

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**LUCAS LEITÃO WORTMANN**

**PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS  
CONTRA SOBRECORRENTES**

Porto Alegre

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS CONTRA  
SOBRECORRENTES**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Flávio Antônio Becon Lemos

Porto Alegre

2016

### CIP - Catalogação na Publicação

Wortmann, Lucas

Proteção de sistemas elétricos industriais contra  
sobrecorrentes / Lucas Wortmann. -- 2016.  
109 f.

Orientador: Flávio Antônio Becon.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de  
Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto  
Alegre, BR-RS, 2016.

1. Coordenação e Seletividade . 2. Proteção de  
Sistemas Elétricos Industriais. 3. Correntes de  
Curto-Circuito. 4. Ajustes das Proteções contra  
Sobrecorrentes. I. Becon, Flávio Antônio, orient. II.  
Título.

**LUCAS LEITÃO WORTMANN**

**PROTEÇÃO DE SISTEMAS INDUSTRIAIS CONTRA  
SOBRECORRENTES**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

---

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos  
**ORIENTADOR**

---

Prof. Dr. Ály Flores Ferreira Filho  
**Chefe do DELET**

Aprovado em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA**

---

Flávio Antônio Becon Lemos (Prof. Dr.) – Universidade Federal do Rio Grande do sul

---

Gládis Bordin (Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup>) – Universidade Federal do Rio Grande do sul

---

Romano Zanchi (Eng<sup>o</sup>.) – Power Service

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais e meus irmãos, pela compreensão, dedicação e estímulo.

Aos colegas de faculdade, pela colaboração nas tarefas desenvolvidas e companheirismo durante o curso.

À empresa Power Service, pela oportunidade de estágio e auxílio na elaboração deste trabalho.

Ao meu orientador Flávio Becon Lemos, pelo suporte.

Aos meus amigos, pelos momentos de descontração.

À minha namorada, Rafaela, pelo amor e pelo incentivo incondicional.

## RESUMO

Foi realizado, no presente trabalho, um estudo de proteção em um típico sistema elétrico industrial de média tensão contra sobrecorrentes com o objetivo de garantir a seletividade e a coordenação entre os dispositivos de proteção. Para isso, o trabalho foi dividido em quatro partes. Inicialmente, foram apresentados os conceitos de um estudo de proteção e o método das Componentes Simétricas para os cálculos dos diferentes tipos de curtos-circuitos. Em seguida, foram abordados os principais equipamentos responsáveis pela proteção, caracterizando suas curvas de atuação e aplicação. Na terceira parte, foram analisados os critérios de proteção, isto é, as características peculiares de cada equipamento que deve ser respeitada para evitar desligamentos indevidos e danos ao mesmo. Por fim, foi realizado um estudo de caso em um sistema industrial, aplicando os conceitos e critérios discutidos nos capítulos pretéritos através do programa ETAP, onde foi possível visualizar graficamente as curvas de atuação das proteções e avaliar os ajustes realizados. Os resultados mostram que, mesmo com equipamentos com limitações em suas faixas de ajuste, é possível garantir a coordenação e a seletividade na maioria dos casos.

**Palavras chave: proteção, curto-circuito, seletividade, coordenação, Componentes Simétricas, ETAP.**

## **ABSTRACT**

The current work was done in a study of a typical industrial electrical medium voltage system's protection against overcurrent aimed at guaranteeing selectivity and coordination between protection devices. In order to achieve that, the work was divided in four parts. Initially, the concepts of a study on protection and the method of Symmetrical Components for the calculation of different types of short-circuits were presented. Secondly, the main equipment responsible for protection was discussed, characterizing usage and application curves. Then, protection criteria were analyzed, that is, peculiar characteristics of each piece of equipment which must be respected in order to avoid unwanted shutdowns and damage. Finally, a case study was carried out in an industrial system, applying concepts and criteria discussed in previous chapters through ETAP program, where it was possible to graphically visualize usage curves of protections and to evaluate the settings used. Results show that, even when equipment was limited in their settings tiers, it was possible to guarantee coordination and selectivity in most cases.

**Keywords: protection, short circuit, selectivity, coordination, Symmetrical Components, ETAP.**

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Zonas de Proteção .....	18
Figura 2 - Corrente de curto-circuito (a) simétrico e (b) assimétrico .....	20
Figura 3 - Transitório das correntes de curto-circuito .....	20
Figura 4 - Momento da Ocorrência da Falta .....	21
Figura 5 - Diagrama de Sequência Positiva .....	23
Figura 6 - Diagrama de Sequência Negativa .....	24
Figura 7 - Diagrama de Sequência Zero.....	24
Figura 8 - Gerador Síncrono .....	27
Figura 9 - Circuito de Sequência Positiva .....	29
Figura 10 - Circuito de Sequência Negativa.....	29
Figura 11 - Circuito de Sequência Zero.....	30
Figura 12 - Tensões e Correntes no Local do Defeito.....	31
Figura 13 - Corrente Verdadeira de Falta.....	32
Figura 14 - Curto-Circuito Trifásico .....	32
Figura 15 - Circuitos de Sequência para Faltas Trifásicas .....	33
Figura 16 - Curto-Circuito Monofásico à Terra .....	34
Figura 17 - Circuito de Sequência para Faltas Monofásicas à Terra.....	35
Figura 18 - Curto-Circuito Bifásico.....	36
Figura 19 - Circuito de Sequência para Faltas Bifásicas .....	36
Figura 20 - Diagrama Fasorial para Curto-Circuito Bifásico .....	38
Figura 21 - Curto-Circuito Bifásico à Terra .....	39
Figura 22 - Curto-Circuito Bifásico à Terra .....	39
Figura 23 - Valores Típicos de X/R em função da Potência do Transformador .....	42
Figura 24 - Impedância de Sequência Zero para Transformadores de Núcleo Envolvido de Dois Enrolamentos .....	43
Figura 25 - Curvas Características de Fusíveis.....	46
Figura 26 - Curva Típica de um Disjuntor Termomagnético .....	48
Figura 27 - Curva Típica de um Disjuntor com Disparador Eletrônico .....	49
Figura 28 - Curva Típica de um Relé Digital de Sobrecorrente .....	53
Figura 29 - Curva Térmica e Ampacidade de Cabos.....	56
Figura 30 - Curva Transformador Categoria II .....	58



Figura 31 - Curva Motor de Indução .....	61
Figura 32 - Conexão Residual para Proteção de Terra.....	63
Figura 33 - Subestação SE Cubículo de Entrada.....	65
Figura 34 – Subestações SE 01 e SE 02 .....	66
Figura 35 - Impedância de Sequência dos Cabos .....	67
Figura 36 - Impedância dos Transformadores .....	68
Figura 37 - Impedância dos Motores de Indução .....	68
Figura 38 - Dados de Curto-Circuito da Concessionária.....	69
Figura 39 - Correntes de Curto-Circuito Trifásicas e Monofásicas à Terra em 1/2 ciclo .....	70
Figura 40 - Correntes de Curto-Circuito Trifásico e Monofásico à Terra em 30 ciclos.....	71
Figura 41 - Proteção de Fase Relé SE 01 - R. 1.1 e Disjuntor QGBT 1.1.....	74
Figura 42 - Proteção de Fase Relé SE 01 - R. 1.2 e Disjuntor QGBT 1.2.....	76
Figura 43 - Proteção de Fase Relé SE 02 - R. 2.1 e Disjuntor QGBT 2.1.....	78
Figura 44 - Proteção de Fase Relé SE 02 - R. 2.2 e Disjuntor QGBT 2.2.....	80
Figura 45 - Proteção de Fase Relé Geral SE 01 .....	82
Figura 46 - Proteção de Fase Relé Geral SE 02 .....	84
Figura 47 - Proteção de Fase Fusível TR Único e Disjuntor Geral BT. TR. Único.....	85
Figura 48 - Proteção de Fase Relé Geral SE Cub. Entrada .....	87
Figura 49 - Proteção de Neutro Relés SE 01 - R 1.1, SE 01 - R 1.2 e Geral SE 01 .....	89
Figura 50 - Proteção de Neutro Relés SE 02 - R 2.1, SE 02 - R 2.2 e Geral SE 02.....	91
Figura 51 - Proteção de Neutro Relé Geral SE Cub. Entrada.....	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Correspondência do Gerador Síncrono e o Sistema Elétrico.....	29
Tabela 2 - Relação X/R para Motores de Indução.....	44
Tabela 3 - Classificação Transformadores Imersos em Óleo Mineral Isolante.....	57
Tabela 4 - Dados da Curva ANSI.....	59
Tabela 5 - Intervalos de Coordenação .....	64

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IEEE	<i>Institute of Eletrical and Eletronics Engineers</i>
IEC	<i>International Eletrotechnical Commission</i>
SE	Subestação
TC	Transformador de Corrente
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
PIB	Produto Interno Bruto
ETAP	<i>Eletrical Transient and Analysis Software</i>
DC	<i>Direct Current</i>
AC	<i>Alternating Current</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
PU	Por Unidade
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
TR	Transformador
RTC	Relação de Transformação de Corrente

