s + 0,63s + 0,04s + 0,63s + 0,04s = 1,45s.$$

$$AT_{ti} = 5 + 10 + 10 + 15 = 40s.$$

Lógo:

$$T_{re} = 1,10 \times AT_{to} + 1,15 \times AT_{ti} = 1,10 \times 1,45s + 1,15 \times 40s$$

$$T_{re} = 47,595s.$$

8 CONCLUSÕES

A partir dos resultados do estudo é possível verificar que é tecnicamente viável a instalação de um religador na subestação que alimenta a rede de distribuição da avenida FAB, localizada no bairro central da cidade de Macapá. Devido às suas características de religamento automático o religador também poderá trazer benefícios sociais, como a melhora na qualidade de energia, devido a diminuição de faltas permanentes originadas por faltas transitórias. Porém outros estudos, em conjunto com as equipes técnicas responsáveis, tornam-se necessários para verificar os fatores econômicos relacionados aos serviços de instalação e manutenção dos equipamentos.

Conforme visto neste estudo, o religador possibilita solucionar problemas de caráter temporário, fazendo com que a energia seja restabelecida rapidamente. Sem um equipamento que solucione uma falta transitória, há a necessidade de deslocar uma equipe para procurar o problema na rede para então solucioná-lo, o que aumenta o tempo de ausência de energia disponível aos consumidores residenciais, comerciais, industriais, o que provoca uma queda na qualidade da energia. Sendo assim, o religador poderá trazer grandes impactos na continuidade de fornecimento de energia em uma rede de distribuição que atualmente não utiliza funções de religamento, como o alimentador FAB.

Devido à característica radial do alimentador FAB, não há a necessidade de trabalhar com proteção direcional ou sincronismo de múltiplas fontes de energia. Porém, caso hajam alterações nesta característica deste sistema, como a inserção de geração distribuída, haverá a necessidade de se realizar novos estudos de proteção, com estas novas características.

Como propostas para estudos futuros vemos a necessidade de uma análise econômica da instalação dos equipamentos citados neste trabalho e sua característica de operação. Tanto para redes existentes quanto para o projeto de novas redes. Além de um estudo aprofundado na formulação de uma rotina entre OpenDss e MATLAB para simulação dinâmica desta rede, tanto para funções técnicas quanto didáticas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Anderson, Paul M. **Power System Protection**. IEEE Press Editorial Board/John Wiley e Sons, 1999.

CEA - Norma Técnica NTD-02. **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária**. Junho de 2001.

Chave Fusível Porcelana 15 kV. Disponível < <http://santafetransformadores.com.br/chave-fusivel-porcelana-15-kv>> Acesso em 03 jul. 2018.

Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Vol. 2 - Eletrobrás. **Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**. Rio de Janeiro: Campus, 1982.

Disjuntor de Subestação. Disponível em: <<http://www.apscomponentes.com.br/disjuntores-de-media-tensao/>> Acesso em 03 jul. 2018.

Elo Fusível K. Disponível em: < <http://www.tecfuse.com.br/fusivel-k.html> > Acesso em 03 jul. 2018.

Junior, Romildo de Campos Paradelo. **Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística**. 2006. Dissertação (mestrado em engenharia) – Escola politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

Kagan, N., Oliveira, C. C. B. de, Robba, E. J. **Introdução Aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ª Edição – São Paulo: Blucher, 2010.

Mamede, D.R, Filho, J.M.; **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2013

Melo, V.H.D.C.; Silva, S.R.; Vaz, R.R.C. **Melhoria dos Índices de Confiabilidade Através da Coordenação da Proteção da Distribuição**. 2011

NBR 7099 - Relé de medição com uma grandeza de alimentação de entrada a tempo dependente especificado – Especificação. Associação brasileira de Normas Técnicas. Dezembro de 1981

NBR 7282 - Elos fusíveis de distribuição – Especificação. Associação brasileira de Normas Técnicas. Abril de 2011

NBR 14039 - Instalações Elétricas de Média tensão de 1,0 kV a 36,2kV. Associação brasileira de Normas Técnicas. Dezembro de 2003

Relé de proteção SEL- 751 usado em alimentadores. Disponível em: < <http://www1.selinc.com.br/produtos/SEL-751.aspx>> Acesso em 03 jul. 2018

Religador Trifásico Automático. Disponível em: <<https://www.nojapower.com.br/religadores.html>> Acesso em 03 jul. 2018

Sato, Fujio, Freitas, W., **Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

URP 5002 Sobrecorrente com religamento automático. Disponível em: <
<https://www.pextron.com/index.php/pt-br/solucoes-01/coluna-2/religadores-01>> Acesso em 09
jul. 2018.

