



**Universidade de São Paulo**  
**Escola de Engenharia de São Carlos**  
**Departamento de Engenharia Elétrica**

**Trabalho de Conclusão de Curso**

**IMPACTOS NA FILOSOFIA DE  
PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA NA PRESENÇA DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Autor:

**Daniel Augusto Pagi Ferreira**

Orientador:

**Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada**

**São Carlos, Novembro de 2011.**



**DANIEL AUGUSTO PAGI FERREIRA**

**IMPACTOS NA FILOSOFIA DE  
PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA NA PRESENÇA DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola de Engenharia de São  
Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase  
em Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos

2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

Ferreira, Daniel Augusto Pagi

F383i Impactos na filosofia de proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geração distribuída / Daniel Augusto Pagi Ferreira ; orientador Eduardo Nobuhiro Asada. -- São Carlos, 2011.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade

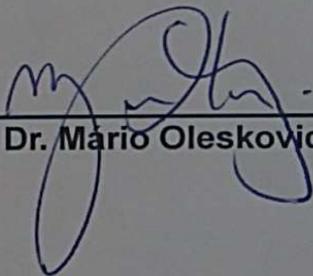
# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Daniel Augusto Paqi Ferreira

Título: "Impactos na Filosofia de Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geração Distribuída"

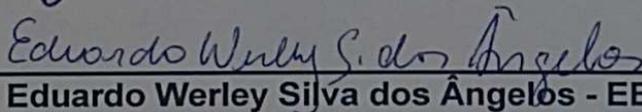
Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 24 / 11 / 2011,

com NOTA 6,5 (seis, cinco), pela comissão julgadora:



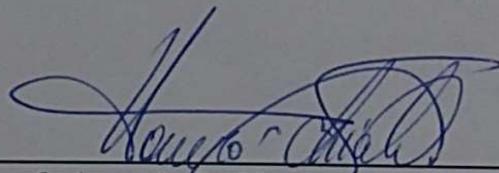
---

Prof. Dr. Mário Oleskovicz - EESC/USP



---

MSc. Eduardo Werley Silva dos Anjos - EESC/USP



---

Prof. Associado Homero Schiabel  
Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica  
EESC/USP



## **Dedicatória**

Aos meus pais, Paulo e Eliana, e minha irmã, Patrícia,  
com os maiores votos de gratidão.



## **Agradecimentos**

À minha família, pela paciência e amor;

Ao Professor Doutor Eduardo Nobuhiro Asada pelos ensinamentos e orientação.

Aos colegas da Companhia Paulista de Força e Luz, Eng<sup>o</sup> Lineu Fernandes Silveira, Eng<sup>o</sup> Alexandre Vieira de Oliveira e Eng<sup>o</sup> Geraldo Lupi Filho pelas discussões e sugestões propostas para este trabalho.

Aos amigos Daniel Lucena, Diego Rizzi, Pedro Penna, João Maia, Matheus Jacon, Diogo Henrique, Luciana Macedo, Guilherme Sestito, Adriano Bruschi e tantos outros que tive o prazer de conhecer. Em especial, agradeço ao Daniel Lucena pelos excelentes, incontáveis e memoráveis períodos de ócio e discussões oníricas durante todos os anos de graduação.

À Deus, por toda a minha vida, família e amigos.



## Sumário

Dedicatória.....	I
Agradecimentos.....	III
Sumário .....	V
Resumo.....	VIII
Abstract .....	IX
1 Introdução .....	1
1.1 Objetivos .....	2
1.2 Corpo do trabalho.....	3
2 Cálculo de curto-circuito.....	5
2.1 Introdução .....	5
2.2 Tipos de faltas .....	5
2.3 Natureza do curto-circuito.....	5
2.4 Formulação do cálculo das correntes de curto-circuito.....	6
2.4.1 Curto-circuito trifásico .....	7
2.4.2 Curto-circuito fase-terra .....	9
2.5 Estudos de curto-circuito utilizando-se o OpenDSS .....	10
3 Princípios de proteção de sistemas de potência.....	13
3.1 Introdução .....	13
3.2 Equipamentos de um sistema de proteção.....	13
3.3 Coordenação e seletividade entre equipamentos de proteção .....	17
3.3.1 Seletividade entre elos fusíveis .....	17
3.3.2 Seletividade entre relés e elos fusíveis .....	19
3.3.3 Coordenação relé-religador .....	19
3.3.4 Coordenação religador – elo fusível.....	19
3.3.5 Coordenação religador – seccionalizador – elo fusível.....	20
3.3.6 Coordenação e seletividade entre religadores .....	20
4 Descrição do Caso.....	21
4.1 Alimentador existente sem cogeração.....	21

## VI

4.1.1	Sistema de proteção – rede sem geração distribuída .....	24
4.1.2	Sistema de proteção – rede com geração distribuída.....	31
4.1.2.1	Requisitos para interconexão da geração distribuída .....	31
4.1.2.2	Alterações no sistema de proteção da concessionária .....	35
5	Conclusões .....	38
6	Apêndices.....	41
Apêndice A	Programa principal .....	41
Apêndice B	Rotina para cálculo de curto-circuito .....	43
Apêndice C	Rotina para definir as linhas.....	45
Apêndice D	Rotina para definir os transformadores de distribuição.....	51
Apêndice E	Rotina para definir as demandas nos transformadores de distribuição .....	60
7	Referências bibliográficas.....	67

## Índice de figuras

Figura 1: Representação esquemática de rede de distribuição primária radial.....	2
Figura 2: Forma de onda da corrente assimétrica (retirada da referência [7]). .....	6
Figura 3: Sequência para cálculo de curto-circuito. Adaptado de [7]. .....	7
Figura 4: Diagrama de reatâncias. Adaptado de [7]. .....	8
Figura 5: Curto-circuito da fase A para terra. Adaptado de [7]. .....	9
Figura 6: Conexões das redes de sequência. Adaptado de [7]. .....	10
Figura 7: Tela de dados com os resultados de simulação de curto-circuito trifásico. ....	11
Figura 8: Imagem do caminho percorrido pela corrente de curto-circuito. O ponto verde é onde ocorreu a falta e o vermelho é a subestação. ....	12
Figura 9: Tela de dados resposta do comando <i>Faultstudy</i> . .....	12
Figura 10: TC de subestação de 138kV em funcionamento. ....	13
Figura 11: TP de subestação de 138kV em funcionamento. ....	14
Figura 12: Painel de proteção de SE de 138kV. ....	14
Figura 13: Disjuntor tripolar a grande volume de óleo de SE de 138kV. ....	15
Figura 14: Ligação usual dos relés de fase, neutro e TCs (adaptado de [6]). .....	16
Figura 15: Ligação dos equipamentos de proteção no sistema de potência. ....	16
Figura 16: Instalação de elos fusíveis protetor e protegido. ....	18
Figura 17: Parte de um sistema de potência. (Adaptado da referência [4]). .....	22
Figura 18: Rede “plotada” pelo OpenDSS. ....	23
Figura 19: Instalação de transformador em poste para rede de distribuição de energia (adaptado da referência [9]). .....	27
Figura 20: Gráfico tempo x corrente para rede radial. ....	30
Figura 21: Transformador isolador em Triângulo - Estrela aterrado. Adaptado de [11]. .....	32
Figura 22: Rede de distribuição primária com geração distribuída exportando energia. ....	36

Ferreira, D. A. P., **Impactos na Filosofia de Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geração Distribuída**. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

## **Resumo**

Este trabalho de conclusão de curso trata sobre a filosofia de proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geração distribuída (GD). Para tal, foi utilizado um sistema de distribuição de energia real da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), local onde este discente fez estágio curricular. O objetivo principal deste estudo é verificar as divergências dos sistemas de proteção para dois casos: sistema operando com e sem GD. As simulações foram feitas utilizando o software OpenDSS e comparadas com os da CPFL.

Palavras-chave: Proteção, Geração Distribuída, Distribuição de Energia Elétrica

**Ferreira, D. A. P., Impacts on the Philosophy of Protection Systems for Electric Energy Distribution in the Presence of Distributed Generation.** Course Final Paper – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, 2010

## **Abstract**

This work discuss the protection philosophy for electric power distribution systems with distributed generation (DG). For this, a real systems from Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), where this student did his internship, was used. The main goal of this work is to check the differences between protection systems in two cases: system with and without DG. The simulations were performed by the software OpenDSS and compared with CPFL.

Keywords: Protection, Distributed Generation, Power Distribution.



## 1 Introdução

A energia elétrica é um item fundamental na vida moderna. Graças a ela, é possível ter conforto, uma melhor qualidade de vida e desenvolvimento de uma maneira geral. Dessa forma, busca-se sempre uma maior qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia e que este seja menos susceptível a falhas.

Devido ao grande potencial hídrico existente no Brasil, tem-se as usinas hidroelétricas como fonte predominante de energia elétrica correspondendo cerca de 70% da produção nacional de energia [1]. Porém, como estas usinas estão geralmente longe dos centros consumidores, é necessário que ocorra o transporte dessa energia gerada para estes centros através do sistema de transmissão [2]. Para tal, é necessário elevar a tensão gerada nas usinas para níveis mais altos por meio de subestações elevadoras de transmissão e transportá-la através das linhas de transmissão. Após isso, há sucessivos abaixamentos dos níveis de tensão para subtransmissão (alta tensão), distribuição primária (média tensão) e secundária (baixa tensão). Isso ocorre por meio de subestações de subtransmissão, subestações de distribuição e de transformadores de distribuição. Os valores eficazes das tensões estão fixados por decretos do Ministério de Minas e Energia [2].

A partir das subestações de distribuição temos o chamado sistema de distribuição primária (média tensão). Estes são responsáveis por levar energia elétrica para uma região de uma cidade e clientes atendidos nesta classe de tensão (indústrias, por exemplo). Ao longo dessa rede encontram-se transformadores de distribuição, que são responsáveis por abaixar novamente o nível de tensão, correspondendo à rede de distribuição secundária (baixa tensão), com a finalidade de alimentar os consumidores residenciais, pequenos comércios e indústrias [2].

A topologia dos sistemas de distribuição de energia é, em geral, radial com possibilidade de interligações entre alimentadores adjacentes por meio de uma chave normalmente aberta, conforme figura 1. A transferência de carga entre alimentadores distintos ocorre via fechamento da chave NA pelo centro de controle da concessionária considerando-se que não há duas fontes (subestações ou alimentadores) distintas conectadas ao mesmo alimentador simultaneamente de forma que o sistema continue radial.

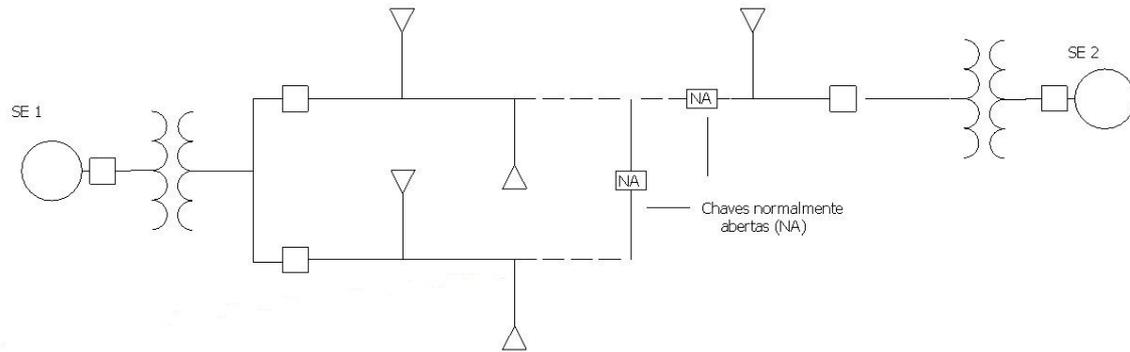


Figura 1: Representação esquemática de rede de distribuição primária radial.

O sistema de proteção em redes radiais é relativamente simples visto que há apenas uma fonte de contribuição para correntes de curto-circuito tornando a coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção mais fáceis de serem alcançadas.

A presença de geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia traz alguns benefícios como redução de perdas, melhoria do fator de potência com liberação da capacidade de atendimento, suporte de tensão entre outras. Porém, ao introduzir uma segunda fonte no sistema, ocorre um impacto significativo no sistema em itens como aumento dos níveis de curto-circuito, falta de coordenação e seletividade do sistema de proteção entre outros [3]. Dessa forma, este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo estudar os sistemas de proteção de redes primárias de distribuição na presença de geração distribuída, levando em consideração os aspectos de projeto destes sistemas.

## 1.1 Objetivos

Este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo estudar os sistemas de proteção de redes de distribuição primárias na presença de geração distribuída e, dentro dos resultados obtidos, propor melhorias em sua operação.

O sistema em questão é um alimentador real da Companhia Paulista de Força e Luz, concessionária de energia elétrica local. Assim, foram verificados todos os aspectos pertinentes aos estudos de fluxo de potência e proteção para este sistema em três regimes de operação: normal (sem GD), com geração distribuída com e sem exportação de energia. Em todos os casos serão feitas análises no intuito de verificar as diferenças entre os modos de operação citados como carregamento do sistema, sentido de fluxo de potência e equipamentos de proteção.

Para fazer tais análises, foi utilizado um programa de simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica, o OpenDSS. Este, por ser um *software* livre, facilita seu acesso ao usuário para a realização de estudos. Este *software* foi desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), uma empresa norte-americana sem fins lucrativos focada em estudos

de sistemas de energia elétrica. Foi desenvolvido para estudos de planejamento de sistemas de distribuição, interconexão de geração distribuída, fluxo de potência, cálculo de curto-circuito, análise de harmônicas entre outras funcionalidades. O OpenDSS executa as simulações por meio de linhas de códigos e está disponível na página <http://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [4]

## **1.2 Corpo do trabalho**

Este trabalho está dividido em 6 capítulos sendo que no Capítulo 2 mostra-se uma pequena introdução ao cálculo de curto-circuito e como fazê-lo com o software OpenDSS. No capítulo 3 apresenta-se os equipamentos e princípios básicos da filosofia de proteção adotada. No capítulo 4 mostra-se o caso estudado e as filosofias de proteção. No capítulo 5 serão apresentadas as conclusões deste trabalho de conclusão de curso. O programa implementado no OpenDSS para as simulações encontra-se nos apêndices. No capítulo 7 tem-se as referências bibliográficas utilizadas.



## 2 Cálculo de curto-circuito

### 2.1 Introdução

O estudo de curto-circuito tem por objetivo encontrar as correntes e tensões do sistema elétrico quando ocorre um defeito num ponto deste. A partir destes resultados, é possível determinar a proteção contra sobrecorrentes em componentes (transformadores, linhas e etc), especificação dos equipamentos de proteção (disjuntores, relés, fusíveis e etc), sobretensões para estudo de rompimento de isolações dos equipamentos entre outros [2]. Portanto, o primeiro passo para projetar um sistema de proteção é fazer o cálculo de curto-circuito da rede em questão.

Serão mostrados nos tópicos 2.2 à 2.5 os princípios básicos das formulações para alguns casos e evidenciada a vantagem em utilizar softwares para estes cálculos.

### 2.2 Tipos de faltas

As faltas em sistemas elétricos podem ser classificadas a partir das suas durações em transitórias e permanentes.