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1.	MOTIVAÇÃO .....	14
1.2.	OBETIVO.....	15
1.3.	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	15
<b>2.</b>	<b>ESTUDO DE PROTEÇÃO .....</b>	<b>17</b>
2.1.	DEFINIÇÕES .....	17
<b>2.1.1.</b>	<b>SOBRECARGAS.....</b>	<b>18</b>
<b>2.1.2.</b>	<b>CURTOS-CIRCUITOS .....</b>	<b>19</b>
2.2.	SIMETRIA DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....	20
2.3.	COMPONENTES SIMÉTRICAS .....	23
<b>2.3.1.</b>	<b>SEQUÊNCIA POSITIVA .....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.2.</b>	<b>SEQUÊNCIA NEGATIVA .....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.3.</b>	<b>SEQUÊNCIA ZERO.....</b>	<b>24</b>
<b>2.3.4.</b>	<b>DESENVOLVIMENTO ANALÍTICO .....</b>	<b>24</b>
<b>2.3.5.</b>	<b>ANÁLISE DAS CORRENTES DE SEQUÊNCIA ZERO.....</b>	<b>26</b>
2.4.	CIRCUITOS DE SEQUÊNCIA .....	26
2.5.	CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....	30
<b>2.5.1.</b>	<b>NORMATIVAS PARA CÁLCULOS DE CURTO-CIRCUITO.....</b>	<b>30</b>
<b>2.5.2.</b>	<b>CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO .....</b>	<b>32</b>
<b>2.5.3.</b>	<b>CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO À TERRA.....</b>	<b>34</b>
<b>2.5.4.</b>	<b>CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO.....</b>	<b>35</b>
<b>2.5.5.</b>	<b>CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO À TERRA.....</b>	<b>38</b>
2.6.	IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA .....	41
<b>2.6.1.</b>	<b>CABOS.....</b>	<b>41</b>
<b>2.6.2.</b>	<b>TRANSFORMADORES .....</b>	<b>41</b>
<b>2.6.3.</b>	<b>MOTORES DE INDUÇÃO.....</b>	<b>44</b>
<b>3.</b>	<b>EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO .....</b>	<b>46</b>
3.1.	FUSÍVEIS.....	46
3.2.	DISJUNTORES DE BAIXA TENSÃO.....	47
3.3.	TRANSFORMADORES DE CORRENTE.....	50
3.4.	RELÉS DE PROTEÇÃO .....	51
<b>3.4.1.</b>	<b>RELÉS DE SOBRECORRENTE (50/51 E 50N/51N).....</b>	<b>52</b>
<b>4.</b>	<b>CRITÉRIOS DE PROTEÇÃO .....</b>	<b>55</b>

4.1.	CABOS .....	55
4.2.	TRANSFORMADORES .....	56
4.3.	MOTORES DE INDUÇÃO .....	60
4.4.	TRANSFORMADORES DE CORRENTE .....	61
4.5.	PROTEÇÃO DE TERRA .....	62
4.6.	COORDENAÇÃO .....	63
<b>5.</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>65</b>
5.1.	APRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO .....	65
5.2.	DADOS PARA O ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO .....	67
<b>5.2.1.</b>	<b>IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA DOS EQUIPAMENTOS .....</b>	<b>67</b>
<b>5.2.2.</b>	<b>DADOS DA CONCESSIONÁRIA .....</b>	<b>68</b>
5.3.	CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO .....	69
5.4.	AJUSTES DE PROTEÇÕES DE FASE .....	72
<b>5.4.1.</b>	<b>MOTOR MTR1 E TRANSFORMADOR 1.1 .....</b>	<b>72</b>
<b>5.4.2.</b>	<b>TRANSFORMADOR TR 1.2 .....</b>	<b>75</b>
<b>5.4.3.</b>	<b>MOTOR MTR4 E TRANSFORMADOR TR 2.1 .....</b>	<b>77</b>
<b>5.4.4.</b>	<b>TRANSFORMADOR TR 2.2 .....</b>	<b>79</b>
<b>5.4.5.</b>	<b>RELÉ GERAL SE 01 .....</b>	<b>81</b>
<b>5.4.6.</b>	<b>RELÉ GERAL SE 02 .....</b>	<b>83</b>
<b>5.4.7.</b>	<b>TRANSFORMADOR TR ÚNICO .....</b>	<b>85</b>
<b>5.4.8.</b>	<b>RELÉ GERAL SE CUBÍCULO DE ENTRADA .....</b>	<b>86</b>
5.5.	AJUSTES DE PROTEÇÃO DE NEUTRO .....	88
<b>5.5.1.</b>	<b>RELÉS SE 01 – R. 1.1, SE 01 – R. 1.2 E GERAL SE 01 .....</b>	<b>88</b>
<b>5.5.2.</b>	<b>RELÉS SE 02 – R. 2.1, SE 02 – R. 2.2 E GERAL SE 02 .....</b>	<b>90</b>
<b>5.5.3.</b>	<b>RELÉ GERAL SE CUBÍCULO DE ENTRADA .....</b>	<b>92</b>
5.6.	ANÁLISE DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE .....	93
<b>6.</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>95</b>
<b>7.</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>97</b>
	<b>ANEXO A – TABELA ANSI .....</b>	<b>98</b>
	<b>APÊNDICE A – DADOS DO DOS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO ...</b>	<b>101</b>
	<b>APÊNDICE B – AJUSTES DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO .....</b>	<b>103</b>
	<b>APÊNDICE C – CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO VIA COMPONENTES SIMÉTRICAS .....</b>	<b>104</b>

## 1. INTRODUÇÃO

As instalações industriais caracterizam-se por subestações de pequeno a médio porte, podendo ser conectadas diretamente às redes de distribuição ou até no próprio sistema de subtransmissão. Constituem sistemas de alta demanda de energia sendo basicamente formados por máquinas.

O setor industrial representa aproximadamente 35,1% do consumo de energia do Brasil e 25% do PIB nacional, sendo a utilização de energia elétrica seu maior custo na produção (O SETOR ELÉTRICO, 2014). Aliados aos custos de demanda de energia, outro problema recorrente nas industriais são as anormalidades no seu sistema elétrico. Tais eventos podem representar uma quantia significativa dependendo da magnitude, visto que, com o ritmo de produção das grandes industriais, a interrupção do processo influenciará diretamente no custo produto final e na competitividade das mesmas no mercado.

Portanto, estudo de proteção de sistemas elétricos industriais vem tornando-se cada vez mais frequente nos consumidores industriais. O contínuo crescimento do setor, aliado ao desenvolvimento de novas tecnologias de automação e controle, tornam-no uma importante e consistente ferramenta no controle de custos.

As anormalidades do sistema, citadas anteriormente, podem ser de origem externa ou interna às instalações industriais. O foco do trabalho será as interrupções internas, mais precisamente os diferentes níveis de sobrecorrentes existentes.

O objetivo principal do estudo de proteção de sistemas elétricos de potência é, na presença de faltas, garantir o isolamento da menor porção possível do circuito e no menor tempo possível, com o objetivo de preservar os equipamentos e evitar acidentes. Para isso, são necessários corretos dimensionamentos dos equipamentos e ajustes dos elementos de proteção.

### 1.1. MOTIVAÇÃO

As constantes ampliações nas fábricas, bem como alterações nas cargas instaladas, exigem do setor industrial uma constante revisão e atualização do sistema de proteção. Sensíveis alterações no circuito podem torná-lo vulnerável a anormalidades.

Por meio do estágio obrigatório realizado na empresa Power Service Manutenção Integrada Ltda., foi possível conhecer inúmeros equipamentos de proteção e avaliar o sistema

de proteção de grandes clientes industriais. Tal experiência permitiu-me vivenciar alguns casos em que o incorreto dimensionamento de equipamento e parametrização dos elementos de proteção causaram interrupções de longa duração com altos custos às mesmas.

## 1.2. OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo realizar um estudo sobre os dispositivos de proteção de uma planta industrial real, tendo como base uma empresa que atua no ramo de peças e acessórios para veículos automotivos. Serão analisados os dimensionamentos e os ajustes dos equipamentos existentes, não sendo o foco do trabalho projetar o sistema de proteção.

Os ajustes das proteções serão realizados de forma a garantir a coordenação e a seletividade entre os dispositivos de proteção e a integridade dos diferentes equipamentos do sistema elétrico. Ademais, o programa de simulação ETAP permitirá visualizar os coordenogramas a fim de avaliar o estudo de proteção realizado.

## 1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho terá como base 6 capítulos. Este capítulo introdutório tem como principal objetivo contextualizar o estudo de proteção de sistemas elétricos industriais contra sobrecorrente, mostrando a sua importância e os objetivos do trabalho.

O Capítulo 2 abordará a metodologia de cálculos de faltas do sistema elétrico através do método das Componentes Simétricas, além das principais propriedades de um estudo de proteção.

O Capítulo 3 apresentará os principais dispositivos de proteção, sendo cada um destes caracterizados pela sua faixa de ajuste, aplicação e curvas de atuação.

O Capítulo 4 examinará as principais características dos equipamentos protegidos, isto é, suas respectivas características mecânicas e térmicas que devem ser consideradas nos ajustes das proteções.

No Capítulo 5 será realizado um estudo de caso de uma planta industrial, tendo como principal objetivo exemplificar os aspectos teóricos desenvolvidos nos capítulos precedentes, realizando os cálculos de curtos-circuitos e ajustes das proteções contra sobrecorrentes e

apresentando o estudo de coordenação e seletividade das proteções com o auxílio de simulações.