APÊNDICES

Apêndice A – Programa Principal do OpenDSS

```

clear
new object=circuit.fab
set trapezoidal = true
set algorithm = Newton
set tolerance = 0.00001
set maxiterations = 100000

-----
// Definindo a Fonte - Subestação Santa Rita
edit Vsource.source basekv=138 pu=1.00 bus1=sbus MVAAsc1 = 87.04 MVAAsc3 =
15000.58 set voltagebases ="0.22 13.8 138"
// Transformador Subestação
New Transformer.TR1 Phases=3 Windings=2 Buses= 'sbus 1' Conns=[Delta Wye]
kVs=[138 13.8] kVAs=[26000 26000] sub=yes XHL=14.8

-----
//Linecodes
New Linecode.477 R1=0.1313 X1=0.3742 R0=0.5411 X0=1.4410 Units=km
normamps=485
New Linecode.4/0 R1=0.2955 X1=0.2969 R0=0.6774 X0=1.1187 Units=km
normamps=350
New Linecode.2/0 R1=0.4689 X1=0.3147 R0=0.9900 X0=1.2673 Units=km
normamps=239
New Linecode.1/0 R1=0.5906 X1=0.4352 R0=1.0004 X0=1.5021 Units=km
normamps=184
New Linecode.2 R1= 0.1876 X1=0.4033 R0=0.6604 X0=2.5837 Units=km
normamps=395

-----
// Linhas de distribuição
Redirect FAB_Linhas.dss

-----
//Transformadores de distribuição

```



```
Redirect FAB_transformadores.dss
```

```
-----
```

```
//Cargas
```

```
Redirect FAB_Cargas.dss
```

```
solve
```

```
//-----
```

```
! Define bus coordinatesa
```

```
Buscoords FAB_Coordenadas.dss
```

```
plot circuit Power max=5000 dots=y subs=y !c1=black c2=blue //y n C1=$00FF00
```

Apêndice B – Rotina para definir linhas no OpenDSS

//[LINHA----]	[Barra_1]	[Barra_2]	[Cond]	[Comprimento(km)]
new line.line1	1	2	477	0.0489581
new line.line2	2	3	477	0.0798304
new line.line3	3	4	477	0.0306441
new line.line4	4	5	477	0.127
new line.line5	5	6	477	0.059
new line.line6	6	7	477	0.08675
new line.line7	7	8	477	0.22489
new line.line8	8	9	477	0.47605
new line.line9	9	10	4/0	0.03497
new line.line10	10	11	4/0	0.06676
new line.line11	11	12	4/0	0.25456
new line.line12	12	13	4/0	0.05475
new line.line13	13	14	4/0	0.03986
new line.line14	14	15	4/0	0.12936
new line.line15	15	16	4/0	0.13423
new line.line16	16	17	4/0	0.2743
new line.line17	17	18	4/0	0.18162
new line.line18	18	19	4/0	0.06614
new line.line19	19	20	4/0	0.04085
new line.line20	20	21	4/0	0.02248
new line.line21	21	22	4/0	0.13392
new line.line22	22	23	4/0	0.0439157
new line.line23	23	24	4/0	0.06268
new line.line24	24	25	4/0	0.03818
new line.line25	25	26	4/0	0.07288
new line.line26	26	27	4/0	0.05279
new line.line27	27	28	4/0	0.05589
new line.line28	28	29	4/0	0.05709
new line.line29	29	30	4/0	0.13325
new line.line30	30	31	4/0	0.05219
new line.line31	31	32	4/0	0.09808

new line.line32	32	33	4/0	0.04413
new line.line33	33	34	4/0	0.24258
new line.line34	34	35	4/0	0.17301
new line.line35	35	36	4/0	0.13718
new line.line36	36	37	4/0	0.10867
new line.line37	37	38	4/0	0.08438
new line.line38	38	39	4/0	0.06926
new line.line39	39	40	4/0	0.08048
//R1				
new line.lineR1_1	7	7001	477	0.226
//R2				
new line.line41	8	8001	1/0	0.1223
//R3				
new line.line42	8	80001	1/0	0.03674
new line.line43	80001	80002	1/0	0.14142
//R4				
new line.line44	9	9001	4/0	0.16366
//R5				
new line.line45	15	15001	2	0.11902
new line.line46	15001	15002	2	0.07968
new line.line47	15002	15003	2	0.18455
new line.line48	15003	15004	2	0.05973
new line.line49	15004	15005	2	0.10538
new line.line50	15005	15006	2	0.14343
//R6				
new line.line51	20	20001	1/0	0.16886
//R7				
new line.line52	23	23001	2/0	0.17863
new line.line53	23001	23002	2/0	0.15776
//R8				
new line.line54	27	27001	2	0.10695
new line.line55	27001	2700101	2	0.11986
new line.line56	2700101	2700102	2	0.04