As faltas transitórias são as cuja causa de defeito desaparece após a operação de um equipamento de proteção e o circuito volta a funcionar novamente [6]. De acordo com a literatura, este é o tipo de falta mais comum em redes de distribuição de energia, correspondendo a cerca de 80% do total [2,6]. As causas mais comuns deste tipo de falta são:

- Descargas atmosféricas
- Contatos momentâneos entre condutores
- Abertura de arco elétrico
- Materiais sem isolamento adequada

Já as faltas permanentes são aquelas em que há necessidade de intervenção humana para que o defeito seja corrigido antes de religar o equipamento operado. Uma falta de tipo transitória pode tornar-se permanente caso não haja uma operação adequada dos equipamentos de proteção [6].

### 2.3 Natureza do curto-circuito.

Para estudarmos a corrente inicial que ocorre quando se tem um curto-circuito em um gerador síncrono, consideraremos a tensão aplicada igual a  $V_{max} \text{sen}(\omega t + \alpha)$  onde  $t$  é zero no instante da aplicação da tensão. O ângulo  $\alpha$  determina o módulo da tensão quando o circuito é fechado [7]. Temos, então, a seguinte equação diferencial:

$$V_{max} \text{sen}(\omega t + \alpha) = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (1)$$

cuja solução é:

$$i = \frac{V_{max}}{|Z|} \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \text{sen}(\alpha - \theta) \quad (2)$$

Onde  $|Z|$  é o módulo e  $\theta$  é o ângulo da impedância.

Nota-se que o primeiro termo da equação varia senoidalmente com o tempo enquanto que o segundo decai com uma constante de tempo  $L/R$  (componente CC da corrente). Este último estará presente na solução do sistema caso o curto-circuito ocorra em um momento onde a corrente em regime permanente não seja zero. A forma de onda será conforme a figura 2 [7].

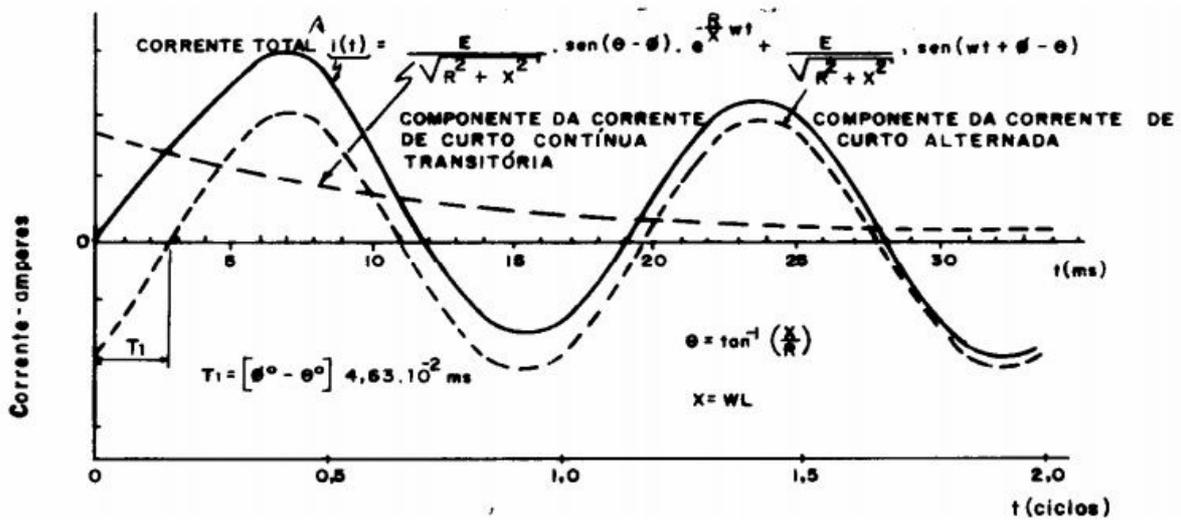


Figura 2: Forma de onda da corrente assimétrica (retirada da referência [7]).

## 2.4 Formulação do cálculo das correntes de curto-circuito.

Para calcular a corrente de curto circuito é preciso conhecer a topologia do sistema, o ponto onde ocorreu a falha e as impedâncias de sequência positiva e zero dos condutores e demais equipamentos. Será demonstrada, nos tópicos 2.4.1 e 2.4.2, a formulação para o cálculo de curto circuito trifásico visto que é o mais simples de ser feito apesar de ser o tipo de curto mais severo e, também, para fase-terra.

Para um estudo mais avançado de cálculo de curto-circuito, recomenda-se a referência [7]. Um formulário completo pode ser encontrado na norma GED 2912 – Proteção de redes aéreas de distribuição – Sobrecorrente da CPFL – Paulista.

### 2.4.1 Curto-circuito trifásico

Primeiramente, deve-se encontrar o circuito equivalente de Thévenin para a rede. Isso é feito curto-circuitando as fontes de tensão do sistema (ou abrindo as fontes de corrente) e encontrando a impedância equivalente (figura 3a). Após isso, deve-se abrir o circuito no ponto de falta e encontrar a fonte de tensão equivalente (figura 3b). Dessa forma reduz-se o circuito completo para o equivalente, conforme a situação ilustrada na Figura 3c. Considerando-se uma impedância de falta  $Z_f$ , o sistema de falta ficará como mostrado na (figura 3d), onde  $I_f$  é a corrente de falta que, pela lei de Ohm, pode ser calculada por:

$$I_f = \frac{V^0}{Z_f + Z_t} \quad (3)$$

onde  $V^0$  é a tensão de pré-falta do sistema e  $Z_t$  é a impedância equivalente na barra onde ocorreu o curto. Caso o curto-circuito seja franco, basta substituir  $Z_f = 0$  na equação 3. Na notação matricial para uma falta na barra k, temos as equações 4 e 5 para a corrente de falta e tensão pós falta na barra n, respectivamente, dadas por:

$$I_f = \frac{V_f}{Z_{kk}} \quad (4)$$

$$V_n = V_f - \frac{Z_{nk}}{Z_{kk}} V_f \quad (5)$$

Onde  $Z_{nk}$  é a soma das impedâncias ligadas entre as barras n e k,  $Z_{kk}$  é a soma das impedâncias ligadas na barra k e  $V_f$  é a tensão de pré-falta.

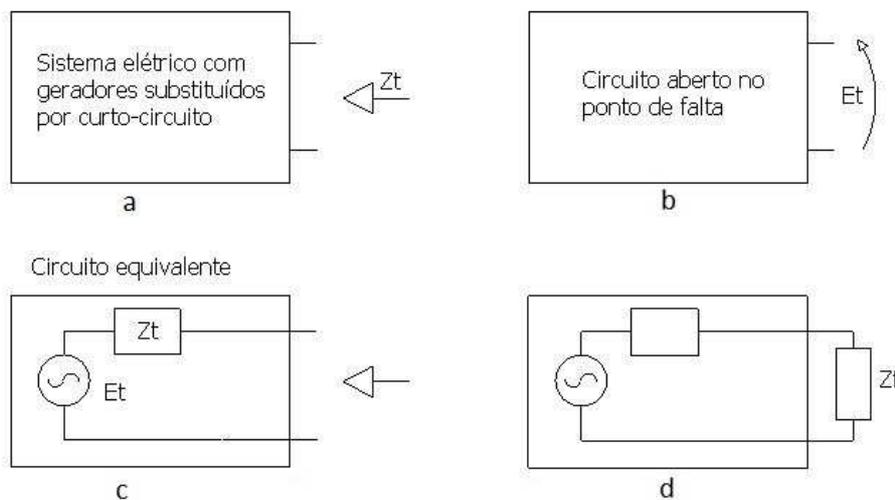


Figura 3: Sequência para cálculo de curto-circuito. Adaptado de [7].

A seguir, será mostrado um exemplo de cálculo de curto-circuito trifásico num sistema de potência simples.

**Exemplo:** Considere diagrama de reatâncias da figura 4. Os geradores das barras 1 e 3 possuem potências nominais de 270 e 225MVA, respectivamente. A soma das reatâncias subtransitórias dos geradores com a dos transformadores em que estão conectados é igual a 0,30 pu tomando como base os geradores. Calcular a corrente subtransitória para o caso de uma falta na barra 4, considerando a tensão de pré-falta igual a 1 pu. A base do sistema é 100MVA.

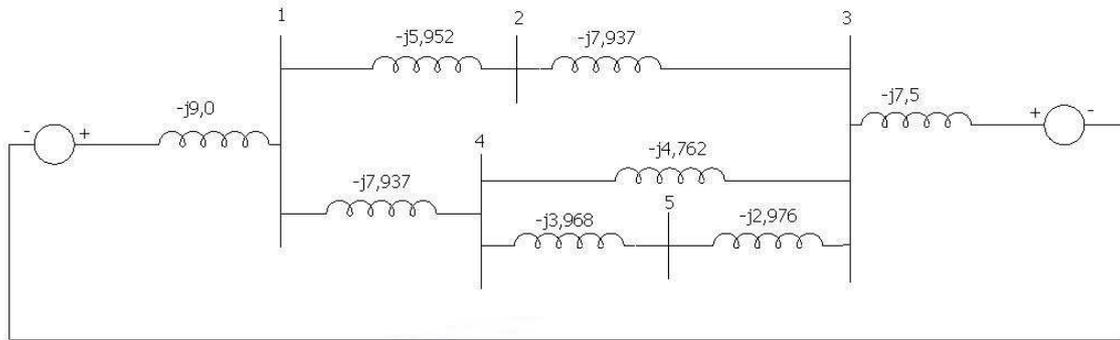


Figura 4: Diagrama de reatâncias. Adaptado de [7].

A partir do diagrama acima é possível determinar a matriz admitância dos nós sendo que, nos elementos da diagonal principal (elementos  $i=j$ ), basta somar todas admitâncias ligadas no nó  $i$ , e nos demais elementos, a soma dos elementos entre os nós  $i$  e  $j$ . Assim, temos a seguinte matriz e sua inversa:

$$Y_{barra} = j \begin{bmatrix} -22,889 & 5,952 & 0 & 7,937 & 0 \\ 5,952 & -13,889 & 7,937 & 0 & 0 \\ 0 & 7,937 & -23,175 & 4,762 & 2,976 \\ 0 & 0 & 2,976 & -18,667 & 3,968 \\ 7,937 & 0 & 4,762 & 3,968 & -6,944 \end{bmatrix}$$

$$Z_{barra} = j \begin{bmatrix} 0,0793 & 0,0558 & 0,0382 & 0,0511 & 0,0608 \\ 0,0558 & 0,1338 & 0,0664 & 0,0630 & 0,0605 \\ 0,0382 & 0,0664 & 0,0875 & 0,0720 & 0,0603 \\ 0,0511 & 0,0630 & 0,0720 & 0,2321 & 0,1002 \\ 0,0608 & 0,0605 & 0,0603 & 0,1002 & 0,1301 \end{bmatrix}$$

Assim, a corrente subtransitória na barra 4 é:

$$I_f = \frac{1}{j0,2321} = -j4,308 \text{ p.u} \quad (6)$$

As tensões e correntes pós falta nas outras barras podem ser calculadas pela equação 5, como segue um exemplo para a barra 3:

$$V_3 = 1 - (-j4,308)(j0,0720) = 0,6898 \text{ p. u.} \quad (7)$$

$$I_3 = 0,6898(-j2,976) = -j2,053 \text{ p.u.} \quad (8)$$

### 2.4.2 Curto-circuito fase-terra

Para o cálculo de curto-circuito fase-terra deve-se ter um conhecimento prévio da teoria de componentes simétricas, que está fora do escopo deste trabalho de conclusão de curso. Assim, para tratamentos mais completos desta teoria, consultar a referência [7].

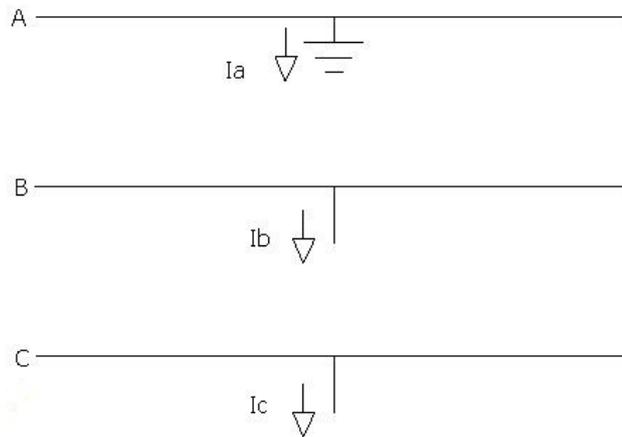


Figura 5: Curto-circuito da fase A para terra. Adaptado de [7].

Considere a figura 5. O equacionamento matricial para este tipo de falta é dado por:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (9)$$

onde os subscritos 0, 1 e 2 são referentes às redes de sequência zero, positiva e negativa respectivamente. Assim, para o curto-circuito fase-terra na fase A, tem-se que  $I_{a0} = I_{a1} = I_{a2}$  e  $V_a = 0$ , de tal forma que:

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (10)$$

As conexões das redes de sequência para este tipo de curto-circuito estão na figura 6.

Conclui-se que, mesmo para sistemas relativamente pequenos, os cálculos são bastante trabalhosos para serem feitos manualmente. Portanto, são necessários métodos de solução computacionais para viabilizar os estudos de curtos-circuitos em sistemas elétricos de potência.

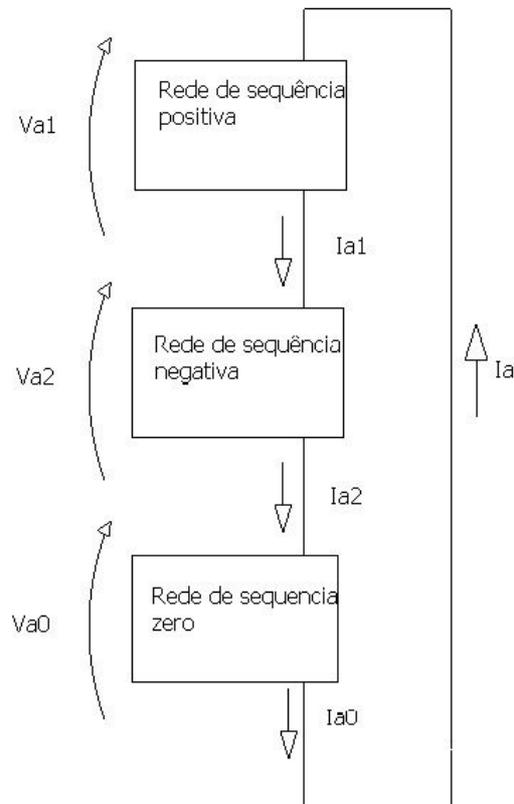


Figura 6: Conexões das redes de sequência. Adaptado de [7].

## 2.5 Estudos de curto-circuito utilizando-se o OpenDSS

Como foi possível verificar na seção anterior, os estudos de curto-circuito são relativamente trabalhosos e necessitam de auxílio computacional para serem realizados com confiabilidade e em tempo hábil. Dessa forma, para o desenvolvimento deste trabalho de conclusão foi utilizado o software OpenDSS, já mencionado na seção 1.2.

O ambiente de simulações é feito por linha de códigos com comandos pré-estabelecidos pelo desenvolvedor. Para aplicar uma falta em uma barra qualquer do sistema, deve ser utilizado o seguinte comando:

```
New Fault.F3 phases = 3 Bus1 = 113108 r=0 // Falta trifásica
```

Onde:

- F3 = Nome da variável criada com as correntes de curto-circuito;
- Phases = número de fases presentes na falta;
- Bus1 = barra onde ocorre a falta;

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

Assim que o comando acima for executado, a variável F3 é criada com o valor da corrente de curto-circuito para todas as fases da rede. Seu resultado pode ser visto por meio de janela gráfica conforme figura 7.