O Capítulo 6 apresentará as conclusões do trabalho através dos resultados obtidos no estudo do sistema industrial em questão.



## 2. ESTUDO DE PROTEÇÃO

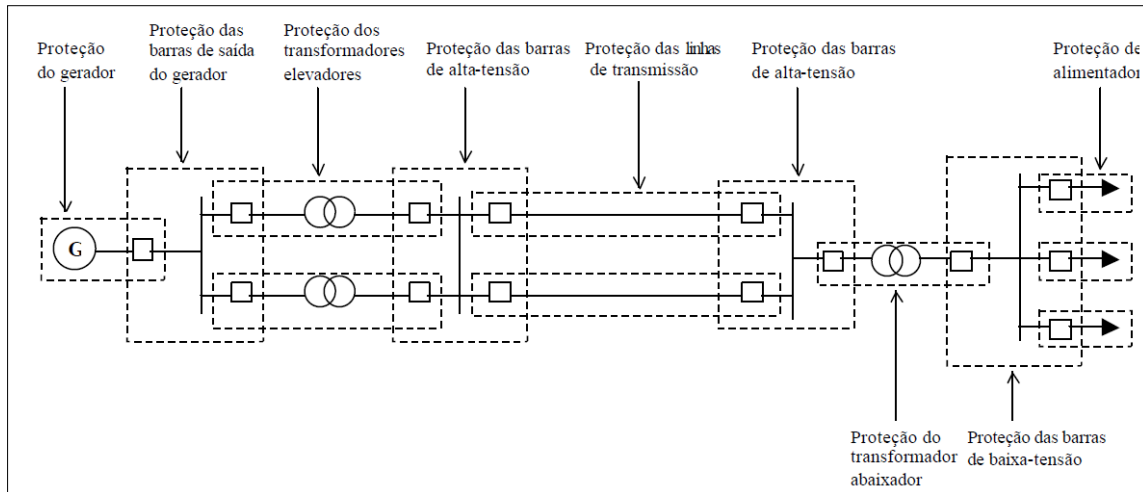
### 2.1. DEFINIÇÕES

Os sistemas elétricos estão constantemente sujeitos a falhas, sendo de suma importância assegurar que tais falhas sejam isoladas de forma a garantir a segurança das pessoas e a integridade dos equipamentos. Segundo Mamede Filho e Mamede (2013), as principais propriedades de um sistema de proteção são:

- Seletividade: Conceito de que apenas proteção mais próxima à falta seja acionada de forma a isolar somente a porção defeituosa do circuito.
- Coordenação: Garantia de que, apenas em caso de falha da proteção primária, haverá atuação da proteção de retaguarda.
- Velocidade: A atuação da proteção deve ocorrer o mais rápido possível com objetivo de reduzir ou mesmo eliminar as avarias do sistema.
- Sensibilidade: Consiste na capacidade do elemento de proteção de reconhecer com precisão a faixa e os valores indicados para a sua operação.
- Confiabilidade: Devem garantir que em situações de anormalidades do sistema irão atuar conforme parametrizados.

Os equipamentos do sistema elétrico devem ainda pertencer a pelo menos uma zona de proteção, isto é, a uma região vista por pelo menos um dispositivo de proteção. Sua localização definirá a abrangência da zona de atuação. Objetivando aumentar a confiabilidade do sistema de proteção na presença de distúrbios, é comum que haja sobreposição das zonas de proteção em pontos do sistema elétrico. A Figura 1 ilustra tal situação.

Figura 1 - Zonas de Proteção



Fonte: ALMEIDA, 2010

Definem-se, assim, basicamente três tipos de regiões de proteção (ALMEIDA, 2000):

- Proteção Primária: Na sua região de proteção, deverá atuar primeiro.
- Proteção Secundária ou de Retaguarda: Atuará em caso de falha da proteção primária.
- Proteção Auxiliar: Constituída por funções auxiliares de proteção, tais como sinalização, alarme e intertravamento.

As sobrecorrentes são os eventos mais comuns que ocorrem nos sistemas elétricos em geral, sendo responsáveis por submeterem os componentes elétricos aos maiores níveis de desgaste e comprometimento de sua vida útil (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013). São basicamente formadas por dois níveis: sobrecargas e curtos-circuitos.

### 2.1.1. Sobrecargas

A sobrecarga representa um excedente de corrente elétrica que flui pelos equipamentos além de sua capacidade nominal de operação. Se ocorrerem limitadas em seu módulo e tempo, não prejudicam os componentes elétricos do sistema (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013). Os equipamentos, em geral, são projetados para operar com percentuais de sobrecarga por tempos limitados. Além disso, existem sobrecargas que devem ser toleradas, pois são inerentes às instalações. É o caso, por exemplo, da energização de transformadores, em que a sua corrente de energização pode assumir valores muito acima de sua corrente nominal de operação por tempo limitado, não devendo haver a atuação de suas proteções.

Os principais equipamentos responsáveis pela proteção contra sobrecarga, em baixa e média tensão, são os relés térmicos, porém, os relés eletromecânicos e, atualmente, os relés digitais microprocessados, possuem funções específicas para tais eventos, sendo estes os mais utilizados atualmente na indústria. Além deles, disjuntores de baixa tensão e fusíveis também podem desempenhar esta função.

### **2.1.2. Curtos-circuitos**

A *IEC 60909* define o curto circuito como uma conexão condutora através de uma impedância ou resistência relativamente baixa, entre dois ou mais pontos de um circuito, que estão normalmente em potenciais elétricos diferentes (KASIKCI, 2003).

Entre as principais causas do curto-circuito estão o arco elétrico (perda da isolação dos equipamentos) devido à umidade e impurezas e aquecimento excessivo devido à alta intensidade da corrente elétrica. Além disso, causas naturais, como galhos de árvores e ventos, ou até falha humana realizando manobras de energização inadequadas, são bastante recorrentes. A alta intensidade da corrente elétrica submete os equipamentos da instalação a esforços térmicos e mecânicos de alta magnitude. Os mesmos devem ser dimensionados conforme os níveis de curto-curto da instalação, evitando, na ocorrência de falha, a sua degradação. Os curtos-circuitos podem ser:

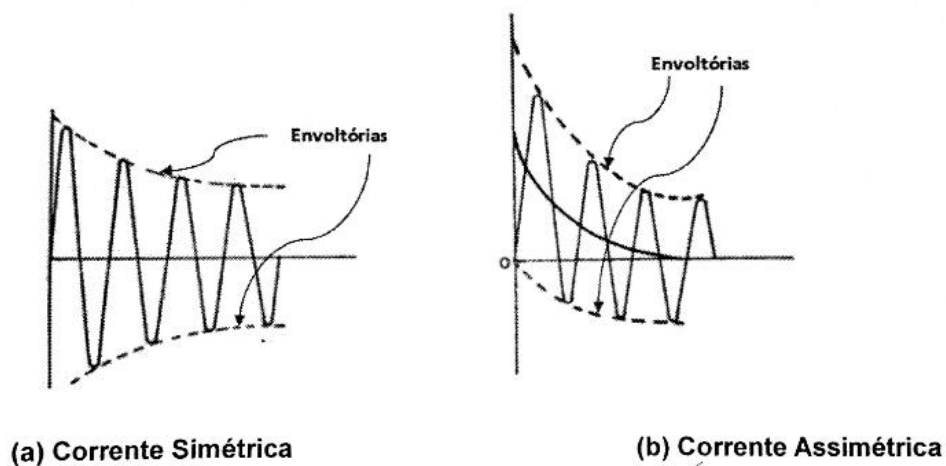
- Monofásicos (fase-terra);
- Bifásico (fase-fase);
- Bifásico à terra (fase-fase-terra);
- Trifásico (fase-fase-fase);

Os elementos de proteção, na presença de curto-circuito, devem ser capazes de isolar ou até eliminar tais falhas no menor tempo possível, visto que a alta intensidade da corrente elétrica pode trazer danos irreparáveis. Para tal, os equipamentos mais utilizados para desempenhar tal função são os relés de proteção através de sua função instantânea e de tempo definido. Assim como para sobrecargas, disjuntores e fusíveis são também amplamente utilizados para proteção contra curtos-circuitos, sendo estes aplicados a instalações de menor porte, em que o nível de confiabilidade exigido não é tão elevado.

## 2.2. SIMETRIA DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A corrente de curto-circuito é dita simétrica quando há simetria da sua envoltória em relação ao eixo das abscissas (eixo do tempo). A Figura 2 exemplifica tal conceito.

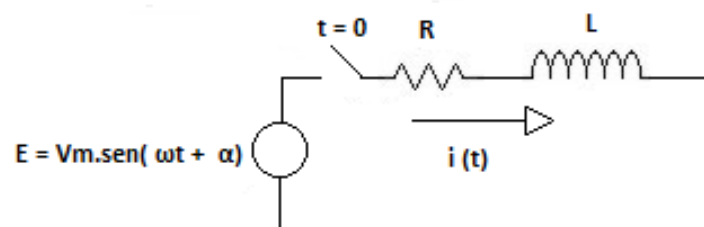
Figura 2 - Corrente de curto-circuito (a) simétrico e (b) assimétrico



Fonte: MARDEGAN, 2012

O transitório das correntes de curto-circuito pode ser analisado com base na solução do circuito equivalente da Figura 3.