new line.line57	27001	27001001	2	0.07012
new line.line58	27001001	27001002	2	0.04517
new line.line59	27001	27002	2	0.07111
new line.line60	27002	27003	2	0.08619
new line.line61	27003	27004	2	0.04905
new line.line62	27004	27005	2	0.1522
new line.line63	27005	2700501	2	0.14546
new line.line64	27005	27006	2	0.10351
new line.line65	27006	27007	2	0.09692
new line.line66	30	30001	1/0	0.0539
new line.line67	30001	30002	1/0	0.0518
new line.line68	30002	3000201	1/0	0.05723
new line.line69	30002	30003	1/0	0.05002
new line.line70	30003	30004	1/0	0.046
new line.line71	30004	30005	1/0	0.098
new line.line72	30005	30006	1/0	0.07387
new line.line73	30006	3000601	1/0	0.11665
new line.line74	30006	30007	1/0	0.10719
new line.line75	30007	3000701	1/0	0.10467
new line.line76	30007	30008	1/0	0.06258
new line.line77	30008	3000801	1/0	0.13847
new line.line78	30008	30008002	1/0	0.08157
new line.line79	30008	30009	1/0	0.06211
//10				
new line.line80	33	33001	2	0.01846
new line.line81	33001	33001001	2	0.06486
new line.line82	33001	33002	4/0	0.07288
new line.line83	33002	33002001	2	0.12356
new line.line84	33002	33003	4/0	0.07607
new line.line85	33003	33004	4/0	0.034
new line.line86	33004	33005	4/0	0.08065
new line.line87	33005	33005001	2/0	0.06163
new line.line88	33005001	3300500101	2/0	0.11445

new line.line89	3300500101	3300500102	2/0	0.06647
new line.line90	3300500102	3300500103	2/0	0.0671
new line.line91	33005001	33005002	2/0	0.11445
new line.line92	33005002	33005003	2/0	0.06629
new line.line93	33005003	33005004	2/0	0.08512
new line.line94	33005004	33005005	2/0	0.17951
new line.line95	33005005	33005006	2/0	0.07537
new line.line96	33005	33006	4/0	0.04936
new line.line97	33006	33007	4/0	0.10392
new line.line98	33007	33008	4/0	0.09924
new line.line99	33008	33009	4/0	0.10985
//R12				
new line.line100	34	34001	2/0	0.04708
new line.line101	34001	34002	2/0	0.06413
new line.line102	34002	34003	2/0	0.08989
new line.line103	34003	34004	2/0	0.21545
new line.line104	34004	34005	2/0	0.07573
new line.line105	34005	34006	2/0	0.0691
new line.line106	34006	3400601	2/0	0.06422
//R13				
new line.line107	35	35001	477	0.08898
new line.line108	35001	3500101	2/0	0.04377
new line.line109	3500101	3500102	2/0	0.05188
new line.line110	3500102	3500103	2/0	0.04212
new line.line111	35001	35001001	2/0	0.04909
new line.line112	35001001	35001002	2/0	0.03652
new line.line113	35001	35002	477	0.04948
new line.line114	35002	35003	477	0.0376
new line.line115	35003	3500301	2/0	0.04392
new line.line116	35003	35003001	2/0	0.07285
new line.line117	35003	35004	477	0.05287
new line.line118	35004	35005	477	0.30269
//R14				

new line.line119	36	36001	1/0	0.01845
new line.line120	36001	3600101	1/0	0.10959
new line.line121	36001	36002	1/0	0.0889
new line.line122	36002	36003	1/0	0.08685
new line.line123	36003	3600301	1/0	0.07605
new line.line124	3600301	3600302	1/0	0.04407
new line.line125	3600302	3600303	1/0	0.03977
new line.line126	36003	36004	1/0	0.2044
new line.line127	36004	36005	1/0	0.0649
new line.line128	36005	3600501	1/0	0.07037
new line.line129	36005	36006	1/0	0.09521
new line.line130	36006	36007	1/0	0.04769
//R15				
new line.line131	36	3600001	1/0	0.11178
new line.line132	3600001	3600002	1/0	0.2094
new line.line133	3600002	3600003	1/0	0.166
//R16				
new line.line134	38	38001	2	0.03842
new line.line135	38001	38002	2	0.09766
new line.line136	38002	38003	2	0.06313
new line.line137	38003	38004	2	0.06897
new line.line138	38004	38005	2	0.029121
new line.line139	38005	3800501	2	0.10352
new line.line140	38005	38006	2	0.05418
new line.line141	38006	38007	2	0.03301
//R17				
new line.line142	40	40001	1/0	0.04055
new line.line143	40001	40002	1/0	0.13794
new line.line144	40002	4000201	1/0	0.06408
new line.line145	40002	40002001	1/0	0.05115
new line.line146	40002001	40002002	1/0	0.027
new line.line147	40002002	40002003	1/0	0.057008
new line.line148	40002	40003	1/0	0.05513