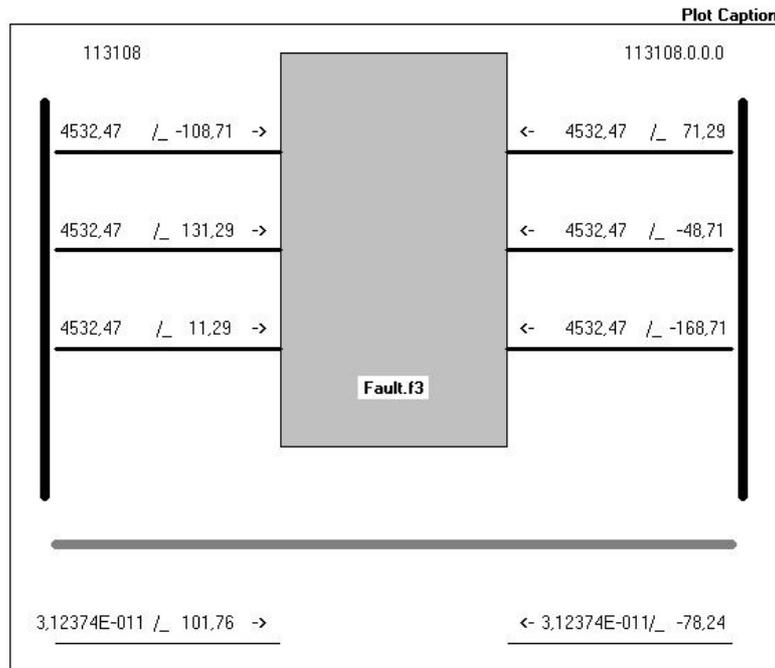


Figura 7: Tela de dados com os resultados de simulação de curto-circuito trifásico.

Ao utilizar o comando plot nesta situação é possível verificar o caminho percorrido pela corrente de curto circuito, conforme figura 8.

É possível utilizar outro comando em que o próprio software calcula os curtos-circuitos trifásicos, fase-fase e fase-terra francos. Neste modo ainda é possível verificar a relação  $X/R$  da rede para calcular o fator de assimetria e o curto-circuito assimétrico. Todos os resultados são exportados para um arquivo de extensão txt (figura 9). Os comandos são:

```
Set mode = faultstudy
```

```
Solve ! Soluciona o sistema
```

```
show fault ! Mostra os resultados em extensão .txt
```

Nota-se que é muito simples fazer estudos de curto circuito com o OpenDSS. É possível, também, fazê-lo com circuitos em anel, o que nem todos os softwares disponíveis são capazes de fazer.

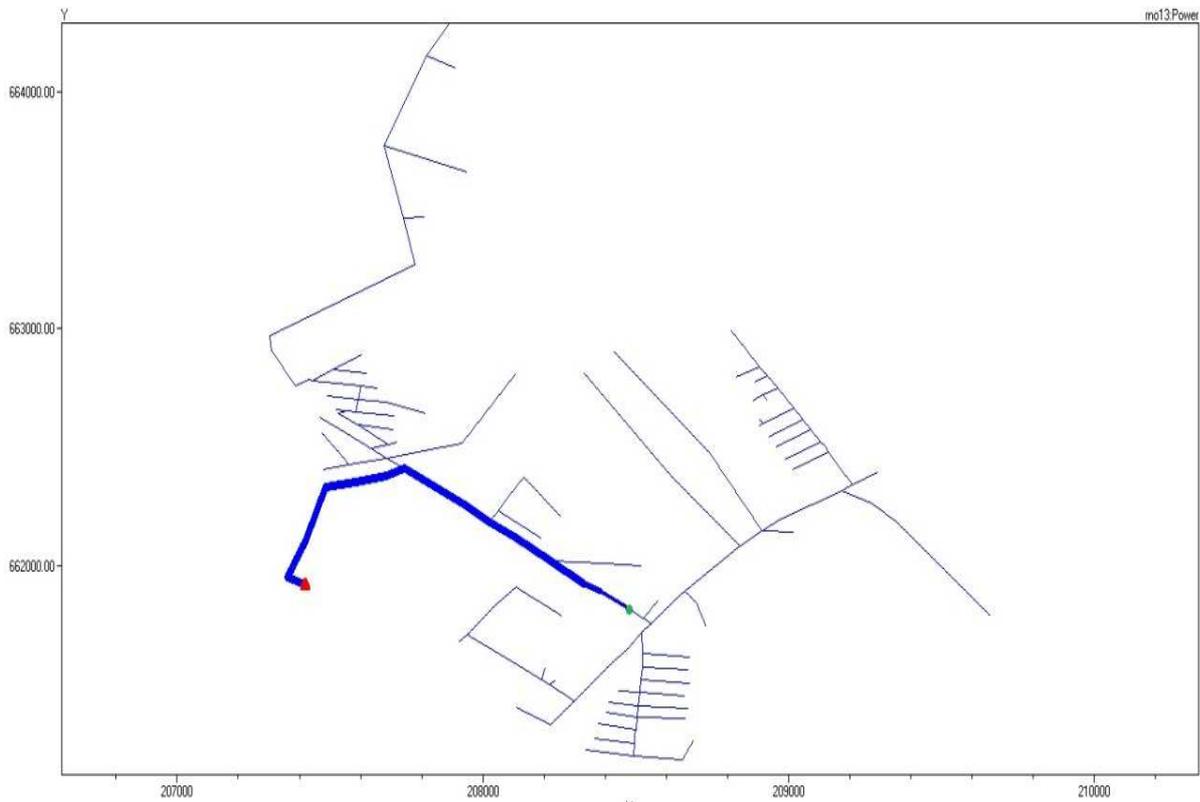


Figura 8: Imagem do caminho percorrido pela corrente de curto-circuito. O ponto verde é onde ocorreu a falta e o vermelho é a subestação.

#### FAULT STUDY REPORT

##### ALL-Node Fault Currents

Bus	Node 1	X/R	Node 2	X/R	Node 3	X/R	... (Amps)
"113",	2018,	4.0,	2018,	4.0,	2018,	4.0	
"113000",	7535,	9.2,	7535,	9.2,	7535,	9.2	
"113001",	7350,	8.7,	7350,	8.7,	7350,	8.7	
"113002",	6909,	7.8,	6909,	7.8,	6909,	7.8	
"113003",	6452,	7.1,	6452,	7.1,	6452,	7.1	
"113073",	6298,	6.8,	6298,	6.8,	6298,	6.8	
"113074",	6097,	6.6,	6097,	6.6,	6097,	6.6	
"113075",	5907,	6.3,	5907,	6.3,	5907,	6.3	
"113005",	5790,	6.2,	5790,	6.2,	5790,	6.2	
"113006",	5732,	6.1,	5732,	6.1,	5732,	6.1	
"113007",	5460,	4.8,	5460,	4.8,	5460,	4.8	
"113079",	5282,	4.2,	5282,	4.2,	5282,	4.2	
"113080",	5406,	4.6,	5406,	4.6,	5406,	4.6	
"113081",	5126,	3.8,	5126,	3.8,	5126,	3.8	
"113076",	5500,	4.9,	5500,	4.9,	5500,	4.9	
"113077",	5268,	3.9,	5268,	3.9,	5268,	3.9	
"113078",	4696,	2.7,	4696,	2.7,	4696,	2.7	
"113008",	5591,	5.3,	5591,	5.3,	5591,	5.3	
"113082",	5390,	4.5,	5390,	4.5,	5390,	4.5	
"113083",	5150,	3.8,	5150,	3.8,	5150,	3.8	
"113009",	5466,	4.8,	5466,	4.8,	5466,	4.8	
"113084",	5398,	4.6,	5398,	4.6,	5398,	4.6	
"113010",	5202,	4.0,	5202,	4.0,	5202,	4.0	
"113085",	4970,	3.5,	4970,	3.5,	4970,	3.5	
"113011",	5047,	3.6,	5047,	3.6,	5047,	3.6	
"113012",	4985,	3.5,	4985,	3.5,	4985,	3.5	
"113087",	4913,	3.3,	4913,	3.3,	4913,	3.3	
"113013",	4934,	3.4,	4934,	3.4,	4934,	3.4	
"113086",	4704,	3.0,	4704,	3.0,	4704,	3.0	
"113014",	4835,	3.2,	4835,	3.2,	4835,	3.2	
"113090",	4676,	3.0,	4676,	3.0,	4676,	3.0	
"113088",	4433,	2.7,	4433,	2.7,	4433,	2.7	
"113091",	4655,	2.9,	4655,	2.9,	4655,	2.9	

Figura 9: Tela de dados resposta do comando *Faultstudy*.

### 3 Princípios de proteção de sistemas de potência

#### 3.1 Introdução

Os sistemas de potência estão constantemente sujeitos a perturbações das mais variáveis origens tais como descargas atmosféricas, grandes variações de carga, curtos-circuitos entre outros. Portanto, deve haver um sistema para protegê-lo dessas anomalias.

Os sistemas de proteção detectam anomalias e iniciam uma ação corretiva para que o sistema de potência não saia de sua operação normal [8]. Caso isto ocorra, o tempo de atuação deve ser o menor possível para evitar danos nos equipamentos e, também, a menor parte do sistema deve ser isolada para que consumidores em outras regiões não sejam afetados.

Neste capítulo, temos os princípios básicos de operação do sistema de proteção e os equipamentos envolvidos, bem como os critérios para dimensionamento destes últimos.

#### 3.2 Equipamentos de um sistema de proteção

Os equipamentos básicos que compõem um sistema de proteção são:

- Transformadores de corrente (TC): são responsáveis por diminuir a intensidade da corrente para níveis compatíveis dos equipamentos de medição, proteção e controle. A figura 10 mostra um TC de subestação de 138kV.



Figura 10: TC de subestação de 138kV em funcionamento.

- Transformadores de potencial (TP): possuem a mesma função que os TCs, com a diferença que é responsável por abaixar os níveis de tensão. A figura 11 mostra um TP de subestação de 138kV.



Figura 11: TP de subestação de 138kV em funcionamento.

- Relé de proteção: elemento responsável pela tomada de decisão, sendo essas baseadas nas medidas provenientes dos TCs e TPs e comparadas com ajustes prévios. Podem ser de vários tipos como sobrecorrente, distância, impedância, direcional entre outros e encontrados com construção eletromecânica ou eletrônica. A alimentação dos relés é feita por meio de baterias, tornando-os independentes de energização externa. A figura 12 mostra um relé digital para proteção de alimentadores utilizado em subestações de 138kV.



Figura 12: Painel de proteção de SE de 138kV.

- Disjuntor: equipamento que interrompe a corrente de curto-circuito. Podem ser dos seguintes tipos: pequeno volume de óleo, grande volume de óleo (figura 13), ar comprimido, vácuo e hexafluoreto de enxofre (SF6). Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, os disjuntores são os elementos de proteção utilizados nas saídas de alimentadores e são acionados pelos relés de sobrecorrente de fase (funções 50/51) e de neutro (50N/51N) com religamento automático feito pelo relé de religamento [6]. Uma terceira função de proteção é a sobrecorrente de terra sensível utilizada para detectar faltas de alta impedância. Na figura 14 mostram-se as ligações usuais dos relés de fase e neutro bem como dos TCs na região da CPFL.



Figura 13: Disjuntor tripolar a grande volume de óleo de SE de 138kV.

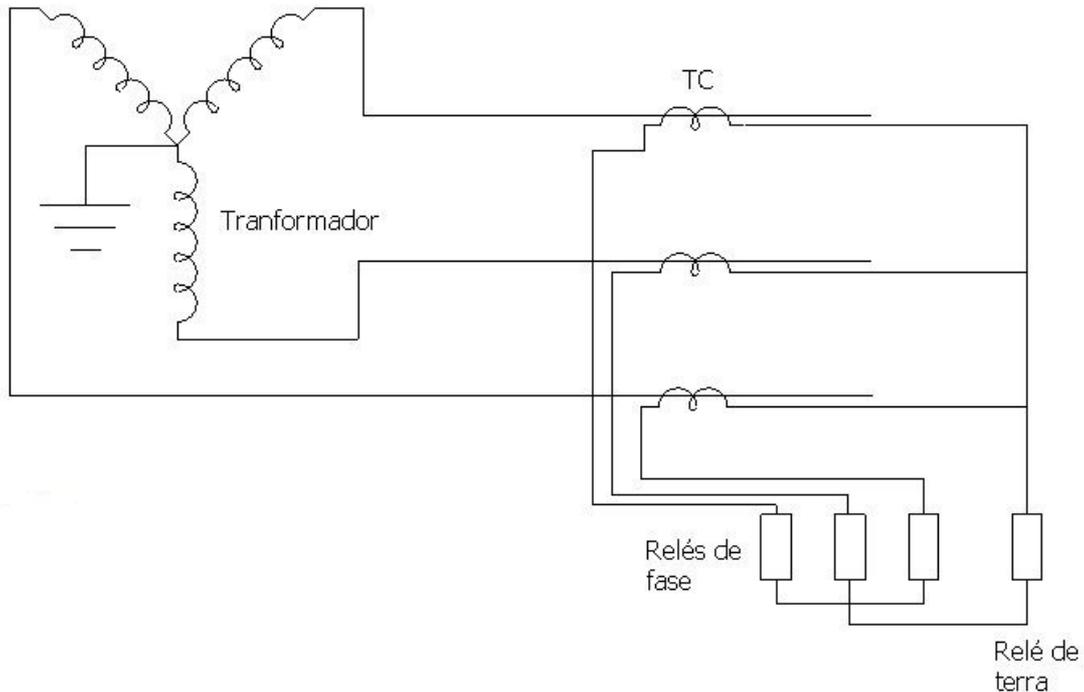


Figura 14: Ligação usual dos relés de fase, neutro e TCs (adaptado de [6]).

A figura 15 mostra um diagrama esquemático genérico de sistema de proteção mostrando a forma como os equipamentos são conectados [6].

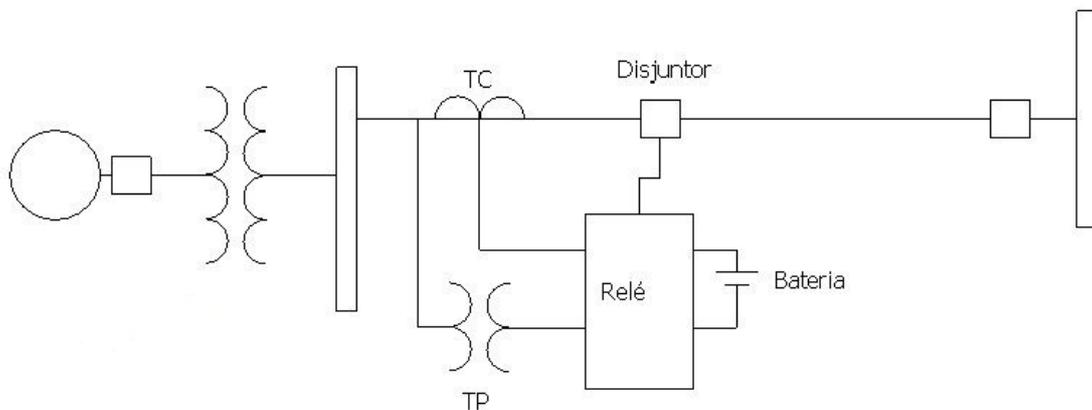


Figura 15: Ligação dos equipamentos de proteção no sistema de potência.