Figura 3 - Transitório das correntes de curto-circuito



Fonte: O AUTOR, 2016

A resistência  $R$  e a indutância  $L$  na Figura 2 representam a impedância da fonte até o ponto de falta. Utilizando-se das Leis de Kirchoff, a equação que rege o circuito é dada por:

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

Cuja solução da equação é dada pela Equação 2:

$$i(t) = \frac{|V_m|}{|Z|} \left( \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - \text{sen}(\alpha - \theta) e^{-\frac{R}{L}t} \right) \quad (2)$$

em que  $|Z| = \sqrt{R^2 + \omega L^2}$  e  $\theta = \text{tg}^{-1}\left(\frac{\omega L}{R}\right)$ .

Analisando a Equação 2, nota-se a presença de uma componente periódica e outra que decai com uma constante de tempo  $R/L$ . A primeira é chamada de Componente AC, já a segunda é chamada de Componente DC, sendo esta última a responsável pela assimetria das correntes de curto-circuito. As Equações 3 e 4 definem as componentes AC e DC, respectivamente.

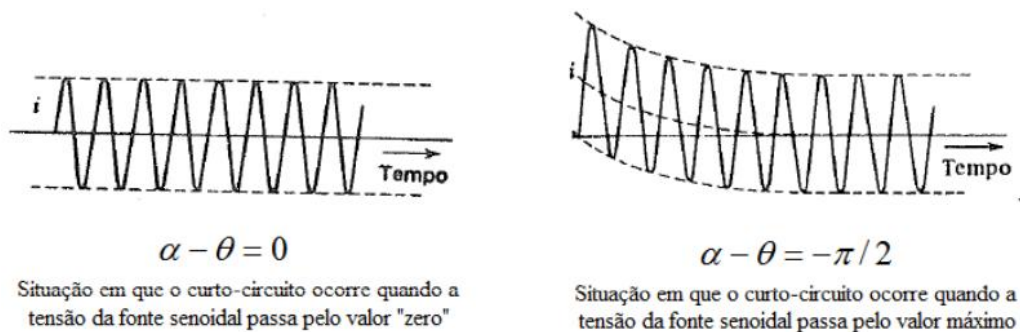
$$i_{AC}(t) = \frac{|V_m|}{|Z|} \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) = \sqrt{2} \frac{|V_{rms}|}{|Z|} \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) = \sqrt{2} I_{rms} \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) \quad (3)$$

$$i_{DC}(t) = \sqrt{2} I_{rms} \text{sen}(\alpha - \theta) e^{-\frac{R}{L}t} = \sqrt{2} I_{rms} \text{sen}(\alpha - \theta) e^{-\frac{2\pi f}{X}t} \quad (4)$$

sendo  $I = \sqrt{I_{AC}^2 + I_{DC}^2}$  a corrente eficaz total.

Supondo o chaveamento na situação  $\alpha - \theta = -\pi/2$ , isto é, no momento em que a tensão da fonte atinge seu valor máximo, conforme Figura 4, e utilizando-se da propriedade trigonométrica  $\text{sen}(a + b) = \text{sen}(a) \cos(b) - \text{sen}(b) \cos(a)$ , a Equação 2 torna-se:

Figura 4 - Momento da Ocorrência da Falta



$$i(t) = \sqrt{2} \frac{|V_{rms}|}{|Z|} \left( -\cos(\omega t) + e^{-\frac{R}{L}t} \right) \quad (5)$$

Portanto, as componentes AC e DC, nesta situação, são:

$$i_{AC}(t) = -\sqrt{2} \frac{|V_{rms}|}{|Z|} \cos(\omega t) \quad (6)$$

$$i_{DC}(t) = \sqrt{2} \frac{|V_{rms}|}{|Z|} e^{-\frac{R}{L}t} \quad (7)$$

A partir das Equações 6 e 7, pode-se chegar ao valor máximo eficaz da corrente de curto circuito.

$$I = \sqrt{I_{ACMAX}^2 + I_{DCMAX}^2} = \sqrt{I_{rms}^2 + \sqrt{2} I_{rms} e^{-\frac{R}{L}t}} = I_{rms} \sqrt{1 + 2 e^{-\frac{4\pi}{X}t_{ciclos}}} \quad (8)$$

$$F_{assim-rms} = \sqrt{1 + 2 e^{-\frac{4\pi}{X}t_{ciclos}}} \quad (9)$$

A Equação 9 define o fator de assimetria eficaz da corrente de curto-circuito. Nota-se que este depende do ângulo  $\alpha$  da tensão no momento da falta e da relação X/R equivalente no ponto da falta (MARDEGAN, 2012). Por motivos de simplificação nos cálculos, considera-se ainda ½ ciclo da rede para o cálculo do fator, ou seja, supõe-se a corrente de falta totalmente indutiva. Nesta situação, quando a tensão está passando por zero, o valor da corrente atinge seu máximo. Na prática, os circuitos também possuem características resistivas, sendo assim, o pico de corrente não ocorreria exatamente em ½ ciclo e sim antes. Para este trabalho de conclusão de curso, será utilizada tal simplificação.

O fator de assimetria das correntes de curto-circuito é de suma importância para o dimensionamento dos equipamentos da instalação, visto que estes devem ser capazes de suportar os valores máximos de corrente sem que haja dano ao equipamento. Além do mais, os ajustes da proteção instantânea são feitos considerando a assimetria da corrente de falta.

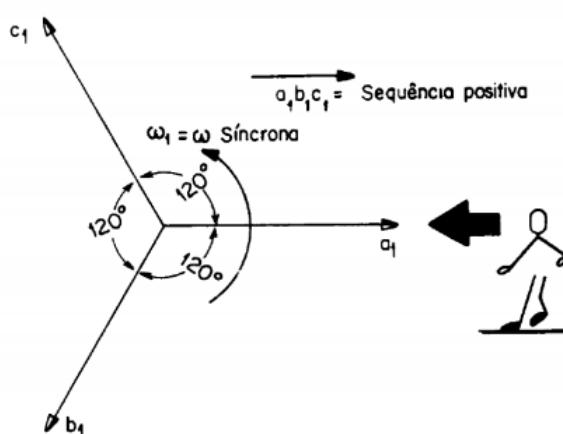
## 2.3. COMPONENTES SIMÉTRICAS

O método das componentes simétricas foi desenvolvido por Dr. C. L. Fortescue diante da necessidade de analisar circuitos polifásicos desequilibrados. Definiu-se que qualquer sistema de “n” fasores desequilibrados pode ser decomposto em “n” fasores equilibrados, denominados componentes de sequência. Adaptando para o sistema elétrico trifásico, na situação de desequilíbrio, cada fase pode ser representada pela soma de suas sequências positiva, negativa e zero.

### 2.3.1. Sequência Positiva

A sequência positiva é representada por três fasores de mesmo módulo, em fase, defasados de  $120^\circ$  girando na frequência do sistema original  $\omega$ . Recebe o índice “1”. A Figura 5 mostra os componentes de sequência positiva.

Figura 5 - Diagrama de Sequência Positiva

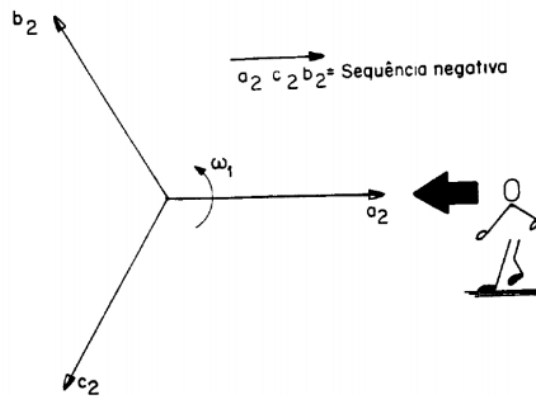


Fonte: KINDERMANN, 1997

### 2.3.2. Sequência Negativa

A sequência negativa é representada também por três fasores equilibrados, de mesmo módulo, defasados de  $120^\circ$ , porém girando no sentido contrário ao da sequência positiva. Portanto, para um observador, conforme Figura 6, a sequência de fases será contrária a da sequência positiva. Recebe o índice “2”.

Figura 6 - Diagrama de Sequência Negativa

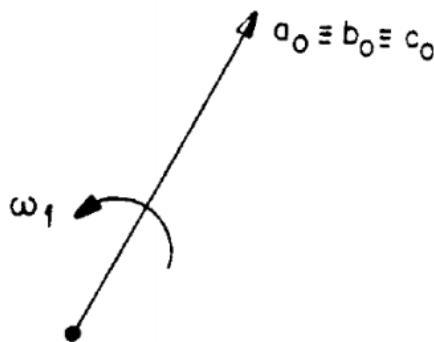


Fonte: KINDERMANN, 1997

### 2.3.3. Sequência Zero

A sequência zero é representada por três fasores em fase, de mesmo módulo, girando na frequência do sistema desbalanceado e no mesmo sentido da sequência positiva. Recebe o índice "0". A Figura 7 apresenta as componentes de sequência zero.