new line.line149	40003	40004	1/0	0.06708
new line.line150	40004	40005	1/0	0.12

Apêndice C - Rotina para definir transformadores no OpenDSS

```

New transformer.trafo1  phases=3  Buses=[5  s5] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8  0.22]
kVAs =[150 150] XHL = 3.6
New transformer.trafo2  phases=3  Buses=[6  s6] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8  0.22]
kVAs =[150 150] XHL = 3.6
New transformer.trafo3  phases=3  Buses=[6  s6] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8  0.22]
kVAs =[75 75] XHL = 3.6
New transformer.trafo4  phases=3  Buses=[7  s7] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8  0.22]
kVAs =[75 75] XHL = 3.6
New transformer.trafo5  phases=3  Buses=[7  s701] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6
New transformer.trafo6  phases=3  Buses=[8  s8] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8  0.22]
kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6
New transformer.trafo7  phases=3  Buses=[10  s10] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6
New transformer.trafo8  phases=3  Buses=[11  s11] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6
New transformer.trafo9  phases=3  Buses=[13  s13] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6
New transformer.trafo10  phases=3  Buses=[14  s14] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[45 45] XHL = 3.6
New transformer.trafo11  phases=3  Buses=[16  s16] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6
New transformer.trafo12  phases=3  Buses=[17  s17] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6
New transformer.trafo13  phases=3  Buses=[18  s18] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6
New transformer.trafo14  phases=3  Buses=[19  s19] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6
New transformer.trafo15  phases=3  Buses=[21  s21] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[45 45] XHL = 3.6
New transformer.trafo16  phases=3  Buses=[21  s2101] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

```


New transformer.trafo17 phases=3 Buses=[22 s22] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo18 phases=3 Buses=[22 s22001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo19 phases=3 Buses=[24 s24] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo20 phases=3 Buses=[24 s24001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo21 phases=3 Buses=[25 s25] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo22 phases=3 Buses=[25 s25001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[450 450] XHL = 3.6

New transformer.trafo23 phases=3 Buses=[26 s26] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo24 phases=3 Buses=[27 s27] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo25 phases=3 Buses=[28 s28] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo26 phases=3 Buses=[29 s29] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo27 phases=3 Buses=[29 s29001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[300 300] XHL = 3.6

New transformer.trafo28 phases=3 Buses=[30 s30] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo29 phases=3 Buses=[30 s30001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo30 phases=3 Buses=[30 s30002] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo31 phases=3 Buses=[31 s31] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo32 phases=3 Buses=[32 s32] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8
0.22] kVAs =[300 300] XHL = 3.6

New transformer.trafo33 phases=3 Buses=[33 s33] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo34 phases=3 Buses=[34 s34] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo35 phases=3 Buses=[37 s37] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo36 phases=3 Buses=[38 s38] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo37 phases=3 Buses=[38 s38001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo38 phases=3 Buses=[39 s39] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[45 45] XHL = 3.6

New transformer.trafo39 phases=3 Buses=[40 s40] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo40 phases=3 Buses=[7001 s7001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[30 30] XHL = 3.6

New transformer.trafo41 phases=3 Buses=[8001 s8001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo42 phases=3 Buses=[80001 s80001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo43 phases=3 Buses=[80002 s80002] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo44 phases=3 Buses=[15001 s15001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo45 phases=3 Buses=[15003 s15003] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo46 phases=3 Buses=[15004 s15004] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo47 phases=3 Buses=[15004 s15004001] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo48 phases=3 Buses=[15005 s15005] Conns = [Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo49 phases=3 Buses=[15005 s15005001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo50 phases=3 Buses=[15006 s15006] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo51 phases=3 Buses=[20001 s20001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo52 phases=3 Buses=[23001 s23001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo53 phases=3 Buses=[23002 s23002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo54 phases=3 Buses=[27001 s27001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo55 phases=3 Buses=[2700101 s2700101] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[30 30] XHL = 3.6

New transformer.trafo56 phases=3 Buses=[2700101 s270010101] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo57 phases=3 Buses=[2700102 s2700102] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo58 phases=3 Buses=[2700102 s270010201] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo59 phases=3 Buses=[27001001 s27001001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo60 phases=3 Buses=[27001002 s27001002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[45 45] XHL = 3.6

New transformer.trafo61 phases=3 Buses=[27002 s27002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo62 phases=3 Buses=[27003 s27003] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo63 phases=3 Buses=[27004 s27004] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo64 phases=3 Buses=[27005 s27005] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo65 phases=3 Buses=[2700501 s2700501] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo66 phases=3 Buses=[27006 s27006] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo67 phases=3 Buses=[27007 s27007] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo68 phases=3 Buses=[30001 s30001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo69 phases=3 Buses=[3000201 s3000201] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo70 phases=3 Buses=[30003 s30003] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo71 phases=3 Buses=[30005 s30005] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo72 phases=3 Buses=[30006 s30006] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo73 phases=3 Buses=[3000601 s3000601] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo74 phases=3 Buses=[30007 s30007] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo75 phases=3 Buses=[3000701 s3000701] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo76 phases=3 Buses=[30008 s30008] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo77 phases=3 Buses=[30008 s3000801] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo78 phases=3 Buses=[30008 s3000802] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo79 phases=3 Buses=[3000801 s3000801] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[45 45] XHL = 3.6