Para os sistemas de distribuição de energia elétrica há ainda os seguintes equipamentos de proteção [6]:

- Chaves fusíveis / elos fusíveis: é o dispositivo mais utilizado em derivações de ramais devido ao seu baixo custo. Os cartuchos (elos fusíveis) devem ter capacidade de interrupção superior à máxima corrente de curto-circuito. Os elos fusíveis padronizados pela CPFL – Paulista são os de 10 A, 15 A, 25 A, 40 A e 65 A com a curva tempo – corrente do tipo k determinada pela NBR – 5359.

- Religadores: São usados tanto na saída dos alimentadores quanto no meio destes para proteção da linha tronco. Possuem, da mesma forma que os disjuntores, ajustes de proteção de fase e terra independentes. Os religadores possuem duas curvas de atuação: uma rápida e outra temporizada. As duas são coordenadas numa sequência de abertura com a finalidade de evitar a queima de elos fusíveis quando a falta em questão for transitória. Dessa forma, quando a unidade de proteção do religador for sensibilizada, este abrirá os seus contatos. Após passado o tempo especificado na sua curva tempo x corrente, seus contatos fecham-se automaticamente. Caso a corrente de falta ainda exista no sistema, os contatos do religador abrirão novamente e esperará um segundo tempo determinado. Após efetuar o número de operações programado, os terminais do religador ficarão abertos até que uma equipe de campo vá verificar o problema e fechar seus contatos.
- Seccionalizadores: são equipamentos de proteção automáticos que são instalados após outros equipamentos de proteção automáticos (religador ou disjuntor) dentro da zona de proteção deste último. Não é capaz de interromper correntes de curto-circuito, mas sim correntes até a sua capacidade nominal. Pode ser fechado mesmo em condições de curto-circuito [6].

### **3.3 Coordenação e seletividade entre equipamentos de proteção**

Segundo [6] e [7], a maioria das faltas que ocorrem em sistemas de potência é de caráter transitório. Dessa forma, caso um equipamento de proteção atue, poderá ocorrer o desligamento desnecessário de uma grande quantidade de consumidores. Assim, a coordenação entre os equipamentos de proteção visa a atuação daqueles que possuem religamento automático, de modo a evitar o desligamento permanente da rede para uma falta transitória. Já a seletividade é a capacidade do equipamento mais próximo da falta atuar, sem que um equipamento de retaguarda o faça.

Para um estudo mais prático sobre estes termos, recomenda-se verificar os critérios adotados pelas concessionárias de energia elétrica. Neste trabalho de conclusão de curso foram utilizados os parâmetros da CPFL – Paulista, descritos na referência [6].

#### **3.3.1 Seletividade entre elos fusíveis**

A seletividade entre elos é obtida se o tempo de interrupção do elo protetor (mais afastado da SE) for no máximo 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (mais próximo da SE). Assim, o elo protetor deve atuar antes do elo protegido. A figura 16 ilustra a forma como estes são instalados [6].

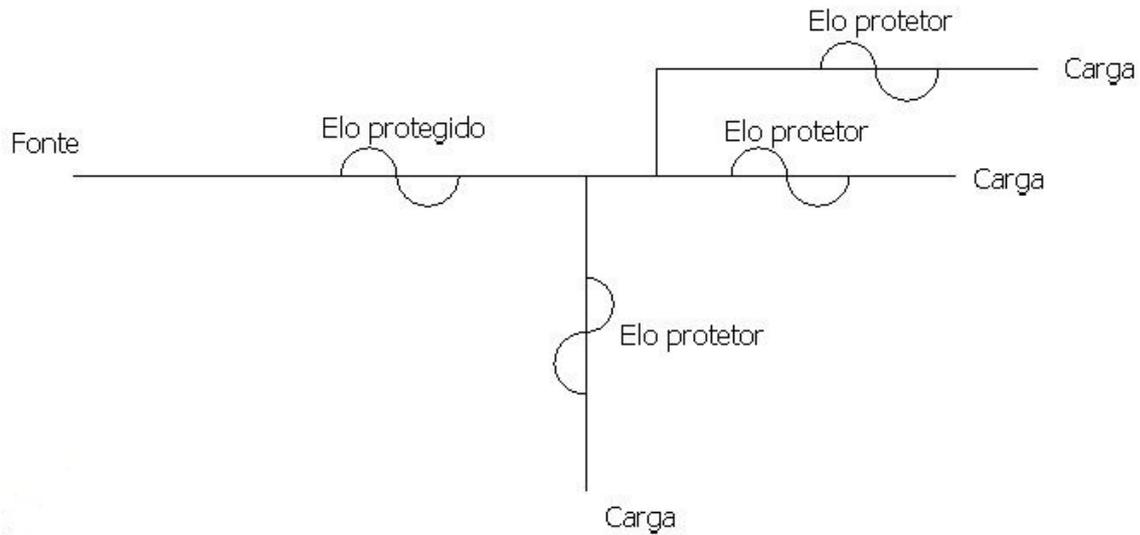


Figura 16: Instalação de elos fusíveis protetor e protegido.

Para verificar a coordenação entre os mesmos, a corrente máxima passante em cada um dos elos deve ser inferior às mostradas nas tabelas 1 e 2, para coordenação entre elos fusíveis tipo K e H e entre elos do tipo K.

Tabela 1: Correntes máximas para seletividade entre elos fusíveis tipo H e K [6].

Elo fusível protetor	Elo fusível protegido				
	10K	15K	25K	40K	65K
1H	100	200	400	650	1000
2H	40	180	350	650	1000
3H	40	180	350	650	1000
5H	40	180	350	650	1000

Tabela 2: Correntes máximas para seletividade entre elos fusíveis tipo K [6].

Elo fusível protetor	Elo fusível protegido				
	10K	15K	25K	40K	65K
6K	90	230	420	700	1200
10K	-	130	370	700	1200
15K	-	-	220	640	1200
25K	-	-	-	350	1100
40K	-	-	-	-	700

### 3.3.2 Seletividade entre relés e elos fusíveis

Os seguintes critérios devem ser verificados e seguidos [6]:

- Para haver seletividade entre estes equipamentos, o tempo de interrupção do elo fusível deve ser no máximo 75% do tempo de atuação da unidade temporizada do relé.
- Para verificação da seletividade com a unidade instantânea, o fusível deverá fundir-se com tempos inferiores à 0,133s (8 ciclos) para correntes acima do pick-up (corrente mínima requerida para atuação do relé). Caso contrário, o relé atuará antes do fusível.
- Para correntes de curto-circuito bifásico, a seletividade será verificada entre a curva de interrupção máxima do elo e a temporizada do relé, para valores de corrente entre o valor do ponto de instalação do elo até a metade da corrente de curto-circuito do final do trecho protegido pelo elo.
- Para correntes de curto-circuito fase-terra, a seletividade deverá ser verificada para a falta mínima, ou seja, com resistência de falta de  $40\Omega$  para ambos os pontos de instalação dos equipamentos. Esses requisitos deverão ser verificados para a curva de interrupção máxima do elo e a temporizada do relé.

### 3.3.3 Coordenação relé-religador

Quando há um religador instalado dentro da zona de proteção do disjuntor da subestação, deve-se garantir que o primeiro opere antes do segundo. Dessa forma, as correntes de “pick-up” do religador devem ser menores que as do relé de fase ou de terra do disjuntor.

Para escolher a curva temporizada do relé, deve-se verificar a relação abaixo:

$$\frac{t_{religador}}{t_{relé}} < 0,35 \quad (11)$$

onde  $t_{religador}$  e  $t_{relé}$  são os tempos que o religador e o relé levarão para atuar na situação de corrente crítica, respectivamente, sendo a corrente crítica aquela em que há a maior aproximação entre a curva temporizada do religador e a curva do relé.

Após escolher as curvas, calcula-se o tempo de integração entre os equipamentos. Caso a soma do avanço do contato móvel esteja próximo, mas ainda abaixo de 100%, as curvas adotadas serão as escolhidas. Caso esteja muito abaixo de 100%, escolhe-se uma curva mais rápida para o relé e repete-se o processo.

### 3.3.4 Coordenação religador – elo fusível

A coordenação entre os equipamentos em questão é satisfatória quando o fusível não fundir enquanto o religador realiza as suas operações rápidas, mas sim durante a primeira operação temporizada.

A maior corrente em que ocorre coordenação é obtida na intersecção da curva de fusão mínima do elo fusível com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator de segurança  $k$ . Na tabela 3 mostram-se os valores deste fator para alguns casos.

Tabela 3: Fator  $k$  de multiplicação da curva rápida do religador com elo fusível no lado da carga [6].

Tempo de religamento	Uma operação rápida	Duas operações rápidas
< 0,5 s	1,25	1,8
<0,5s e <5s	1,25	1,35

Por outro lado, a menor corrente em que ocorre coordenação é aquela obtida do cruzamento da curva de interrupção máxima do elo e da temporizada do religador multiplicada por 0,9. A coordenação deve ser verificada para curtos-circuitos fase-terra mínimo do trecho protegido por ambos dispositivos. Se isso for obedecido a seletividade estará garantida para os outros tipos de falta.

### 3.3.5 Coordenação religador – seccionizador – elo fusível

Para obter a coordenação entre estes três equipamentos, todas as características anteriores devem ser obedecidas.

### 3.3.6 Coordenação e seletividade entre religadores

Quando houver dois religadores instalados em série, haverá coordenação caso ambos operem juntos na curva instantânea, mas não na temporizada. Haverá seletividade se o religador protegido (mais próximo da subestação) for PMR1-15 ou PMR3-15 e estiver com a sequência de coordenação ativada. Para as duas situações, as curvas do equipamento protegido multiplicadas por 0,9 devem ser 12 ciclos mais lentas que as do equipamento protetor multiplicada por 1,1. As correntes de pick-up do protetor devem ser menores ou iguais às do protegido.

## 4 Descrição do Caso

O sistema de distribuição de energia elétrica utilizado é um alimentador existente da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). Neste existe uma usina de cogeração de biomassa que, devido ao interesse do proprietário, utiliza a cogeração para diminuir seus gastos com contas de energia. Dessa forma, este consumidor é atendido tanto pela rede da CPFL quanto pela sua geração própria.

Como visto na literatura, quando há mais de uma fonte num sistema elétrico, isto é, sistema em anel, há algumas complicações nos projetos de sistemas de proteção. Isso ocorre principalmente pelo aumento dos níveis de curto-circuito e pela mudança do sentido da corrente de falta em alguns pontos do alimentador.

Outros aspetos relacionados à segurança também ficam comprometidos. Por exemplo, ao enviar uma equipe de campo para verificar um problema ou algum outro tipo de serviço em que seja necessário trabalhar com a rede desligada, se a usina de cogeração estiver operante, esta última deixara o alimentador energizado, colocando a vida dos eletricitistas em perigo.

Diante do exposto, na seção 4.1 apresenta-se como foi feita a modelagem do alimentador em questão no OpenDSS. Depois, para fins de validação deste modelo, será apresentado o projeto do sistema de proteção deste alimentador sem cogeração. A partir do momento em que estiver validado, a nova fonte será incluída no sistema e seus impactos serão estudados.

### 4.1 Alimentador existente sem cogeração

Para poder carregar os dados do alimentador em questão no OpenDSS foi necessário obter as seguintes informações:

- Condutores e seus comprimentos
- Coordenadas georreferenciadas iniciais e finais dos condutores
- Potências nominais dos transformadores
- Coordenadas de localização dos transformadores
- Dados do transformador da subestação como potência nominal, relação de transformação, esquema de ligação.

As coordenadas descritas acima foram coletadas para poder utilizar o comando plot do OpenDSS e visualizar o sistema. As coordenadas iniciais e finais dos condutores, bem como as dos transformadores são as próprias barras do sistema. Assim, as linhas foram simuladas como objetos que saem de uma barra e vão para uma segunda e os transformadores como cargas ligadas nas barras. A figura 17 ilustra essa situação.

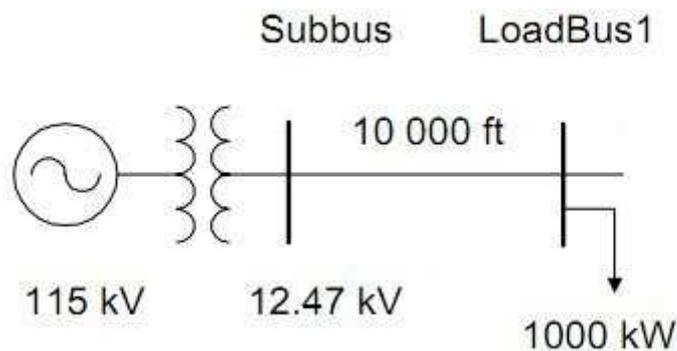


Figura 17: Parte de um sistema de potência. (Adaptado da referência [4]).

Nessa figura, é possível ver que a partir da barra “Subbus”, parte uma linha de 10000 ft (pés) em direção à barra “LoadBus1”, sendo que há uma carga de 1000 kW nesta última. Essa situação é simulada no OpenDSS por meio das seguintes linhas de código:

- `New Line.line1 subbus loadbus linecode=336 matrix  
length=10`
- `New load.load1 bus1=loadbus1 phases=3 kv=12,47kw=1000  
pf=0,88 model=1 class=1`

Para um detalhamento maior das funções e programação do OpenDSS, verificar as referências [4] e [5].

As características elétricas de todos os condutores utilizados pela CPFL estão listadas no anexo [6]. Foram necessárias as resistências e reatâncias de sequência positiva e zero para questões de simulação. O programa completo encontra-se no Apêndice A.

Após carregar todos os dados do sistema é possível utilizar o comando plot para verificá-lo graficamente (figura 18). Os pontos da imagem são as barras do sistema e o ponto vermelho é a subestação. As linhas mais grossas representam trechos com níveis de correntes mais elevados.

A seguir é mostrado como desenvolver o projeto de proteção para este alimentador nesta configuração.