Figura 7 - Diagram de Sequência Zero



Fonte: KINDERMANN, 1997

### 2.3.4. Desenvolvimento Analítico

A partir das definições do método das componentes simétricas, superpondo os três sistemas equilibrados, obtêm-se para cada fase do sistema elétrico trifásico:



$$\begin{aligned}
V_a &= V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} \\
V_b &= V_{b_0} + V_{b_1} + V_{b_2} \\
V_c &= V_{c_0} + V_{c_1} + V_{c_2}
\end{aligned} \tag{10}$$

Pelo fato de se tratar de um sistema equilibrado, adota-se apenas a fase “a” para a resolução do sistema de equações. Assim, define-se um operador “a” que possui módulo unitário e ângulo de 120 graus que correlaciona as três fases do sistema.

$$a = 1 \angle 120^\circ \tag{11}$$

Aplicando o operador na Equação 10 e representando em forma matricial, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} \tag{12}$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \tag{13}$$

A matriz A, conforme Equação 13, é conhecida como Matriz de Transformação. O objetivo do método das componentes simétricas é definir as componentes de sequência a partir do sistema original desbalanceado, portanto, isolando os termos de sequência positiva, negativa e zero e aplicando a matriz inversa na matriz A dos coeficientes, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{14}$$

Por similaridade, o método pode ainda pode ser expandido para os correntes. Partindo da mesma análise feita para a tensão, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{15}$$

### 2.3.5. Análise das Correntes de Sequência Zero

A análise da corrente de sequência zero é de suma importância para o estudo de faltas no sistema elétrico. Através da Equação 15, a corrente de sequência zero é definida por:

$$I_{a_0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (16)$$

Supondo um sistema trifásico em estrela e com neutro aterrado, a soma das correntes que circulam pelas fases representa a corrente de neutro, logo:

$$I_{a_0} = \frac{1}{3}(I_N) \rightarrow I_N = 3 * I_{a_0} \quad (17)$$

A dependência da corrente de sequência zero com relação à corrente de neutro implica na presença da mesma apenas nas situações em que há caminho para terra, isto é, ligações em delta ou estrela com neutro isolado ou ainda faltas que não envolvam terra, não permitem circulação de corrente de sequência zero. Além disso, existe circulação de correntes de neutro quando o sistema apresenta correntes de fase desequilibradas em operação em regime permanente.

## 2.4. CIRCUITOS DE SEQUÊNCIA

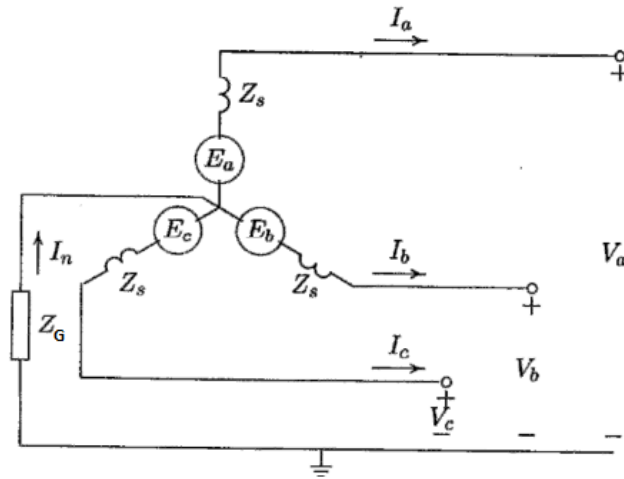
Os curtos-circuitos trifásicos são ditos equilibrados (simétricos), isto é, as impedâncias e os módulos de tensão e corrente de curto-circuito são iguais para as três fases. O mesmo não ocorre para os curtos-circuitos bifásicos, bifásicos à terra e monofásico à terra, por isso são ditos desequilibrados (assimétricos).

A resolução analítica do método das componentes simétricas define a relação entre as componentes de sequência de tensão e correntes e o sistema original. Os circuitos de sequência objetivam representar o circuito equivalente de cada sequência com a sua respectiva impedância equivalente, permitindo, através das condições de contorno de cada situação de falta, quantificar a magnitude das correntes.

Os modelos de sequência positiva, negativa e zero, bem como a resolução matemática para cada tipo de falta no sistema, foram inicialmente desenvolvidos em laboratório através de

ensaios em geradores síncronos. Isso se deve basicamente ao fato do gerador síncrono ser o único elemento ativo do sistema elétrico. Para tanto, simulou-se as condições de cada seqüência no gerador, representado na Figura 8, operando à vazio e na velocidade síncrona.

Figura 8 - Gerador Síncrono



Fonte: CARDOSO JUNIOR, 2012

Aplicando as Leis de Kirchoff no circuito da Figura 8, tem-se:

$$\begin{aligned} V_a &= E_a - Z_s I_a - Z_G I_n \\ V_b &= E_b - Z_s I_b - Z_G I_n \\ V_c &= E_c - Z_s I_c - Z_G I_n \end{aligned} \quad (18)$$

A corrente de neutro pode ser decomposto na soma das correntes de fase, conforme Figura 8. Reescrevendo a Equação 18 na forma matricial, obtêm-se:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_s + Z_G & Z_G & Z_G \\ Z_G & Z_s + Z_G & Z_G \\ Z_G & Z_G & Z_s + Z_G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (19)$$

Reescrevendo a Equação 19 na forma compacta e multiplicando em ambos os lados da igualdade pela Matriz de Transformação:

$$V_{abc} = E_{abc} - Z_{abc} I_{abc} \quad (20)$$

$$AV_{a_{012}} = AE_{a_{012}} - Z_{abc} A I_{a_{012}} \quad (21)$$

Multiplicando ambos os lados da Equação 21 por  $A^{-1}$ , obtêm-se:

$$V_{a_{012}} = E_{a_{012}} - A^{-1}Z_{abc}AI_{a_{012}} = E_{a_{012}} - Z_{012}I_{a_{012}} \quad (22)$$

em que  $Z_{012} = A^{-1}Z_{abc}AI_{a_{012}}$ , portanto:

$$Z_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_s + Z_G & Z_G & Z_G \\ Z_G & Z_s + Z_G & Z_G \\ Z_G & Z_G & Z_s + Z_G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (23)$$

Realizando a multiplicação matricial na Equação 23, tem-se:

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_s + 3Z_G & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{bmatrix} \quad (24)$$

Pelo fato de ser um circuito ativo, o circuito de sequência positiva é o único que apresenta uma fonte de tensão, portanto:

$$E_{a_{012}} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_{a_1} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (25)$$

Substituindo  $Z_{012}$  e  $E_{a_{012}}$  na Equação 22, obtêm-se:

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_{a_1} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_s + 3Z_G & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Reescrevendo na forma analítica, tem-se:

$$\begin{aligned} V_{a_0} &= 0 - (Z_s + 3Z_G)I_{a_0} \\ V_{a_1} &= E_{a_1} - Z_s I_{a_1} \\ V_{a_2} &= 0 - Z_s I_{a_2} \end{aligned} \quad (27)$$

A Equação 27 define as expressões para cada circuito de sequência a partir das grandezas tensão e corrente da respectiva sequência e a impedância  $Z_s$  até o ponto de falta. As correntes de curto-circuito são determinadas para cada ponto do sistema, portanto deve-se obter o equivalente de Thevenin no ponto de defeito e efetuar a correspondência com o gerador síncrono (KINDERMANN, 1997), conforme Tabela 1:

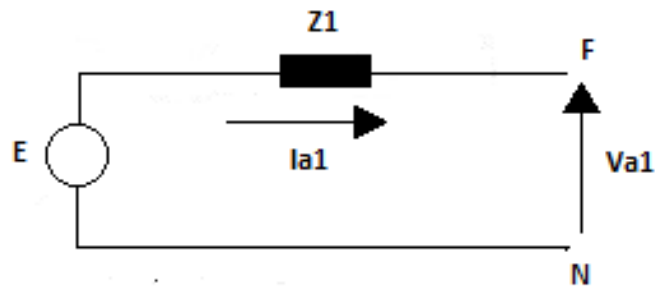
Tabela 1 – Correspondência do Gerador Síncrono e o Sistema Elétrico

Circuitos de Sequência de Gerador Síncrono à Vazio	Circuito de Sequência do Sistema de Potência
$E_{a_1}$ : f.e.m da fase “a” no terminal do Gerador Síncrono à Vazio.	$E_{a_1}$ : tensão de fase no local do defeito (tensão de Thévenin antes do defeito).
$Z_1, Z_2, Z_0$ : Impedância de Sequência do Gerador Síncrono.	$Z_1, Z_2, Z_0$ : Impedâncias de Sequência Equivalentes no ponto de defeito (equivalente de Thévenin) em cada um dos circuitos de sequência.
$I_a, I_b, I_c$ : Correntes de fase a, b e c durante o defeito.	$I_a, I_b, I_c$ : Correntes que fluem do sistema para o defeito no local do defeito.