New transformer.trafo80 phases=3 Buses=[3008002 s3008002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo81 phases=3 Buses=[30009 s30009] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo82 phases=3 Buses=[330001 s330001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo83 phases=3 Buses=[330002 s330002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[600 600] XHL = 3.6

New transformer.trafo84 phases=3 Buses=[33001 s33001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo85 phases=3 Buses=[33001001 s33001001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo86 phases=3 Buses=[33002 s33002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo87 phases=3 Buses=[33002001 s33002001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo88 phases=3 Buses=[33003 s33003] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo89 phases=3 Buses=[33004 s33004] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo90 phases=3 Buses=[33005 s33005] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[300 300] XHL = 3.6

New transformer.trafo91 phases=3 Buses=[33005001 s33005001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo92 phases=3 Buses=[3300500101 s3300500101] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo93 phases=3 Buses=[3300500102 s3300500102] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo94 phases=3 Buses=[3300500103 s3300500103] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[300 300] XHL = 3.6

New transformer.trafo95 phases=3 Buses=[33005004 s33005004] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo96 phases=3 Buses=[33005005 s33005005] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo97 phases=3 Buses=[33005006 s33005006] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo98 phases=3 Buses=[33006 s33006] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo99 phases=3 Buses=[33007 s33007] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo100 phases=3 Buses=[33008 s33008] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo101 phases=3 Buses=[33009 s33009] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo102 phases=3 Buses=[34001 s34001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[500 500] XHL = 3.6

New transformer.trafo103 phases=3 Buses=[34002 s34002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo104 phases=3 Buses=[34002 s3400201] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo105 phases=3 Buses=[34003 s34003] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo106 phases=3 Buses=[34003 s3400301] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo107 phases=3 Buses=[34004 s34004] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[300 300] XHL = 3.6

New transformer.trafo108 phases=3 Buses=[34004 s3400401] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo109 phases=3 Buses=[34004 s3400401] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo110 phases=3 Buses=[34005 s34005] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo111 phases=3 Buses=[34006 s34006] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo112 phases=3 Buses=[3400601 s3400601] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo113 phases=3 Buses=[35001 s35001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo114 phases=3 Buses=[3500101 s3500101] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo115 phases=3 Buses=[3500102 s3500102] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[25 25] XHL = 3.6

New transformer.trafo116 phases=3 Buses=[3500102 s350010201] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo117 phases=3 Buses=[3500103 s3500103] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo118 phases=3 Buses=[35001001 s35001001] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo119 phases=3 Buses=[35001001 s3500100101] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[300 300] XHL = 3.6

New transformer.trafo120 phases=3 Buses=[35001002 s35001002] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[45 45] XHL = 3.6

New transformer.trafo121 phases=3 Buses=[35001002 s3500100201] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[450 450] XHL = 3.6

New transformer.trafo122 phases=3 Buses=[35002 s35002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo123 phases=3 Buses=[35003 s35003] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo124 phases=3 Buses=[3500301 s3500301] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo125 phases=3 Buses=[35003001 s35003001] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo126 phases=3 Buses=[35004 s35004] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo127 phases=3 Buses=[35005 s35005] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo128 phases=3 Buses=[36001 s36001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo129 phases=3 Buses=[3600101 s3600101] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[300 300] XHL = 3.6

New transformer.trafo130 phases=3 Buses=[3600101 s360010101] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo131 phases=3 Buses=[36002 s36002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo132 phases=3 Buses=[36002 s3600201] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo133 phases=3 Buses=[36003 s36003] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[1000 1000] XHL = 3.6

New transformer.trafo134 phases=3 Buses=[36003 s3600301] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo135 phases=3 Buses=[36003 s3600302] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[30 30] XHL = 3.6

New transformer.trafo136 phases=3 Buses=[3600301 s3600301] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo137 phases=3 Buses=[3600301 s360030101] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo138 phases=3 Buses=[3600302 s3600302] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo139 phases=3 Buses=[3600302 s360030201] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo140 phases=3 Buses=[3600303 s3600303] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[262.5 262.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo141 phases=3 Buses=[36004 s36004] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo142 phases=3 Buses=[36005 s36005] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo143 phases=3 Buses=[3600501 s3600501] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo144 phases=3 Buses=[3600501 s360050101] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[45 45] XHL = 3.6