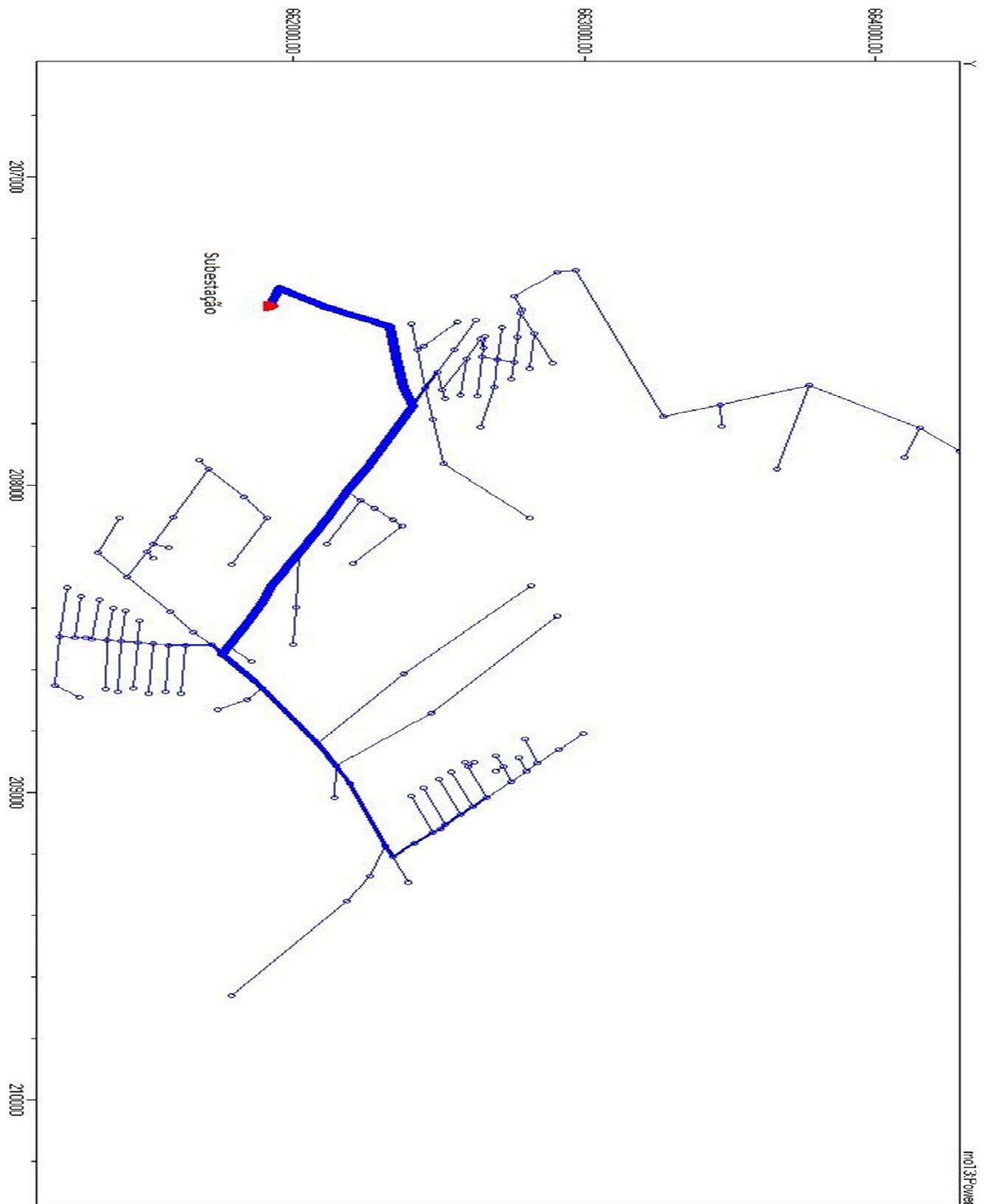


Figura 18: Rede “plotada” pelo OpenDSS.

#### 4.1.1 Sistema de proteção – rede sem geração distribuída

O roteiro de projetos de sistemas de proteção utilizado é o da CPFL – Paulista e está descrito na referência [6].

Primeiramente, foram levantados os dados da subestação como corrente de carga atual e futura, relação de transformação dos TCs entre outros, listados abaixo.

- Transformador: 40 MVA, 138/13,8 kV
- kVA instalado = 1648,30 kVA
- Corrente de curto circuito trifásica simétrica ( $I_{cc3f}$ ) = 9615 A
- Corrente de curto circuito trifásica assimétrica ( $I_{cc3fass}$ ) = 15672 A
- Relação  $X/R = 12,4$ . Logo, o fator de assimetria é 1,63
- Corrente de carga atual:  $I_{carga\ atual} = 209\ A$
- Corrente de carga futura:  $I_{carga\ futura} = 254,3\ A$
- Características do TC:
  - Relação de transformação: 600-5;
  - Fator térmico = 1,2
  - Fator de sobrecorrente = 20
  - Relés de fase: CDG23; com os taps: 4 – 4,8 – 6 – 8 – 9,6 – 12 – 16    Curvas: 0,1 – 0,2 – 0,3 – 0,4 – 0,5 – 0,6 – 0,7 – 0,8 – 0,9 – 1,0
  - Instantâneo: 20 a 80
  - Relés de terra: CDG23; com os taps: 0,5 – 0,6 – 0,75 – 1 – 1,2 – 1,5 – 2    Curvas: 0,1 – 0,2 – 0,3 – 0,4 – 0,5 – 0,6 – 0,7 – 0,8 – 0,9 – 1,0
  - Instantâneo: 10 a 40

Os primeiros equipamentos a serem dimensionados são os elos fusíveis. Para tal devem ser escolhidos seus pontos de instalação. Para determiná-los, há três critérios que devem ser satisfeitos:

- i. A corrente do elo fusível deve ser maior que a corrente de carga futura no ponto. Para encontrar a corrente de carga futura multiplica-se a primeira pelo fator de crescimento da carga KF dado por:

$$KF = \left(1 + \frac{\%}{100}\right)^n \quad (12)$$

onde % é o fator de crescimento anual e n é o número de anos para o horizonte de estudos.

- ii. O elo deve suportar a corrente *Inrush* (magnetização dos transformadores) por um tempo de 0,13s. Para calcular essa corrente, utiliza-se da seguinte equação:

$$I_{inrush} = k * I_{nominal} = k \frac{(\text{somatório de kVA após o ponto})}{13,8 \sqrt{3}} \quad (13)$$

Onde k é uma constante que depende do número de transformadores ligados no ramal. Seus valores são dados na tabela 4.

Tabela 4: Fator de multiplicação para determinação da corrente de *Inrush* em 0,1s [6].

Número de transformadores	Fator de multiplicação
1	12,0
2	8,3
3	7,6
4	7,2
5	6,8
6	6,6
7	6,4
8	6,3
9	6,2
10	6,1
>10	6,0

- iii. A corrente de 300s do elo deve ser maior que o curto-circuito fase-terra mínimo calculado na barra onde se pretende instalá-lo.

Com estes resultados, verifica-se na tabela 4 qual o elo a ser instalado neste ponto.

Tabela 5: Determinação de elos fusíveis [6].

Elo	Corrente de carga máxima (A)	Corrente de curto-circuito fase-terra mínimo ( $I_{300}$ em A)	Corrente de <i>Inrush</i> máxima ( $I_{0,13}$ em A)
10K	10	23	110
15K	15	37	190
25K	25	60	315
40K	40	85	510
65K	65	150	800

Abaixo seguem exemplo de cálculos para a barra 113142 do sistema.

$$\bullet \quad I_{elo} > I_{carga} KF = 10,16 * 1,2168 = 12,36 A \quad (14)$$

$$\bullet \quad I_{0,13} > I_{inrush} = \frac{7,6 (112,5+75+45)}{13,8 \sqrt{3}} = 73,93 A \quad (15)$$

$$\bullet \quad I_{300} < I_{ccftmin} = 189,7 A \quad (16)$$

A partir destes resultados e da tabela 4, verifica-se que o elo fusível adequado neste ponto do sistema é o de 15 K. Na tabela 5 mostram-se os resultados dos demais pontos em que é possível instalar elos fusíveis.

Os pontos em questão são todos de ramais de derivação da linha tronco do alimentador. Isso se deve ao fato de que, caso um elo fusível queime, há a necessidade de uma equipe de campo deslocar-se até este para trocá-lo, acarretando em uma interrupção de energia por um tempo muito alto. Assim, caso os elos sejam instalados na linha troco, a quantidade de consumidores que ficarão sem energia caso este venha a queimar é muito grande. Portanto, estes equipamentos são instalados apenas em derivações de ramais e nunca na linha tronco.

Como não há elos instalados em série não há necessidade de verificar seletividade entre eles. Se houvessem elos em série, este seria o próximo passo do projeto.

Tabela 6: Elos fusíveis dimensionados.

Barra	Corrente de carga futura (A)	Corrente de Inrush ( $I_{0,13}$ em A)	Corrente de curto-circuito fase-terra mínimo ( $I_{300}$ em A)	Elo
113142	12,36	73,93	189,7	15K
113146	56,36	265,46	189,66	65K
113136	3,17	20,83	189,70	10K
113139	5,56	36,46	189,48	10K
113134	11,96	112,96	191,30	10K
113032	40,63	192,03	191,6	45K
113042	11,9	64	191	15K
113027	11,09	63,25	193,48	15K
113007	9,39	56,60	194	10K
113076	9,10	54,85	194,28	10K

Neste caso estudado, não foi especificada a proteção dos transformadores da rede de distribuição, que também é feita por elos fusíveis nos casos de serem da CPFL e de particulares em poste. Transformadores com potência nominal acima de 300kVA são protegidos por meio de disjuntores à liquido isolante. Neste último caso, a proteção contra sobrecorrente é feita por meio de relés de sobrecorrente secundários com operação instantânea e temporizada (funções ANSI 50/51).

A figura 19 mostra a instalação de transformadores em postes da rede de distribuição. Os elos fusíveis e os para-raios (proteção contra sobretensão) estão indicados na figura.

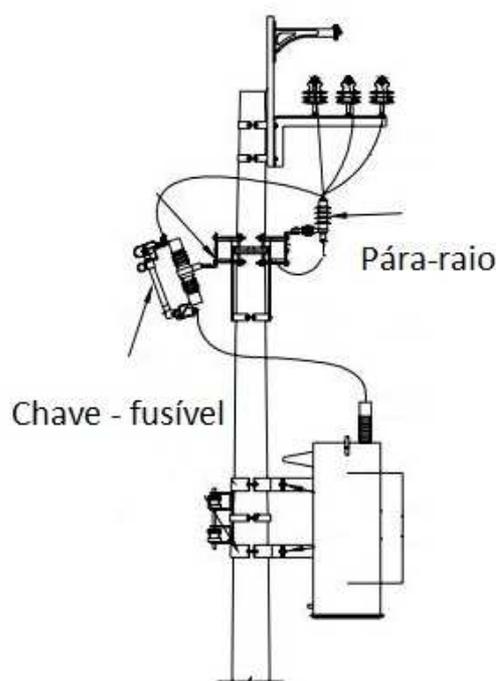


Figura 19: Instalação de transformador em poste para rede de distribuição de energia (adaptado da referência [9]).

O próximo passo do projeto é verificar os ajustes dos relés da subestação e, caso seja possível instalar, dos religadores. Estes últimos são instalados quando há ramais rurais que, pelas suas próprias características, estão mais sujeitos à faltas. Assim, caso não exista um religador, ao ocorrer uma falta transitória, o relé da subestação será sensibilizado e atuará no disjuntor, desligando um alimentador por completo. Como essa situação não é desejável deve-se estudar a possibilidade de instalar o religador no meio do alimentador. Porém, só haverá sentido nisso caso o mesmo seja seletivo com o relé da subestação.

O TC da subestação deve ser verificado para saber se o mesmo não entrará em saturação durante um curto-circuito. Para tal, deve-se verificar a corrente de carga total do alimentador considerando manobras. Isso é feito considerando-se que há uma flexibilidade no alimentador em suprir  $\frac{2}{3}$  da corrente de carga de um alimentador adjacente. Neste caso, tem-se que a carga total será:

$$I_{total} = I_{carga\ futura} + \frac{2}{3} * I_{alim\ adj} = 255 + \frac{2}{3} * 200 = 388,33\ A \quad (17)$$

Deve-se aplicar o fator térmico para verificar se o TC suporta a corrente total. Também é necessário verificar se o TC irá saturar no curto-circuito.

$$I_{nominal} * FT = 600 * 1,2 = 720\ A \quad (18)$$

$$I_{nominal} * FS = 600 * 20 = 12000\ A \quad (19)$$

Como a maior corrente de curto-circuito verificada na simulação é de 9615 A, podemos concluir que o TC não entrará em saturação.

A seguir devem-se verificar os ajustes do *tap* da unidade temporizada e instantânea do relé de fase e de terra. Para a unidade temporizada do relé de fase, os seguintes critérios devem ser satisfeitos:

$$TAP > \frac{I_{carga} * KF}{RTC}, \quad TAP < \frac{I_{cc2fmin}}{FS * FI * RTC} \quad (20)$$

Onde:

- $I_{carga}$  é a corrente de carga do alimentador
- $KF$  é o fator de crescimento da carga
- $RTC$  é a relação de transformação do TC
- $I_{cc2fmin}$  é a corrente de curto-circuito fase-fase mínima vista pelo relé
- $FS$  é o fator de segurança (adotado igual a 2)
- $FI$  é o fator de início da curva do relé, definida pelo fabricante (adotado igual a 2)

Assim, temos que:

$$TAP > \frac{I_{carga} * KF}{RTC} > \frac{388,33}{600/5} > 3,24 \quad (21)$$

$$e \quad TAP < \frac{I_{cc2fmin}}{FS * FI * RTC} < \frac{2725}{2 * 2 * 600/5} < 5,68 \quad (22)$$

Dessa forma, o TAP escolhido é 4. Para este, verifica-se que:

$$4 < \frac{I_{cc2f}}{2 * 2 * 600/5} \rightarrow I_{cc2f} > 1920\ A \quad (23)$$

Isso significa que a zona de proteção do relé de fase da subestação será até o ponto onde  $I_{cc2f} = 1920 A$ . Como verifica-se que, para este alimentador, a menor  $I_{cc2f}$  é 2725 A, a zona de proteção será o alimentador completo. A partir deste momento é possível notar que, por este fato, não haverá seletividade entre o relé da subestação e um religador, tornando a instalação deste último desnecessária.

Para o ajuste da unidade instantânea do relé de fase, os seguintes critérios devem ser atendidos:

$$TAP > \frac{I_{INRUSH}}{RTC} \quad (24)$$

$$TAP > \frac{I_{cc2fass}}{RTC} \quad (25)$$

Onde:

- $I_{INRUSH}$  é a corrente de inrush (magnetização dos transformadores) vista a partir do relé
- $I_{cc2fass}$  é o a corrente de curto-circuito bifásica assimétrica vista a partir do relé

Dessa forma temos:

$$TAP > \frac{I_{INRUSH}}{RTC} > \frac{6*4938,85/13,8\sqrt{3}}{120} > 10,35 \quad (26)$$

$$TAP > \frac{I_{cc2fass}}{RTC} > \frac{8327*1,63}{120} > 113 \quad (27)$$

Como o maior TAP disponível é 80, este será o escolhido.

Para o ajuste da unidade temporizada do relé de terra, recomenda-se o menor TAP e a seguinte equação verifica a zona de proteção:

$$TAP < \frac{I_{ccFTmin}}{FI*RTC} \quad (28)$$

Como o menor TAP disponível é 0,5, tem-se:

$$I_{cc2fmin} > 0,5 * 2 * 120 > 120A \quad (29)$$

Ou seja, o relé de fase da subestação atuará para correntes de curtos-circuitos maiores que 120A. Como o menor valor verificado nas simulações é de 186A, a zona de proteção em questão será o alimentador inteiro.

Para ajustar o TAP da unidade instantânea do relé de terra, a seguinte condição deve ser satisfeita:

$$TAP > \frac{I_{ccFTass}}{RTC} > \frac{1979*1,63}{120} > 26,88 \quad (30)$$

Com isso, deve-se montar o gráfico tempo x corrente (figura 20) e verificar a coordenação entre os equipamentos. Como já foi dito anteriormente, por não possuir elos fusíveis em série, a única coordenação a ser verificada é a do relé da subestação (fase e terra) com os elos. Nota-se que, com os ajustes propostos, a curva de terra atuará antes da queima dos fusíveis, o que é desejado visto essas faltas são as de caráter transitório. Já a curva do relé de fase está depois das curvas dos elos, o que também é desejável, indicando que este relé atuará para valores maiores de corrente de curto.