Fonte: Adaptado de KINDERMANN, 1997

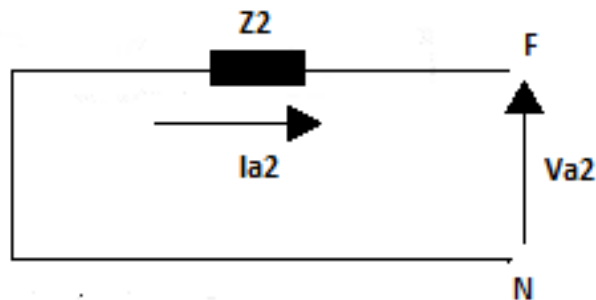
Com base na Equação 27 e nas correspondências apresentadas na Tabela 1, os circuitos de sequência do sistema elétrico podem ser definidos por:

Figura 9 - Circuito de Sequência Positiva



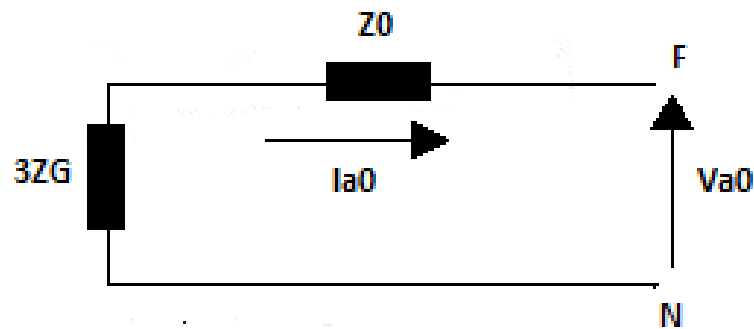
Fonte: O AUTOR, 2016

Figura 10 - Circuito de Sequência Negativa



Fonte: O AUTOR, 2016

Figura 11 - Circuito de Sequência Zero



Fonte: O AUTOR, 2016

A impedância de aterramento  $Z_G$  aparece multiplicada por 3 devido ao fato de que a corrente de sequência zero que circula por ela, levando as três fases à terra para simulação da sequência zero no gerador síncrono apresentado na Figura 8, equivale a  $3I_0$ , portanto, para manter a correspondência com o circuito apresentado na Figura 11 com relação a tensão sobre  $Z_G$ , a multiplica-se por 3.

## 2.5. CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

### 2.5.1. Normativas para Cálculos de Curto-Circuito

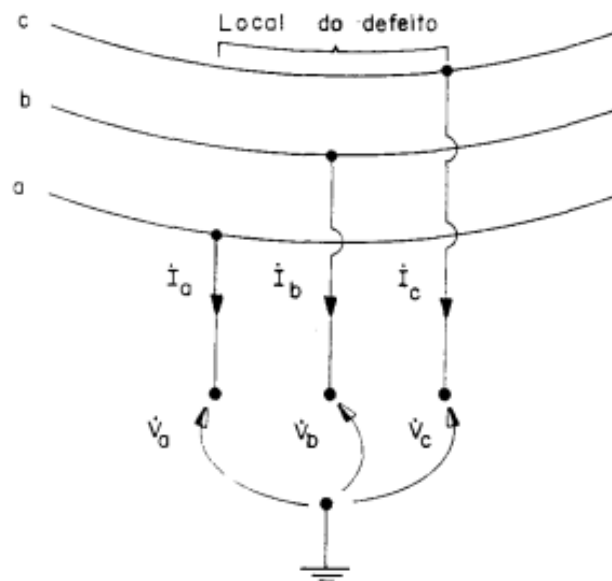
O presente trabalho tomará como base as normas ANSI (*American National Standards Institute*) e IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) para cálculos de curto-circuito. As normas ANSI/IEEE definem padronizações e recomendações para a análise de faltas em sistemas elétricos de potência. As premissas para análise de sistemas de potência trifásico em corrente alternada em alta, média e baixa tensão, conforme as normas ANSI são:

- O sistema permanece balanceado e operando com a frequência fundamental do sistema.
- Durante a ocorrência do curto-circuito, a tensão de alimentação permanece com o mesmo valor que a tensão pré-falta.
- As correntes de carga pré-falta são desconsideradas pelo fato de assumirem magnitudes consideravelmente inferiores as correntes de falta. Por consequência, tensões pré-falta são assumidas como sendo as tensões nominais do sistema.

- A relação de transformação de transformadores é assumida como sendo 1 PU e as tensões nominais dos transformadores são consideradas como sendo as tensões nominais das barras do sistema.
- As impedâncias de falta são consideradas nulas, isto é, serão analisados curtos-circuitos ditos francos.
- Contribuição de motores síncronos e de indução para correntes de curto-circuito devem ser consideradas.

A Figura 12 ilustra as tensões e correntes no ponto de falta conforme as orientações das normas ANSI.

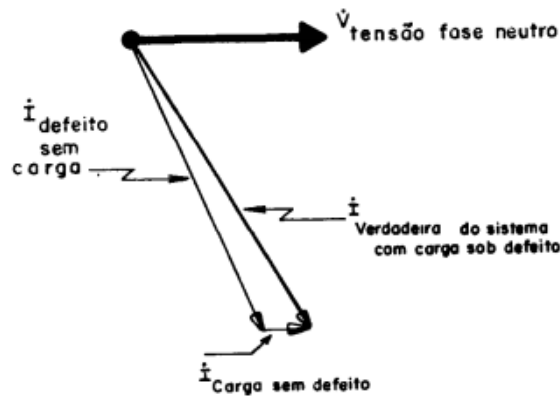
Figura 12 - Tensões e Correntes no Local do Defeito



Fonte: KINDERMANN, 1997

As correntes de carga são limitadas pelas impedâncias de carga do sistema, apresentando, portanto, um valor consideravelmente inferior às correntes de curto-circuito (KINDERMANN, 1997), conforme Figura 13.

Figura 13 - Corrente Verdadeira de Falta



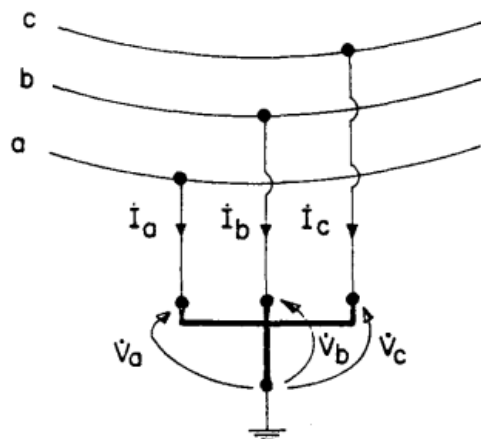
Fonte: KINDERMANN, 1997

Para o estudo de proteção de sistemas de potência, o valor exato da corrente de curto-circuito não é de grande importância, visto que nos ajustes de proteção é comum a utilização de folgas para garantir a confiabilidade.

### 2.5.2. Curto-circuito trifásico

As faltas trifásicas consideram a três fases do sistema conectadas entre si, podendo ou não haver contato à terra. Pelo fato de representarem uma falta simétrica e equilibrada, ambos os casos resultam na mesma equação para cálculo de curto-circuito trifásico. A Figura 14 ilustra a situação de uma falta trifásica com contato à terra.

Figura 14 - Curto-Circuito Trifásico



Fonte: KINDERMANN, 1997



Portanto, a condição de contorno para o curto-circuito trifásico é:

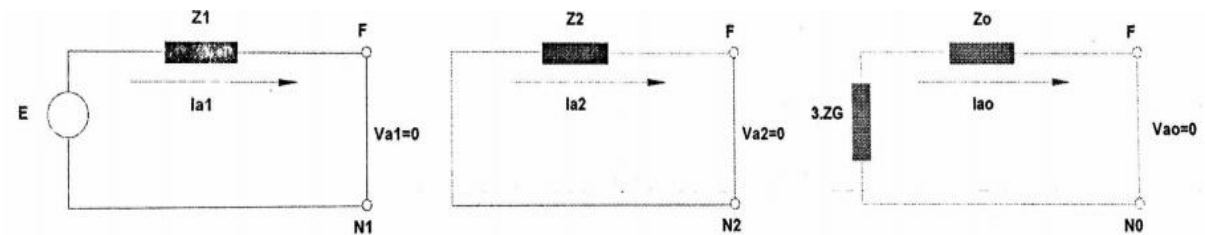
$$V_a = V_b = V_c = 0$$

Aplicando a condição de contorno na Equação 14, obtém-se:

$$V_{a_1} = V_{b_1} = V_{c_1} = 0$$

Os circuitos de sequência para uma falta trifásica são apresentados na Figura 15.

Figura 15 - Circuitos de Sequência para Falta Trifásicas



Fonte: MARDEGAN, 2012

Os circuitos de sequência negativa e zero não possuem fonte de tensão, conforme mencionado anteriormente, portanto as correntes de sequência negativa e zero também serão nulas conforme a Figura 15. Portanto, a corrente de falta trifásica, em PU, é dada apenas pelo circuito de sequência positiva, conforme Equação 28.

$$I_{cc3\phi} = I_{a_1} = I_a = \frac{E}{Z_1} \quad (28)$$

As correntes para curto-circuito trifásico das fases “b” e “c” podem ser definidas a partir da Equação 15, aplicando as condições  $I_{b_1} = 0$  e  $I_{c_1} = 0$  conforme, tem-se que:

$$I_b = a^2 * I_{a_1} = \frac{E}{Z_1} \angle 240^\circ \quad (29)$$

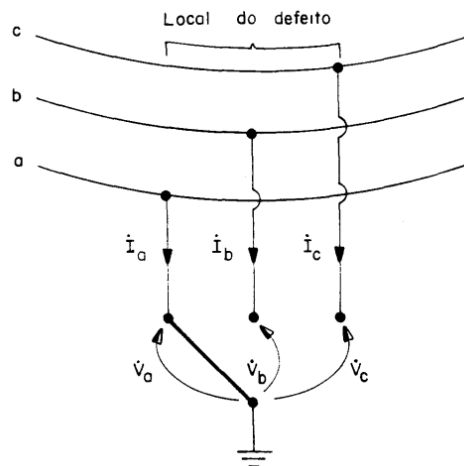
$$I_c = a * I_{a_1} = \frac{E}{Z_1} \angle 120^\circ \quad (30)$$

Os resultados obtidos mostram, mais uma vez, a simetria do curto-circuito trifásico, visto que as amplitudes das correntes de falta são idênticas para as três fases do sistema, sendo apenas defasadas por  $120^\circ$  entre si.