New transformer.trafo145 phases=3 Buses=[36006 s36006] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo146 phases=3 Buses=[36006 s3600601] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[500 500] XHL = 3.6

New transformer.trafo147 phases=3 Buses=[36007 s36007] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[45 45] XHL = 3.6

New transformer.trafo148 phases=3 Buses=[3600001 s3600001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo149 phases=3 Buses=[3600001 s360000101] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo150 phases=3 Buses=[3600001 s360000102] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo151 phases=3 Buses=[3600002 s3600002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo152 phases=3 Buses=[3600003 s3600003] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo153 phases=3 Buses=[38001 s38001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo154 phases=3 Buses=[38002 s38002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo155 phases=3 Buses=[38002 s3800201] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo156 phases=3 Buses=[38003 s38003] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo157 phases=3 Buses=[38004 s38004] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo158 phases=3 Buses=[38005 s38005] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo159 phases=3 Buses=[38005 s3800501] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo160 phases=3 Buses=[3800501 s3800501] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo161 phases=3 Buses=[38006 s38006] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo162 phases=3 Buses=[38007 s38007] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[45 45] XHL = 3.6

New transformer.trafo163 phases=3 Buses=[40001 s40001] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo164 phases=3 Buses=[40002 s40002] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[500 500] XHL = 3.6

New transformer.trafo165 phases=3 Buses=[4000201 s4000201] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo166 phases=3 Buses=[40002001 s40002001] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[500 500] XHL = 3.6

New transformer.trafo167 phases=3 Buses=[40002002 s40002002] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[112.5 112.5] XHL = 3.6

New transformer.trafo168 phases=3 Buses=[40002002 s4000200201] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo169 phases=3 Buses=[40002003 s40002003] Conns = [Delta
Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs =[225 225] XHL = 3.6

New transformer.trafo170 phases=3 Buses=[40003 s40003] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[75 75] XHL = 3.6

New transformer.trafo171 phases=3 Buses=[40004 s40004] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

New transformer.trafo172 phases=3 Buses=[40005 s40005] Conns = [Delta Wye]
kVs=[13.8 0.22] kVAs =[150 150] XHL = 3.6

Apêndice D - Ficha técnica Religadores URP PEXTRON 5000, 5001 E 5002

MANUAL DE OPERAÇÃO	URP 5000 – URP 5001 – URP 5002
--------------------	--------------------------------

relé .

PARA PRODUTO NÃO CONFORME CONTATE IMEDIATAMENTE NOSSA FÁBRICA OU REPRESENTANTE COMERCIAL.

1 – Apresentação

1.1 – Descrição básica

O URP 5000 – URP 5001 – URP 5002 é um relé de proteção de sobrecorrente trifásico + neutro , com religador automático , falha de disjuntor e relé de alta impedância. O relé executa as seguintes funções :

Função ANSI	Descrição da função
50	Unidade instantânea de fase
50N	Unidade instantânea de neutro
51	Unidade temporizada de fase (com emulação de disco de relé eletromecânico)
51N	Unidade temporizada de neutro (com emulação de disco de relé eletromecânico)
51GS	Unidade temporizada de sensor de terra (GS) (com emulação de disco de relé eletromecânico)
62 BF	Falha de disjuntor (“ break failure “)
79	Religamento automático (com deslocamento de curva inversa da fase no religamento)

O relé possui dimensões padronizadas : largura - 72mm / altura - 144mm (DIN 43718) .

1.2 – Código de encomenda

O relé possui os códigos de encomenda relacionados que variam em função da faixa da alimentação auxiliar , corrente nominal da entrada , configuração do contato de auto-check e interface da comunicação serial.

URP 5000 In = 5A ou In = 1A – serial RS485 com CSMA – CD

MANUAL DE OPERAÇÃO	URP 5000 – URP 5001 – URP 5002
---------------------------	---------------------------------------

Alimentação auxiliar Faixa	Entrada de medição In	Auto-check	Código de encomenda
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	5A	NA	URP 5000 – 5A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NA
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	5A	NA	URP 5000 – 5A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NA
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	1A	NA	URP 5000 – 1A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NA
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	1A	NA	URP 5000 – 1A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NA
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	5A	NF	URP 5000 – 5A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NF
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	5A	NF	URP 5000 – 5A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NF
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	1A	NF	URP 5000 – 1A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NF
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	1A	NF	URP 5000 – 1A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NF

URP 5001 In = 5A ou In = 1A – serial RS232 sem controle de RTS – CTS

Faixa alimentação auxiliar	Entrada de medição In	Auto-check	Código de encomenda
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	5A	NA	URP 5001 – 5A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NA
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	5A	NA	URP 5001 – 5A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NA
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	1A	NA	URP 5001 – 1A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NA
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	1A	NA	URP 5001 – 1A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NA
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	5A	NF	URP 5001 – 5A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NF
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	5A	NF	URP 5001 – 5A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NF
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	1A	NF	URP 5001 – 1A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NF
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	1A	NF	URP 5001 – 1A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NF