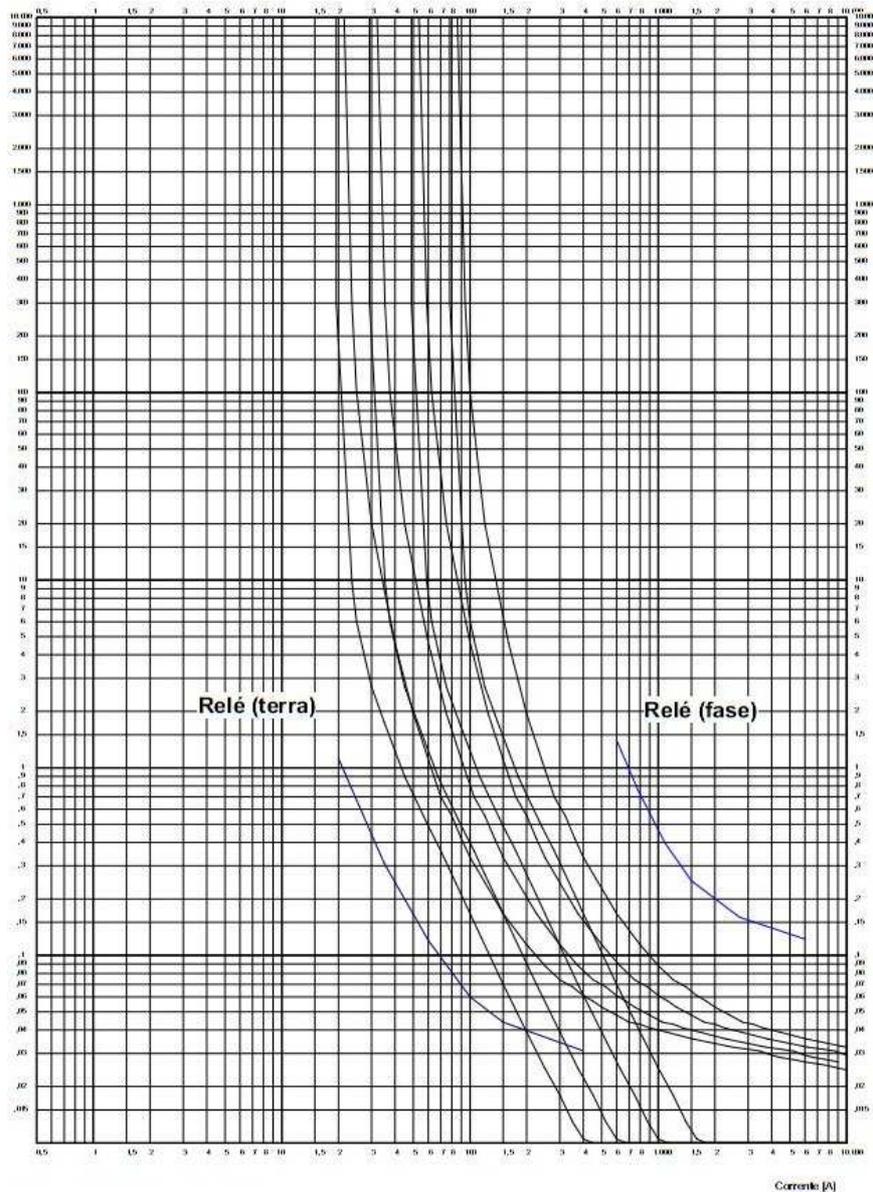


Figura 20: Gráfico tempo x corrente para rede radial.

#### **4.1.2 Sistema de proteção – rede com geração distribuída**

Para o caso onde há algum tipo de geração distribuída na rede de distribuição primária ou algum consumidor com geração própria que possa entrar em paralelismo, seja este permanente ou por meio de manobra, haverá novos requisitos para o projeto de proteção. Isso ocorrerá tanto nas instalações do consumidor quanto da rede da concessionária. Neste caso, foi estudada a norma técnica GED 33 – Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL [10] que especifica os requisitos para essa interconexão. Vale ressaltar que esta norma é apenas para rede de distribuição de energia, isto é, classes 15kV e 24,2kV.

Neste caso o paralelismo é sem venda de excedentes, ou seja, o autoprodutor não exporta energia elétrica. A sua geração serve apenas para complementar a alimentação da sua própria carga, diminuindo os gastos de tarifação.

Durante a fase de projetos, a concessionária deve analisá-lo e verificar possíveis problemas para sua rede e segurança de pessoal e, também, deve gerar um acordo operativo entre as partes. Aspectos como ilhamento, corrente reversa entre outros são estudados e devem ser evitados. O primeiro por razões regulatórias e o segundo pelos aspectos de proteção. Pelo foco deste Trabalho de Conclusão de Curso ser os impactos na proteção, os demais aspectos passíveis de estudo não serão tratados.

##### **4.1.2.1 Requisitos para interconexão da geração distribuída**

De acordo com a referência [6], os requisitos para a interconexão para o autoprodutor são:

- Qualquer gerador que estiver em paralelismo com a rede de distribuição primária deverá ser conectado por meio de um transformador para separar os sistemas (transformador isolador). Este deverá ter seus enrolamentos conectados em triângulo no lado da concessionária e estrela com neutro acessível no lado do usuário, conforme figura 20.

Apesar de ser possível utilizar máquinas da mesma classe de tensão (15kV ou 23,2kV), não é recomendado instalá-las diretamente na rede de distribuição primária de energia visto que o nível de isolamento das máquinas pode não estar coordenado com o da rede, principalmente se esta for aérea. Com a instalação do transformador isolador, este problema é evitado [11]. Caso este último seja instalado na interconexão com os enrolamentos em triângulo no lado da concessionária e estrela com neutro acessível no lado do usuário, as vantagens e desvantagens descritas na tabela 7 são obtidas.

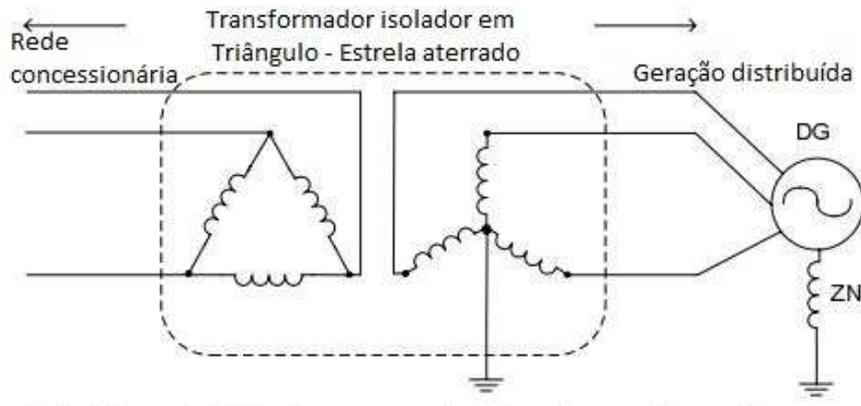


Figura 21: Transformador isolador em Triângulo - Estrela aterrado. Adaptado de [11].

Tabela 7: Vantagens e desvantagens da utilização do transformador isolador em Triângulo - Estrela aterrado [11]

<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Os múltiplos de terceira harmônica não chegarão à rede primária de distribuição	Muito propício à efeitos de ferroressonância.
Provê certa isolação para o usuário contra afundamentos de tensão quando ocorrer uma falta fase-terra na rede primária	Dependendo do aterramento do neutro do gerador, pode haver correntes múltiplas de terceiro harmônico excessivas no condutor neutro do lado do gerador.
Não contribui diretamente para faltas fase-terra.	Não provê um aterramento eficiente durante operação em ilhamento. Ou seja, numa situação de ilhamento com falta fase-terra, pode causar uma sobretensão e consequente operação dos para-raios.
	Dificuldade em detectar faltas fase-terra no lado do gerador.
	Devido à susceptibilidade à ferroressonancia, a proteção contra sobretensão instantânea (função ANSI 59I) pode ser necessária.

- É obrigatória a instalação de um disjuntor de interligação, localizado de tal forma que separe a instalação particular do acessante da rede de distribuição primária, denominado “disjuntor de entrada”. Este disjuntor removerá do paralelismo com a concessionária o(s) gerador(es) do acessante quando da ocorrência e localização de alguns tipos de anomalia nas instalações elétricas do acessante ou no sistema de potência da CPFL (curto-circuito, queda de tensão pronunciada, variação de frequência acentuada, falta de uma ou mais fases etc.).

- O disjuntor de entrada deverá ser manobrado por relé secundário de proteção digital multifuncional exclusivo, totalmente independente das demais proteções de outros equipamentos e sistemas do acessante, inclusive seus geradores. Este relé deverá ter capacidade de registro de eventos e oscilografia, para permitir a análise das perturbações que afetarem o paralelismo. No mínimo as seguintes funções de proteção (conforme normalização ANSI – American National Standards Institute) deverão estar contempladas por este relé digital:

- 50/51 – sobrecorrente de fase com unidade instantânea e temporizada, que deverão atuar para defeitos internos no acessante;
- 50/51N – sobrecorrente de neutro com unidade instantânea e temporizada, que deverão atuar para defeitos internos no acessante;
- 27 – subtensão;
- 67 – sobrecorrente direcional, que deverá atuar para defeitos na rede da CPFL;
- 59 – sobretensão;
- 59N – sobretensão de neutro;
- 32 – direcional de potência ativa;
- 81 – subfrequência;
- 25 – verificação de sincronismo, para supervisão do fechamento do paralelismo.

- As funções de proteção ANSI 50/51, 50/51N e 27 acima especificadas deverão necessariamente atuar no disjuntor de entrada.

- As funções de proteção ANSI 67, 59, 59N, 32, 81 e 25 acima especificadas poderão, a critério do acessante, atuar em qualquer outro disjuntor de suas instalações que interrompa (e estabeleça) o paralelismo. Elas poderão, ainda, ser uma “retaguarda” que atue no disjuntor de entrada.

- A sensibilização das funções de proteção ANSI 50/51, 50/51N, 27, 67 e 59N acima especificadas deverão ser por intermédio dos sinais de transformadores de corrente (TCs) e de potencial (TPs) instalados necessariamente junto ao disjuntor de entrada, no lado da rede da concessionária.

- Todas as proteções de sobrecorrente deverão ser por curvas do tipo “tempo-dependente”. A proteção de sobrecorrente de terra (função ANSI 51N) deverá ser de forma a permitir ajustes de pick-up em 10 A primários, ou menor.

- A manobra para estabelecimento do paralelismo só será permitida quando supervisionada por função de verificação de sincronismo (ANSI 25). Quaisquer outros equipamentos de manobra que possibilitem estabelecer o paralelismo com a rede da CPFL, como disjuntores, seccionadores e chaves de operação em carga, mas que não possuem supervisão por relés de verificação de sincronismo, deverão possuir intertravamentos que os impeçam de fechar o paralelismo.

Com relação ao paralelismo acidental, este deve ser evitado, pois pode haver danos mecânicos no gerador por falta de sincronismo. Portanto, a função ANSI 25 deve estar presente no sistema de proteção do acessante. As chaves para intertravamento mecânico são dispositivos que não permitem duas fontes diferentes energizando o mesmo equipamento ou barramento e são utilizadas quando não há interesse no paralelismo, como é o caso de geradores utilizados para alimentação de emergência de edifícios e hospitais.

- É vedado o religamento automático de qualquer disjuntor ou equipamento de manobra do acessante que esteja no circuito que promova o paralelismo.

O religamento automático deve ser bloqueado pela possibilidade de danos no gerador como consequência de um fechamento fora de sincronismo. Na figura 21 mostra-se o momento em que o gerador deve ser desligado durante um ciclo de religamento. Caso isto não seja obedecido, poderá ocorrer um torque resistivo contrário ao sentido de rotação do eixo do rotor do gerador, causando danos mecânicos ao mesmo podendo, também, impactar na estabilidade dinâmica do sistema de distribuição.

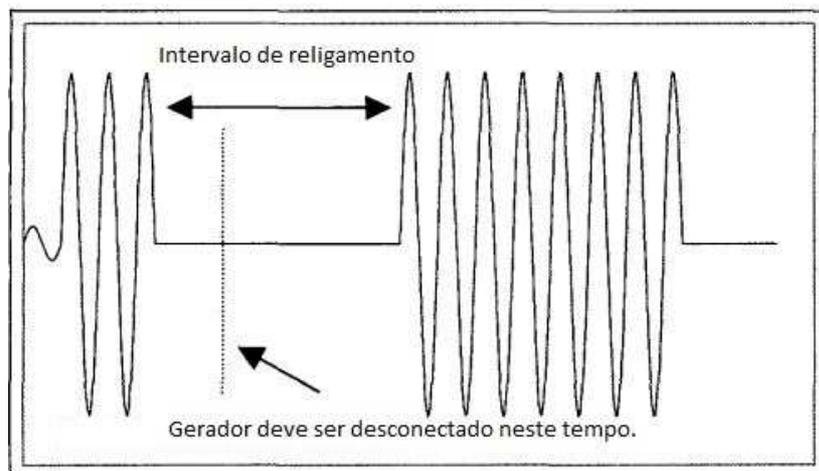


Figura 21: Intervalo de religamento. Adaptado da fonte [11].

- Não é permitido o uso de fusíveis nem de seccionadores monoplares entre o disjuntor de entrada e o gerador, ou geradores. O acessante poderá instalar quaisquer outros relés e dispositivos de controle que queira, além dos exigidos pela CPFL, caso não interfiram na operação normal do sistema.

- No caso de paralelismo permanente, o acessante deverá instalar uma Unidade Terminal Remota (UTR) para atender as necessidades de supervisão e controle em tempo real, permitindo a realização de manobras de forma remota e automática a partir do centro de controle (Centro de Operação) da concessionária.

As UTRs são operadas remotamente pela concessionária. Dessa forma, para situações onde há necessidade de desligamento por um problema na rede, a própria concessionária pode fazê-lo. Com este equipamento também é possível obter as medições de potência ativa e reativa que a instalação do acessante consome em tempo real. É possível verificar, também, em quais momentos o gerador é utilizado e as suas potências.

É possível notar um aumento considerável de variáveis para o desenvolvimento do sistema de proteção. Todas as funções ANSI citadas anteriormente deverão estar coordenadas e seletivas com os equipamentos da CPFL. Isso significa que os ajustes dos equipamentos e as zonas de proteção deverão ser verificadas para a nova situação.

#### **4.1.2.2 Alterações no sistema de proteção da concessionária**

Segundo a referência [6], para a concessionária têm-se os seguintes requisitos e alterações no sistema de proteção:

- A corrente simétrica total de curto-circuito em qualquer ponto da rede de distribuição com todos os geradores do acessante em paralelo não poderá exceder os 10 kA.
- Excetuado o caso de acessante com paralelismo momentâneo, o disjuntor ou religador na saída da subestação da concessionária que supervisiona o circuito alimentador que constitui a rede de distribuição primária na qual se estabelece o paralelismo do acessante deverá ser dotado das seguintes funções de proteção adicionais:
  - Bloqueio do religamento automático se, quando o equipamento abrir, houver ainda tensão na rede proveniente do gerador particular;

Esse bloqueio faz-se necessário para evitar a perda de vidas humanas durante a ação de uma equipe de campo na rede. Pode ocorrer de não haver interligação dos locais da manutenção com a subestação (chaves abertas, disjuntor aberto entre outros), porém caso a geração distribuída forneça tensão à rede não haverá proteção nenhuma para os eletricitistas.