### 2.5.3. Curto-Circuito Monofásico à Terra

Nas faltas monofásicas à terra considera-se a fase “a” conectada solidamente à terra, portanto:

Figura 16 - Curto-Circuito Monofásico à Terra



Fonte: KINDERMANN, 1997

Para esta situação, as condições de contorno são:

$$V_a = 0$$

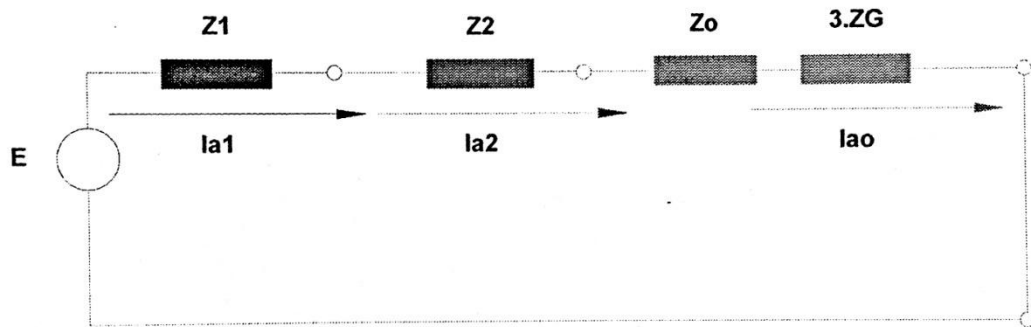
$$I_b = I_c = 0$$

Aplicando as condições de contorno na Equação 15, obtêm-se:

$$I_{a_0} = I_{a_1} = I_{a_2} = \frac{I_a}{3}$$

O fato das correntes de sequência positiva, negativa e zero serem iguais, implica que os circuitos de sequência estão em série através de suas respectivas impedâncias. A Figura 17 ilustra esta situação.

Figura 17 - Circuito de Sequência para Faltas Monofásicas à Terra



Fonte: MARDEGAN, 2012

Nas faltas monofásicas, os circuitos de sequência positiva, negativa e zero são utilizados. Diferentemente das faltas trifásicas, por caracterizar-se uma falta assimétrica e com contato à terra, nas monofásicas à terra utiliza-se os três circuitos de sequência. Portanto, as correntes de sequência positiva e de corrente de curto-circuito monofásica, em PU, são dadas, respectivamente, por:

$$I_{a_1} = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_G} \quad (31)$$

$$I_{cc1\emptyset} = I_a = \frac{3}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_G} * E \quad (32)$$

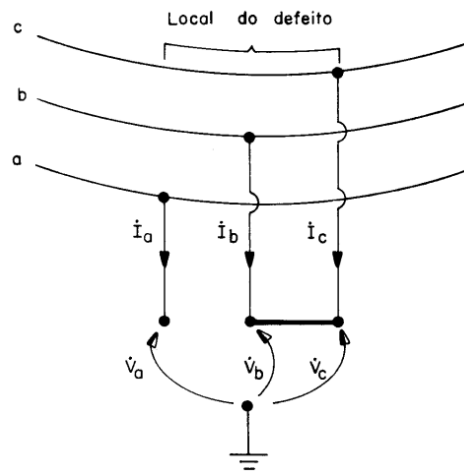
Conforme Mardegan (2012), os módulos das tensões nas fases “sãs”, na presença de uma falta monofásica à terra na fase restante, podem ser obtidos através da Equação 33, sendo estas dependentes da razão entre as impedâncias de sequência zero e negativa.

$$|V_b| = |V_c| = \frac{\sqrt{3}}{\frac{|Z_0|}{|Z_1|} + 2} * \sqrt{\frac{|Z_0|^2}{|Z_1|} + \frac{|Z_0|}{|Z_1|} + 1} * E \quad (33)$$

#### 2.5.4. Curto-Circuito Bifásico

Nos curtos-circuitos bifásicos, considera-se a falta entre as fases “b” e “c” conforme Figura 18:

Figura 18 - Curto-Circuito Bifásico



Fonte: KINDERMANN, 1997

Para esta situação, as condições de contorno são:

$$V_b = V_c$$

$$I_a = 0$$

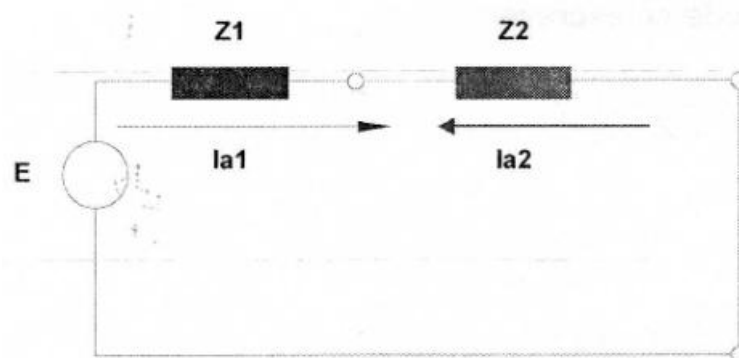
$$I_b = -I_c$$

Aplicando as condições de contorno na Equação 14, obtém-se:

$$V_{a_1} = V_{a_2}$$

Diante desta igualdade, os circuitos de seqüência positiva e negativa são conectados conforme Figura 19.

Figura 19 - Circuito de Sequência para Faltas Bifásicas



Fonte: MARDEGAN, 2012

Apesar de representar uma falta assimétrica, o fato de não haver contato à terra implica na ausência da corrente de sequência zero, portanto  $V_{a_0}$  também será nulo. A partir do circuito equivalente da Figura 19, define-se:

$$I_{a_1} = -I_{a_2} = \frac{E}{Z_1 + Z_2} \quad (34)$$

Aplicando a igualdade da Equação 34 na Equação 15, tem-se que:

$$I_b = a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} \quad (35)$$

$$I_c = a I_{a_1} + a^2 I_{a_2} \quad (36)$$

Portanto, os valores das correntes nas fases “b” e “c” na presença de um curto-circuito entre elas são:

$$I_b = -j \frac{\sqrt{3}}{Z_1 + Z_2} * E = -j I_{cc2\emptyset} \quad (37)$$

$$I_c = j \frac{\sqrt{3}}{Z_1 + Z_2} * E = j I_{cc2\emptyset} \quad (38)$$

As tensões de fase para um curto-circuito bifásico podem ser obtidas através da Equação 12, em que:

$$V_b = a^2 V_{a_1} + a V_{a_2} \quad (39)$$

$$V_c = a V_{a_1} + a^2 V_{a_2} \quad (40)$$

Conforme os modelos de circuitos de sequência têm-se que:

$$V_{a_2} = -Z_2 * I_{a_2} = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} * E \quad (41)$$

$$V_{a_1} = E - Z_1 * I_{a_1} = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} * E \quad (42)$$

Portanto,

$$V_b = V_c = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} * E \angle 180^\circ \quad (43)$$

$$V_a = V_{a_1} + V_{a_2} = 2 * \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} * E \angle 0^\circ \quad (44)$$

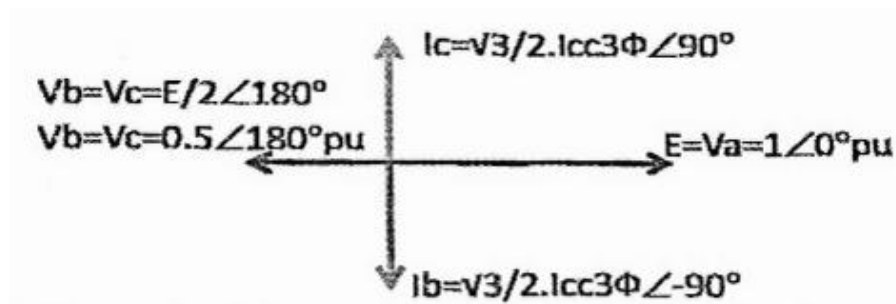
Analisando os resultados obtidos nas Equações 43 e 44, a fase que permaneceu “sã” terá seu módulo de tensão igual ao dobro dos módulos das fases nas quais ocorreu a falta, sendo estas, ainda, com uma defasagem angular de 180 graus. As impedâncias de sequência positiva e negativa para elementos passivos são iguais, conforme será analisado na próxima seção, portanto, as Equações 43 e 44 se resumem a:

$$V_b = V_c = \frac{E}{2} \angle 180^\circ \quad (45)$$

$$V_a = E \angle 0^\circ \quad (46)$$

A fase em que não ocorreu a falta permanece com a própria tensão fase-terra, já as outras, têm seu módulo reduzido pela metade. A Figura 20 ilustra as correntes e tensões na situação de curto-circuito bifásico.