URP 5002 In = 5A ou In = 1A – serial RS232 com controle de RTS – CTS

Faixa alimentação auxiliar	Entrada de medição In	Auto-check	Código de encomenda
----------------------------	--------------------------	------------	---------------------

MANUAL DE OPERAÇÃO			URP 5000 – URP 5001 – URP 5002
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	5A	NA	URP 5002 – 5A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NA
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	5A	NA	URP 5002 – 5A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NA
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	1A	NA	URP 5002 – 1A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NA
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	1A	NA	URP 5002 – 1A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NA
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	5A	NF	URP 5002 – 5A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NF
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	5A	NF	URP 5002 – 5A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NF
72 ... 250 Vca 72 ... 353 Vcc	1A	NF	URP 5002 – 1A – 72 ... 250 Vca / 353 Vcc – NF
20... 80 Vca 20 ... 150 Vcc	1A	NF	URP 5002 – 1A – 20 ... 80 Vca / 150 Vcc – NF

1.3 – Aplicação

Proteção principal ou de retaguarda nas condições de monofásico , bifásico , trifásico , trifásico + neutro + GS , apenas neutro ou GS . Com a proteção operando com ou sem relé de religamento automático (**RA**) . Proteção de sobrecorrente em linhas de transmissão , distribuição, cabines primárias , distribuição industrial , alimentadores , religadores , transformadores , motores , barramentos e geradores . Devido as características de tropicalização (temperatura e umidade) o relé permite instalação em cubículos (painéis elétricos) ao tempo ou abrigados e com alimentação auxiliar alternada (Vca) ou contínua (Vcc) .

1.4 – Recursos gerais de configuração para aplicação

O URP substitui de 1 a 4 relés de sobrecorrente ANSI (50/51 - 50N/51N) eletromecânicos ou estáticos (com qualquer tipo de temporização) , 1 relé de religamento automático , 1 relé ou esquema de falta de disjuntor (retaguarda) , amperímetros e outras lógicas de atuação ou intertravamento normalmente utilizados nos esquemas de proteção elétrica .

Em resumo , o URP pode ser configurado como um simples relé de sobrecorrente monofásico instantâneo até uma proteção completa trifásico + neutro + GS com religamento automático .

1.5 – Recursos de coordenação

Uma das principais características do URP é a versatilidade da unidade temporizada . Além de ajustar exatamente todas as curvas padronizadas - normas **BS 142** ou **ABNT 7099** , permite outras possibilidades de ajuste intermediários . Esta característica permite coordenar os relés URP com relés de outras tecnologias ou fabricantes .

1.6 – Entradas lógicas

URP 5000 e URP5001

MANUAL DE OPERAÇÃO**URP 5000 – URP 5001 – URP 5002**

- entrada lógica XB1 programável através de matriz.
- entrada lógica XB2 programável através de matriz.
- entrada lógica XB3 programável através de matriz.
- entrada lógica XB4 ativa segunda tabela de parametrização (SP2) .
- entrada lógica XB5 partida do religador automático .
- entrada lógica XB6 bloqueio do religador automático.
- entrada lógica XB7 programável através de matriz.

URP 5002

- entrada lógica XB1 programável através de matriz.
- entrada lógica XB2 programável através de matriz.
- entrada lógica XB3 programável através de matriz.
- entrada lógica XB4 ativa segunda tabela de parametrização (SP2) .
- entrada lógica XB5 partida do religador automático .
- entrada lógica XB6 bloqueio do religador automático.

1.7 – Atuação

As saídas são configuradas através de matriz para as seguintes atuações :

- comando de TRIP da unidade temporizada 51N .
- comando de TRIP da unidade temporizada 51.
- comando de TRIP da unidade instantânea 50N .
- comando de TRIP da unidade instantânea 50.
- comando de fechamento do religador automático 79.
- sinalização de partida de fase .
- sinalização de partida de neutro.
- sinalização de entrada lógica.
- inversão de contato.

A única saída não configurável do relé é a saída de auto check que opera com contato NA armado .

1.8 – Recursos de medição

Na parte frontal o relé apresenta um display de 4 dígitos para indicação automática da corrente secundária ou primária circulando nas fases (A - B - C) e no neutro (D) e para registro do

MANUAL DE OPERAÇÃO**URP 5000 – URP 5001 – URP 5002**

último maior valor de corrente que circulou em cada fase e no neutro antes da operação de TRIP (desligamento do disjuntor) .

O relé permite o ajuste de uma constante amperimétrica que multiplica a corrente secundária lida no relé . Esta constante é a relação do TC (transformador de corrente) utilizado na instalação elétrica .