- Sobrecorrente sensível de terra (ANSI 51GS), em complemento às proteções de sobrecorrente de falta à terra (e, no caso da CPFL Piratininga, quando determinado por análise específica);
- Comando de abertura por relés que detectem faltas entre fases e entre fase e terra na linha de subtransmissão que alimenta a subestação da CPFL; a escolha do tipo de função de proteção (ANSI 21, distância, ou 67, sobrecorrente direcional, ou 59N, sobretensão de neutro) dependerá do nível de curto-circuito de contribuição da geração do acessante para o lado da linha de subtransmissão.
- Com relação à subestação da CPFL à qual se conecta o alimentador de distribuição primária que promoverá o paralelismo com o acessante, caso seu transformador seja protegido por fusíveis de potência, estes deverão ser necessariamente substituídos por um disjuntor ou religador tripolar, para não haver comprometimento dos esquemas de proteção e da segurança das instalações, inclusive da CPFL. A exceção a este requisito é para o caso de acessante com paralelismo momentâneo.

A figura 22 mostra a rede de distribuição primária com geração distribuída exportando energia para a rede. É possível ver que o trecho com a geração distribuída contribui para o fluxo de carga do sistema. Com isso, a corrente de carga da subestação reduziu de 208A para 164A enquanto que os outros 44A passaram a ser de responsabilidade do gerador.

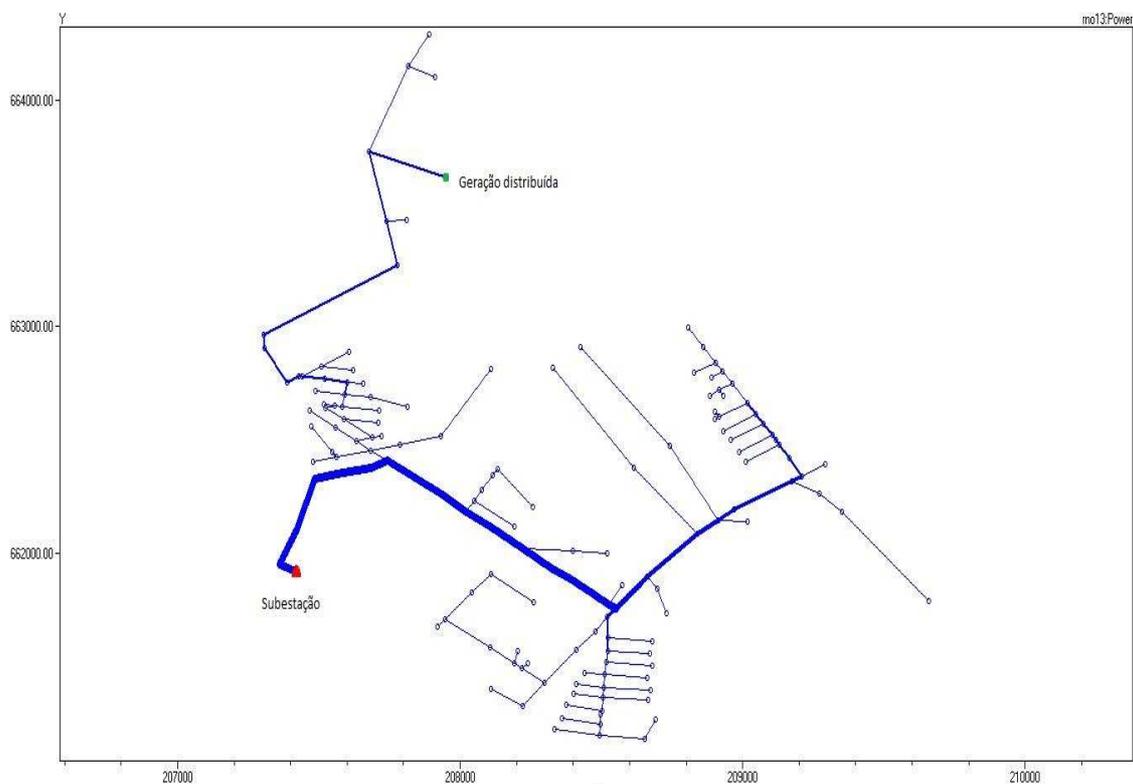


Figura 22: Rede de distribuição primária com geração distribuída exportando energia. .

Também houve, conforme previsto, um aumento na corrente de curto-circuito do sistema. Porém, como a distância entre as fontes do sistema é relativamente grande, o aumento foi da ordem de 20A a 36A a mais que no caso sem gerador. Isso pode ser explicado, também, pela potência deste último não ser tão alta em relação à potência disponível na simulação. Como é possível ver no anexo 1, a potência nominal do gerador é 940kVA.

Na tabela 8 mostra-se alguns valores de corrente de curto-circuito trifásico resultantes das simulações com e sem geração distribuída, bem como a diferença entre os valores.

Tabela 8: Valores de corrente de curto circuito trifásico para rede com e sem geração distribuída.

Barra	$I_{cc3f}$ sem GD (A)	$I_{cc3f}$ com GD (A)	Diferença (A)
113000	9931	9951	20
113001	9615	9635	20
113005	7124	7147	23
113006	7036	7059	23
113007	6624	6646	22
113079	6359	6380	21
113080	6544	6565	21
113081	6129	6148	19
113086	5520	5547	27
113014	5708	5738	30
113090	5481	5509	28
113088	5139	5165	26
113091	5451	5478	27
113017	5021	5051	30
113018	5168	5200	32
113019	5084	5115	31
113020	4812	4845	33
113021	4721	4754	33
113022	3981	4018	37
113160	3814	3850	36
113096	3724	3760	36
113023	3573	3609	36
113097	3372	3408	36

## 5 Conclusões

Foi possível verificar ao longo deste trabalho de conclusão de curso os impactos que a geração distribuída causa na filosofia de proteção da rede primária de distribuição de energia elétrica. Há a necessidade de acrescentar outras filosofias de proteção que não estão presentes no caso de redes radiais como proteção direcional, sincronismo entre outras já especificadas nas normas vigentes até o momento. As alterações indicadas são necessárias por diversos fatores como:

- Aumento dos níveis de curto circuito
- Possível alteração do sentido da corrente de curto-circuito
- Segurança para as instalações (concessionária e autoprodutor) e para as pessoas.

O aumento da corrente de curto-circuito depende, evidentemente, da impedância equivalente vista das fontes do sistema até o ponto de falta. Dessa forma, quanto mais longe for o ponto de falta da subestação menor serão as correntes de curto circuito. Assim, o aumento esperado nestes níveis de corrente ocorrerá apenas em pontos entre a subestação e a geração distribuída. Vale ressaltar que, mesmo assim, as maiores contribuições virão da subestação uma vez que esta possui uma potência de curto-circuito maior.

Apesar da rede ser em anel não há, para este caso, necessidade de adaptar sistemas de proteção de linhas de transmissão, dada a característica de sistema interligado. Proteções por relé de fio piloto, por exemplo, serve para casos onde não há uma boa seletividade entre disjuntores em série numa linha. No caso estudado, as proteções exigidas pelas referências [6] e [10] são o suficientes.

Através de simulações, verificou-se ainda que, na situação onde há exportação de energia, há um decréscimo significativo na corrente de carga demandada da subestação, o que ajuda a preservar as instalações da mesma e aumentar o tempo de vida útil dos condutores. Porém, num caso real, isso não ocorrerá, pois a geração distribuída não deve exportar energia pra rede. Isso é especificado em um acordo operativo entre a concessionária e o autoprodutor, responsabilizando este último por qualquer dano que venha a ocorrer na rede primária de distribuição.

Nos quesitos de projeto de sistema de proteção, os modernos relés digitais possuem todas as funções especificadas em normas para proteção da geração distribuída. Assim, para cada fabricante diferente haverá diferenças nos ajustes devidas às particularidades de cada equipamento. Como o foco deste trabalho não é utilizar um equipamento específico para proteger a rede, mas sim estudar as alterações nas filosofias de proteção, não foram estudados os

ajustes de cada função específica. Porém, é possível encontrar em *sites* de fabricantes memoriais descritivos e de cálculos modelos para auxiliar os engenheiros a desenvolverem seus projetos.

Por fim, conclui-se que as alterações necessárias são um acréscimo ao sistema de proteção original das redes primárias de distribuição de energia elétrica e devem ser verificadas e estudadas cuidadosamente durante suas especificações para projetos.



## 6 Apêndices

### Apêndice A Programa principal

```

Clear

new object=circuit.rno13

// Método de solução e parâmetros de convergência

set trapezoidal = true

set algorithm = Newton

set tolerance = 0.00001

set maxiterations = 100000

// Definindo a fonte - Subestação Ribeirão Noroeste

Edit Vsource.source basekv=138 pu=1.00 bus1=113 MVAsc1 = 1173.9
MVAsc3 = 1914.6

set voltagebases = "0.22 13.8 138"

// Transformador da Subestação

New Transformer.TR1 Phases = 3 Windings = 2 Buses = '113 113000'
Conns = [Delta Wye] kVs = [138 13.8] kVAs = [40000 40000] sub =
yes XHL=14.8

//Co-gerador

New Generator.CG Bus1 = 113097a kVA = 940 kV = 0.44 pf = 0.80
conn = delta model = 3 phases = 3 enabled=yes Xd = 223 Xdp =
20.3 Xdpp = 13

// Tranformador para interligar o co-gerador.

New Transformer.TRCG Phases = 3 Windings = 2 Buses = '113097a
113097' Conns = [Delta Wye] kVs = [0.44 13.8] kVAs = [940 940]
XHL = 1

```

```
// Definição dos parâmetros dos condutores utilizados no
alimentador (GED 3667 - Projeto de Rede de Distribuição -
Cálculo Elétrico)// Obs: os cabos 447, 336.4, 0/2 e 1/0 são
todos para rede com condutores nus // enquanto que o cabo E70 é
para rede compacta.
```

```
New Linecode.477 R1 = 0.1330 X1 = 0.3901 R0 = 0.6058 X0 = 1.5706
Units = km normamps = 485
```

```
New Linecode.336.4 R1= 0.1876 X1 = 0.4033 R0 = 0.6604 X0 =
2.5837 Units = km normamps = 395
```

```
New Linecode.70 R1= 0.5682 X1 = 0.3077 R0 = 1.2205 X0 = 1.6989
Units = km normamps = 266
```

```
New Linecode.1/0 R1= 0.5954 X1 = 0.4513 R0 = 1.0682 X0 = 1.6312
Units = km normamps = 184
```

```
New Linecode.0/2 R1= 0.9477 X1 = 0.4687 R0 = 1.4205 X0 = 1.6492
Units = km normamps = 138
```

```
New Linecode.S04 R1= 0.9341 X1 = 0.4904 R0 = 1.4034 X0 = 1.8338
Units = km normamps = 130
```

```
// Linhas de distribuição
```

```
Redirect linhasRNO13.dss
```

```
//Transformadores de distribuição
```

```
Redirect transformadores.dss
```

```
// Cargas nos transformadores
```

```
Redirect cargasn13.dss
```

```
// Comando para criar as coordenadas e poder utilizar o comando
plot
```

```
make bus list
```

```
// Coordenadas das barras

Buscoords coordenadas.dss

Set VoltageBases = [138 13.8, 0.22] ! Vetor de tensões de base.
Os resultados estão em P.U.

CalcVoltageBases ! Realiza fluxo de potência sem cargas para
estimar as tensões base

Solve
```

### **Apêndice B Rotina para cálculo de curto-circuito**

```
// Programa para calcular todos os curtos-circuitos nas barras
desejadas.
```

```
redirect RNO13.dss
```

```
New Fault.F3 phases = 3 Bus1 = 213108 r=0 // Falta trifásica
```

```
set loadmodel = a
```

```
solve
```

```
redirect RNO13.dss
```

```
New Fault.F2 phases = 2 Bus1 = 113024 r=0 // Falta fase-fase
```

```
set loadmodel = a
```

```
solve
```

```
redirect RNO13.dss
```

```
New Fault.F2min phases = 2 Bus1 = 113024 r=40 // Falta fase-fase
min
```

```
set loadmodel = a
```

44

solve

redirect RNO13.dss

New Fault.F1 phases = 1 Bus1 = 113097 r=0 // Falta fase-terra

set loadmodel = a

solve

redirect RNO13.dss

New Fault.Flmin phases = 1 Bus1 = 113132 r=40 // Falta fase-terra min

set loadmodel = a

solve

// Os resultados acima são os valores de curto circuito simétrico.

redirect RNO13.dss

Set mode = faultstudy

solve

show fault

### Apêndice C Rotina para definir as linhas

// Linhas troncos e ramais dos alimentadores

// New line.NOME_DA_LINHA	Barra_Inicial	Barra_Final	Condutor	Comprimento(km)
new line.line1	113000	113001	477	0.06641
new line.line2	113001	113002	477	0.17163
new line.line3	113002	113003	477	0.20162
new line.line4	113003	113073	477	0.07473
new line.line5	113073	113074	477	0.10284
new line.line6	113074	113075	477	0.10381
new line.line7	113075	113005	477	0.06684
new line.line8	113005	113006	477	0.0343
new line.line9	113006	113007	1/0	0.12529
new line.line10	113007	113079	1/0	0.08603
new line.line11	113007	113080	1/0	0.0256
new line.line12	113080	113081	1/0	0.13913
new line.line13	113006	113076	1/0	0.10624
new line.line14	113076	113077	70	0.14953
new line.line15	113077	113078	70	0.39647
new line.line16	113006	113008	1/0	0.0641
new line.line17	113008	113082	1/0	0.09463
new line.line18	113082	113083	1/0	0.11908
new line.line19	113008	113009	1/0	0.0585
new line.line20	113009	113084	1/0	0.03213
new line.line21	113009	113010	1/0	0.12863

new line.line22	113010	113085	1/0	0.12117
new line.line23	113010	113011	1/0	0.08023
new line.line24	113011	113012	1/0	0.03295
new line.line25	113012	113087	1/0	0.03897
new line.line26	113012	113013	1/0	0.02754
new line.line27	113013	113086	1/0	0.12968
new line.line28	113013	113014	1/0	0.05457
new line.line29	113014	113090	1/0	0.09118
new line.line30	113090	113088	1/0	0.14937
new line.line31	113014	113091	1/0	0.10397
new line.line32	113014	113015	1/0	0.05589
new line.line33	113015	113092	1/0	0.05794
new line.line34	113015	113093	1/0	0.08067
new line.line35	113093	113016	1/0	0.0791
new line.line36	113016	113017	1/0	0.08079
new line.line37	113017	113095	1/0	0.11486
new line.line38	113017	113094	1/0	0.11295
new line.line39	113016	113018	1/0	0.01196
new line.line40	113018	113019	70	0.05025
new line.line41	113019	113020	70	0.16952
new line.line42	113020	113021	70	0.06013
new line.line43	113021	113022	70	0.5637
new line.line44	113022	113160	336.4	0.19657
new line.line45	113160	113096	1/0	0.07049

new line.line46	113160	113023	336.4	0.31317
new line.line47	113023	113097	336.4	0.29633
new line.line48	113023	113024	S04	0.41693
new line.line49	113024	113098	S04	0.10629
new line.line50	113024	113099	S04	0.15598
new line.line51	113005	113025	477	0.24799
new line.line52	113025	113026	477	0.11376
new line.line53	113026	113027	0/2	0.05766
new line.line54	113027	113100	0/2	0.1827
new line.line55	113027	113101	0/2	0.05441
new line.line56	113101	113102	0/2	0.07443
new line.line57	113102	113028	0/2	0.03362
new line.line58	113028	113103	0/2	0.2142
new line.line59	113026	113104	477	0.10491
new line.line60	113104	113029	477	0.15136
new line.line61	113029	113105	0/2	0.17765
new line.line62	113105	113106	0/2	0.13233
new line.line63	113029	113161	477	0.15142
new line.line64	113161	113107	477	0.05476
new line.line65	113107	113108	477	0.11245
new line.line66	113108	113030	477	0.07307
new line.line67	113030	113109	0/2	0.09573
new line.line68	113030	113031	477	0.03313
new line.line69	113031	113162	477	0.0489

new line.line70	113162	113032	1/0	0.08999
new line.line71	113032	113118	0/2	0.15536
new line.line72	113032	113033	1/0	0.05787
new line.line73	113033	113119	0/2	0.15087
new line.line74	113033	113034	1/0	0.04919
new line.line75	113034	113120	0/2	0.16272
new line.line76	113034	113035	1/0	0.05575
new line.line77	113035	113122	0/2	0.0711
new line.line78	113035	113121	0/2	0.14984
new line.line79	113035	113036	1/0	0.0556
new line.line80	113036	113123	0/2	0.09918
new line.line81	113036	113124	0/2	0.16662
new line.line82	113036	113037	1/0	0.04798
new line.line83	113037	113126	0/2	0.10521
new line.line84	113037	113125	0/2	0.16017
new line.line85	113037	113038	1/0	0.05494
new line.line86	113038	113127	0/2	0.1284
new line.line87	113038	113128	1/0	0.02035
new line.line88	113128	113039	1/0	0.0391
new line.line89	113039	113129	0/2	0.13653
new line.line90	113039	113040	1/0	0.05168
new line.line91	113040	113130	0/2	0.16192
new line.line92	113040	113131	0/2	0.15998
new line.line93	113131	113132	0/2	0.1156

new line.line94	113162	113110	477	0.07472
new line.line95	113110	113111	477	0.10386
new line.line96	113111	113042	477	0.18321
new line.line97	113042	113043	477	0.12813
new line.line98	113043	113117	70	0.13683
new line.line99	113042	113046	0/2	0.10383
new line.line100	113046	113163	0/2	0.0292
new line.line101	113046	113047	0/2	0.03394
new line.line102	113047	113112	0/2	0.05657
new line.line103	113047	113113	0/2	0.11024
new line.line104	113113	113048	0/2	0.20009
new line.line105	113048	113114	0/2	0.04253
new line.line106	113048	113115	0/2	0.15041
new line.line107	113115	113049	0/2	0.10751
new line.line108	113049	113116	0/2	0.19471
new line.line109	113031	113133	477	0.14452
new line.line110	113133	113051	477	0.03877
new line.line111	113051	113134	0/2	0.06753
new line.line112	113134	113135	0/2	0.10903
new line.line113	113051	113053	477	0.26629
new line.line114	113053	113136	70	0.37241
new line.line115	113136	113137	70	0.52222
new line.line116	113053	113054	477	0.09649
new line.line117	113054	113138	1/0	0.19537

new line.line119113054	113139	70	0.37046
new line.line120113139	113140	70	0.53602
new line.line121113054	113141	477	0.07396
new line.line122113141	113058	477	0.23901
new line.line123113058	113142	0/2	0.11445
new line.line124113142	113143	0/2	0.10996
new line.line125113143	113144	0/2	0.50200
new line.line126113058	113060	477	0.04241
new line.line127113060	113145	477	0.0982
new line.line128113060	113146	0/2	0.08984
new line.line129113146	113061	0/2	0.07191
new line.line130113061	113147	1/0	0.14006
new line.line131113061	113149	0/2	0.02565
new line.line132113149	113062	0/2	0.02168
new line.line133113062	113148	1/0	0.14079
new line.line134113062	113063	0/2	0.06019
new line.line135113063	113150	1/0	0.13792
new line.line136113063	113064	0/2	0.04897
new line.line137113064	113151	1/0	0.13643
new line.line138113064	113065	0/2	0.05847
new line.line139113065	113066	0/2	0.11901
new line.line140113066	113152	0/2	0.01785
new line.line141113066	113153	0/2	0.02675
new line.line142113065	113067	0/2	0.10142

```

new line.line143113067      113068      0/2      0.0553
new line.line144113068      113154      0/2      0.0315
new line.line145113068      113155      0/2      0.04253
new line.line146113067      113069      0/2      0.06263
new line.line147113069      113156      1/0      0.04846
new line.line148113069      113070      0/2      0.04508
new line.line149113070      113157      1/0      0.09005
new line.line150113070      113158      0/2      0.0832
new line.line151113158      113159      0/2      0.10102

```

#### **Apêndice D Rotina para definir os transformadores de distribuição**

// Cargas dos transformadores de distribuição

// New Transformer.Nome\_do\_trafo Número\_de\_fases Buses = [Barra\_inicial  
Barra\_final] Conns = [Conexão\_do\_primário Conexão\_do\_secundário] kVs =  
[Tensão\_primária Tensão\_secundária] kVAs = [Potência\_primária Potência\_secundária] XHL =  
reatância do trafo no lado de alta.

```

New transformer.trafo1      phases=3      Buses = [113073 s113073]
      Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22] kVAs = [45 45]
      XHL = 3.6
New transformer.trafo2      phases=3      Buses = [113074 s113074]
      Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22] kVAs = [45 45]
      XHL = 3.6
New transformer.trafo3      phases=3      Buses = [113075 s113075]
      Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22] kVAs = [45 45]
      XHL = 3.35
New transformer.trafo4      phases=3      Buses = [113076 s113076]
      Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22] kVAs = [30 30]
      XHL = 3.35

```

```
New transformer.trafo5    phases=3    Buses = [113077 s113077]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [112,5
112,5]    XHL = 3.52

New transformer.trafo6    phases=3    Buses = [113078 s113078]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo7    phases=3    Buses = [113079 s113079]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo8    phases=3    Buses = [113080 s113080]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [88 88]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo9    phases=3    Buses = [113081 s113081]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo10   phases=3    Buses = [113082 s113082]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo11   phases=3    Buses = [113083 s113083]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo12   phases=3    Buses = [113084 s113084]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo13   phases=3    Buses = [113085 s113085]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo14   phases=3    Buses = [113086 s113086]
    Conns = [Delta Wye] kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6
```

```
New transformer.trafo15    phases=3    Buses = [113087 s113087]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo16    phases=3    Buses = [113088 s113088]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo18    phases=3    Buses = [113090 s113090]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo19    phases=3    Buses = [113091 s113091]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo20    phases=3    Buses = [113092 s113092]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo21    phases=3    Buses = [113093 s113093]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo22    phases=3    Buses = [113094 s113094]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo23    phases=3    Buses = [113095 s113095]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo24    phases=3    Buses = [113096 s113096]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.52

New transformer.trafo26    phases=3    Buses = [113098 s113098]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [15 15]
    XHL = 3.6
```

```
New transformer.trafo27    phases=3    Buses = [113099 s113099]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo28    phases=3    Buses = [113100 s113100]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo29    phases=3    Buses = [113101 s113101]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo30    phases=3    Buses = [113102 s113102]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo31    phases=3    Buses = [113103 s113103]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo32    phases=3    Buses = [113104 s113104]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo33    phases=3    Buses = [113105 s113105]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo34    phases=3    Buses = [113106 s113106]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo35    phases=3    Buses = [113107 s113107]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo36    phases=3    Buses = [113108 s113108]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6
```

```
New transformer.trafo37    phases=3    Buses = [113109 s113109]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo38    phases=3    Buses = [113110 s113110]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo39    phases=3    Buses = [113111 s113111]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo40    phases=3    Buses = [113112 s113112]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo41    phases=3    Buses = [113113 s113113]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo42    phases=3    Buses = [113114 s113114]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo43    phases=3    Buses = [113115 s113115]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo44    phases=3    Buses = [113116 s113116]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo45    phases=3    Buses = [113117 s113117]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo46    phases=3    Buses = [113118 s113118]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6
```

```
New transformer.trafo47    phases=3    Buses = [113119  s113119]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo48    phases=3    Buses = [113120  s113120]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo49    phases=3    Buses = [113121  s113121]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo50    phases=3    Buses = [113122  s113122]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo51    phases=3    Buses = [113123  s113123]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo52    phases=3    Buses = [113124  s113124]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo53    phases=3    Buses = [113125  s113125]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo54    phases=3    Buses = [113126  s113126]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo55    phases=3    Buses = [113127  s113127]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo56    phases=3    Buses = [113128  s113128]
    Conns = [Delta Wye]  kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6
```

```
New transformer.trafo57    phases=3    Buses = [113129 s113129]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo58    phases=3    Buses = [113130 s113130]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo59    phases=3    Buses = [113131 s113131]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo60    phases=3    Buses = [113132 s113132]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo61    phases=3    Buses = [113133 s113133]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo62    phases=3    Buses = [113134 s113134]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo63    phases=3    Buses = [113135 s113135]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo64    phases=3    Buses = [113136 s113136]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo65    phases=3    Buses = [113137 s113137]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo66    phases=3    Buses = [113138 s113138]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [225 225]
    XHL = 3.59
```

```
New transformer.trafo67    phases=3    Buses = [113139 s113139]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo68    phases=3    Buses = [113140 s113140]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo69    phases=3    Buses = [113141 s113141]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [30 30]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo70    phases=3    Buses = [113142 s113142]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [112,5
112,5]    XHL = 3.6

New transformer.trafo71    phases=3    Buses = [113143 s113143]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo72    phases=3    Buses = [113144 s113144]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo73    phases=3    Buses = [113145 s113145]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo74    phases=3    Buses = [113146 s113146]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo75    phases=3    Buses = [113147 s113147]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6

New transformer.trafo76    phases=3    Buses = [113148 s113148]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [45 45]
    XHL = 3.6
```



```
New transformer.trafo87    phases=3    Buses = [113159 s113159]
    Conns = [Delta Wye]    kVs = [ 13.8 0.22]    kVAs = [75 75]
    XHL = 3.6
```

### **Apêndice E Rotina para definir as demandas nos transformadores de distribuição**

// Cargas dos transformadores de distribuição

// New Load.Nome\_da\_carga Bus1 = Barra onde está conectada phases = Número\_de\_fases  
 kV = Tensão de alimentação kVAs = Potência pf = fator de potência model = modelo  
 de carga para simulação.

```
New Load.LOAD1 bus1 = s113073 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45
    pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD2 bus1 = s113074 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45
    pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD3 bus1 = s113075 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45
    pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD4 bus1 = s113076 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30
    pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD5 bus1 = s113077 phases = 3 kV = 0.22 kVA =
112.5 pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD6 bus1 = s113078 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30
    pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD7 bus1 = s113079 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45
    pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD8 bus1 = s113080 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 88
    pf = 0.92 model=1
```

New Load.LOAD9 bus1 = s113081 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD10 bus1 = s113082 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD11 bus1 = s113083 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD12 bus1 = s113084 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD13 bus1 = s113085 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD14 bus1 = s113086 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD15 bus1 = s113087 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD16 bus1 = s113088 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD18 bus1 = s113090 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD19 bus1 = s113091 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD20 bus1 = s113092 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD21 bus1 = s113093 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD22 bus1 = s113094 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD23 bus1 = s113095 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD24 bus1 = s113096 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD26 bus1 = s113098 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 15  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD27 bus1 = s113099 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD28 bus1 = s113100 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD29 bus1 = s113101 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD30 bus1 = s113102 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD31 bus1 = s113103 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD32 bus1 = s113104 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD33 bus1 = s113105 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD34 bus1 = s113106 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD35 bus1 = s113107 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD36 bus1 = s113108 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD37 bus1 = s113109 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD38 bus1 = s113110 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD39 bus1 = s113111 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD40 bus1 = s113112 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD41 bus1 = s113113 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD42 bus1 = s113114 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD43 bus1 = s113115 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD44 bus1 = s113116 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD45 bus1 = s113117 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD46 bus1 = s113118 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD47 bus1 = s113119 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD48 bus1 = s113120 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD49 bus1 = s113121 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD50 bus1 = s113122 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD51 bus1 = s113123 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD52 bus1 = s113124 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD53 bus1 = s113125 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD54 bus1 = s113126 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD55 bus1 = s113127 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD56 bus1 = s113128 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD57 bus1 = s113129 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD58 bus1 = s113130 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD59 bus1 = s113131 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD60 bus1 = s113132 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD61 bus1 = s113133 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD62 bus1 = s113134 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD63 bus1 = s113135 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD64 bus1 = s113136 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD65 bus1 = s113137 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD66 bus1 = s113138 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 225  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD67 bus1 = s113139 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD68 bus1 = s113140 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD69 bus1 = s113141 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 30  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD70 bus1 = s113142 phases = 3 kV = 0.22 kVA =  
112.5 pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD71 bus1 = s113143 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD72 bus1 = s113144 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD73 bus1 = s113145 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD74 bus1 = s113146 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD75 bus1 = s113147 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD76 bus1 = s113148 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD77 bus1 = s113149 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD78 bus1 = s113150 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD79 bus1 = s113151 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD80 bus1 = s113152 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD81 bus1 = s113153 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 225  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD82 bus1 = s113154 phases = 3 kV = 0.22 kVA =  
112.5 pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD83 bus1 = s113155 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD84 bus1 = s113156 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD85 bus1 = s113157 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 45  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD86 bus1 = s113158 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

New Load.LOAD87 bus1 = s113159 phases = 3 kV = 0.22 kVA = 75  
pf = 0.92 model=1

## 7 Referências bibliográficas

- [1] **“Atlas de energia elétrica do Brasil”** / Agência Nacional de Energia Elétrica, 3ª ed – Brasília: ANEEL, 2008.
- [2] KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B. de, ROBBA, E. J. **“Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”**, Editora EDGARD BLÜCHER, 2005.
- [3] Koehler, M. **“Impactos no sistema de proteção da rede de distribuição com a ligação de Pequenas Centrais Hidrelétricas”**. Dissertação (mestrado em engenharia elétrica – EP), Universidade de São Paulo, 2006.
- [4] DUGAN, R. C. **“Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)”**. Electric Power Research Institute, Revision 7, December 2009.
- [5] Cunha, L. S. **“Estudo do comportamento de um sistema de distribuição de energia elétrica na presença de geração distribuída via OpenDSS”**. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de São Paulo, 2010.
- [6] CPFL – **“Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente”** – Norma técnica GED 2912.
- [7] Stevenson, W. D. **“Elementos de análise de sistemas de potência”**, 2ª ed brasileira. Ed McGraw-Hill, 1974.
- [8] Fujio Sato – **“Apostila de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica”**. UNICAMP, 2005.
- [9] CPFL – **“Rede Primária Compacta 15kV e 25kV – Transformador Montagem”** – Norma técnica GED 11846.
- [10] CPFL – **“Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL”** – Norma técnica GED 33.
- [11] Arritt, R. F., Dugan, R. C. **“Distributed generation interconnection transformer and grounding selection”**. IEEE, 2008.