Exemplo : TC com relação de 500 / 5 implica em uma relação de 100 . Ao programar esta relação no parâmetro 32 o amperímetro do relé passa a exibir a corrente primária da instalação . Para valores de corrente entre 0,01A e 9999A será exibido o valor em ampères . Para valores acima de 9999A o valor será exibido em kA , ou seja , é exibido o valor dividido por 1000 e o relé indica a mudança de faixa do amperímetro pelo sinal " E " (notação de engenharia) na frente do valor exibido no display principal do relé . Observe o exemplo abaixo :

Se tivermos uma corrente secundária de 60A e possuímos uma relação de TC de 200 (parâmetro 32 (constante amperimétrica de multiplicação) = 200 , teremos então uma corrente primária de 12.000A e o amperímetro do relé exibe o valor : E12.0 . Sendo : E - indicação da corrente em kA e 12.0 - valor da corrente em A.

A exatidão do amperímetro é de $\pm 2,5\%$ do ponto na faixa descrita abaixo :

Exatidão do amperímetro = $\pm 2,5\%$ do ponto

Entrada de corrente	Faixa	
	In = 1A	In = 5A
Fase (A - B - C)	0,28 ... 20 A	1,4 ... 100 A
Neutro (D)	0,14 ... 10 A	0,7 ... 50 A

Legenda : In _ corrente nominal .

Para aplicação de corrente fora desta faixa a exatidão do amperímetro segue a seguinte tabela :

In = 1A

Corrente de fase	Intervalo de corrente definido pelo fabricante				
	> 0,28	$0,28 \geq i > 0,20$	$0,20 \geq i > 0,16$	$0,16 \geq i > 0,08$	$0,08 \geq i > 0,04$
Corrente de neutro	>0,14	$0,14 \geq i > 0,10$	$0,1 \geq i > 0,08$	$0,08 \geq i > 0,04$	$0,04 \geq i > 0,02$
Exatidão	$\pm 2,5\%$	$\pm 3,5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 10\%$	$\pm 20\%$

In = 5A

Corrente de fase	Intervalo de corrente definido pelo fabricante				
	> 1,4	$1,4 \geq i > 1,0$	$1,0 \geq i > 0,8$	$0,8 \geq i > 0,4$	$0,4 \geq i > 0,2$
Corrente de neutro	>0,7	$0,7 \geq i > 0,5$	$0,5 \geq i > 0,4$	$0,4 \geq i > 0,2$	$0,2 \geq i > 0,1$
Exatidão	2,5%	3,5%	5%	10%	20%

Notas :

1 – Correntes inferiores a 0,1A secundárias não são exibidas no amperímetro , isto deve ser considerado principalmente para relações de TC elevadas .

2 – O valor da relação de transformação do TC deve ser um número inteiro . Valores fracionários não serão considerados .

3 – Para que o amperímetro apresente uma determinada fase ou neutro continuamente , pressionar simultaneamente as teclas de incremento [▲] e decremento [▼] . Para retornar o amperímetro a varredura de todas as fases e neutro pressionar tecla [E] .

4 – A chave dip **CH – POSIÇÃO 2** expande a faixa de programação do parâmetro **32** (constante amperimétrica de multiplicação) . Se a alteração da faixa normal (**1.00 ... 250 EM DEGRAU DE 1**) para faixa expandida (**10,0 ... 1250 em degrau de 10**) ultrapassar o limite de programação recomendável de **1250** para a faixa expandida , a programação do parâmetro 32 permite apenas acesso a tecla de decremento [▼] até o parâmetro atingir a faixa de programação recomendável. **CONSIDERAR ESTA CARACTERÍSTICA NA UTILIZAÇÃO DA CHAVE CH_POSIÇÃO 2 .**

Apêndice E – Programação no MATLAB para plotar coordenograma

```

clc;

%F100K_min - Variável com valores da curva mínima de fusão do elo 100K
%F100K_max - Variável com valores da curva máxima de fusão do elo 100K
%RLGR_min - Variável com valores da curva rápida do religador
%RLG_Temp - Variável com valores da curva temporizada do religador

%Plot Fusível 100K
figure(10)
loglog(F100K_min(:,1),F100K_min(:,2),'b')
hold on
loglog(F100K_max(:,1),F100K_max(:,2),'r')
hold on
loglog(RLGR_min(:,1),RLGR_min(:,2),'g')
hold on
loglog(2.1*RLG_Temp(:,1),RLG_Temp(:,2),'--b')

RLGR_min=0.75*F100K_min;

title('Curvas de Coordenação relé do Religador x Elo Fusível 100K')
xlabel('Corrente (Ampéres)')
ylabel('Tempo (Segundos)')
legend('F100K min', 'F100K max','Religador rápida', 'Religador
Temporizado')

axis([100 20000 0 300])
grid
ax = gca;
ax.XTick = [10,100,200,300,400,1000,2000,3000,4000,6000,10000];

```