Figura 20 - Diagrama Fasorial para Curto-Circuito Bifásico

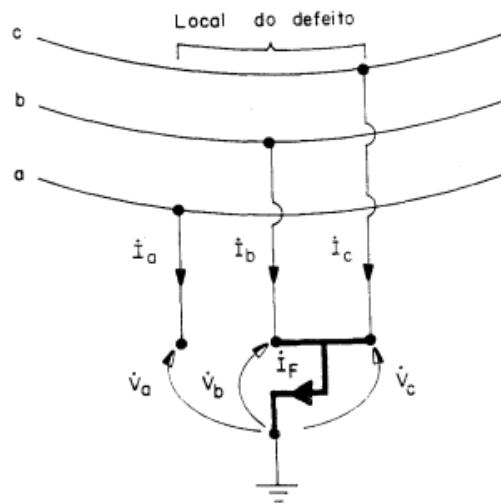


Fonte: MARDEGAN, 2012

### 2.5.5. Curto-Circuito Bifásico à Terra

Nos curtos-circuitos bifásicos à terra, considera-se as fases “b” e “c” conectadas à terra, conforme Figura 21.

Figura 21 - Curto-Circuito Bifásico à Terra



Fonte: KINDERMANN, 1997

Para esta situação, as condições de contorno são:

$$V_b = V_c = 0$$

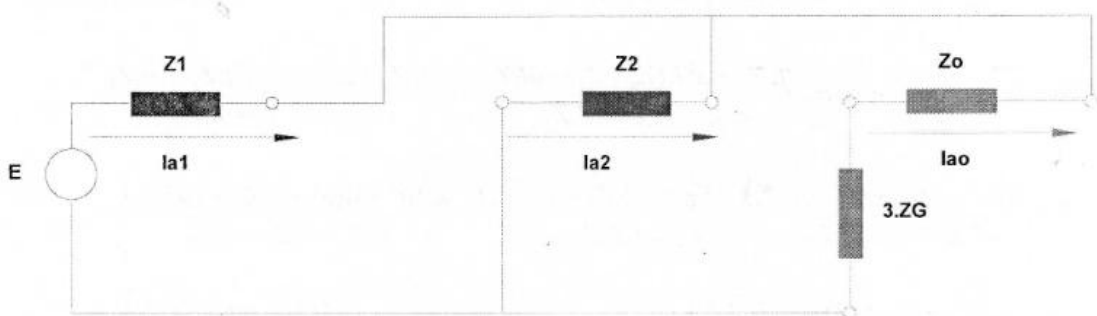
$$I_a = 0$$

Aplicando as condições de contorno na Equação 14, obtém-se:

$$V_{a_1} = V_{a_2} = V_{a_0} = \frac{V_a}{3}$$

Diante desta igualdade, os circuitos de sequência positiva e negativa são conectados em paralelo conforme Figura 22.

Figura 22 - Curto-Circuito Bifásico à Terra



Fonte: MARDEGAN, 2012

Pelo fato de ser uma falta assimétrica envolvendo a terra, há circulação de corrente de sequência zero. Aplicando as Leis de Kirchoff no circuito da Figura 22, tem-se:

$$I_{a_1} = \frac{E}{Z_1 + (Z_2 // (Z_0 + 3Z_G))} \quad (47)$$

$$I_{a_1} = \frac{E(Z_0 + Z_2 + 3Z_G)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2 + Z_1Z_G + Z_2Z_G} \quad (48)$$

Considerando, ainda, o sistema solidamente aterrado, isto é,  $Z_G = 0$ , a Equação 48 se resume a:

$$I_{a_1} = \frac{E(Z_0 + Z_2)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} \quad (49)$$

Conforme o circuito da Figura 22, a tensão  $V_{a_1}$  é obtida através da Equação 50.

$$V_{a_1} = E - Z_1 I_{a_1} = E - Z_1 \frac{E(Z_0 + Z_2)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} = \frac{E(Z_0Z_2)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} \quad (50)$$

Com base nas Equações 49 e 50, obtêm-se as correntes de sequência negativa e zero, e posteriormente as correntes e tensões de fase.

$$I_{a_2} = -\frac{V_{a_2}}{Z_2} = -\frac{V_{a_1}}{Z_2} = -\frac{Z_0}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (51)$$

$$I_{a_0} = -\frac{V_{a_0}}{Z_0} = -\frac{V_{a_1}}{Z_0} = -\frac{Z_2}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (52)$$

$$I_b = I_{a_0} + a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} = -j \frac{\sqrt{3}[(a^2 + 1)Z_2 + Z_0]}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (53)$$

$$I_c = I_{a_0} + a I_{a_1} + a^2 I_{a_2} = j \frac{\sqrt{3}[(a + 1)Z_2 + Z_0]}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (54)$$

$$V_a = 3 * V_{a_1} = \frac{3(Z_0Z_2)}{Z_0Z_1 + Z_0Z_2 + Z_1Z_2} * E \quad (55)$$



## 2.6. IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA

Definidas as considerações para análise de faltas em sistemas elétricos de potência e o desenvolvimento analítico das mesmas, as impedâncias de sequência características de cada equipamento devem ser definidas para o cálculo da magnitude das correntes de curto-circuito.

### 2.6.1. Cabos

As impedâncias de sequência de cabos, sempre que possível, devem ser utilizadas conforme fabricante. Por ser um elemento passivo no sistema, isto é, a oposição à passagem de corrente elétrica não sofre influência da sequência de fase conectadas a ele, as impedâncias de sequência positiva e negativa serão iguais.

O presente estudo tomará como base a biblioteca do programa ETAP utilizando-se dos dados adquiridos em campo, tais como bitola, comprimento, classe de isolamento e material do condutor.

### 2.6.2. Transformadores

A impedância de sequência positiva de transformadores é impedância definida pelo fabricante e está presente em sua placa. É obtida, por fase, através dos ensaios de curto-circuito, desconsiderando as derivações centrais da resistência equivalente do ferro e da bobina de magnetização (KINDERMANN, 1997). Pelo fato de também representar um elemento passivo no sistema, suas impedâncias de sequência positiva e negativa serão iguais.

O valor de impedância comumente informada na placa de um transformador equivale à impedância percentual na sua potência de base, portanto, aplicando a conversão de base, a impedância do transformador em PU, será:

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\%}}{100} * \frac{MVA_{base}}{MVA_{tr}} * \frac{V_e^2}{V_a^2} \quad (56)$$

em que  $Z_{\%}$  a impedância percentual que consta na placa do transformador,  $MVA_{tr}$  a potência do transformador em MVA,  $MVA_{base}$  a potência de base, em MVA, adotada no estudo de seletividade,  $V_e$  a tensão de base “antiga” e  $V_a$  a tensão de base “nova”.

Neste trabalho, será considerada uma potência de base para os cálculos das grandezas, em PU, de 100 MVA. Ademais, pelo fato das tensões do transformador corresponderem às tensões de base do sistema, a Equação 56 resume-se a:

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\%}}{MVA_{tr}} \quad (57)$$

A resistência e a reatância equivalente do transformador são obtidas através do triângulo de impedâncias, em que:

$$Z^2 = R^2 + X^2 \quad (58)$$

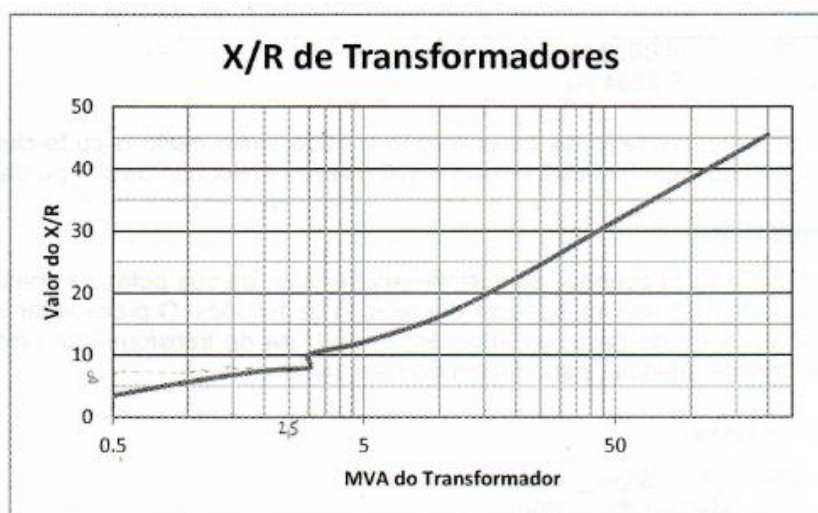
Definindo  $c = X/R$  e aplicando-o na Equação 58, tem-se:

$$R = \frac{Z}{\sqrt{1 + \frac{X}{R}}} \quad (59)$$

$$X = R \left( \frac{X}{R} \right) \quad (60)$$

As grandezas R, X e Z das Equações 59 e 60 são dadas em PU. Além disso, ambas as equações dependem da relação X/R do transformador. A norma IEEE Std. 141 (1993) define valores típicos de relação X/R, visto que essa relação não é comumente informada pelo fabricante do transformador.

Figura 23 - Valores Típicos de X/R em função da Potência do Transformador



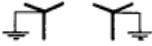
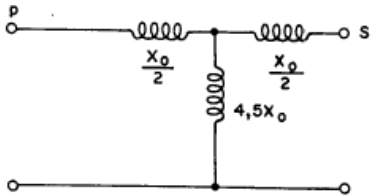

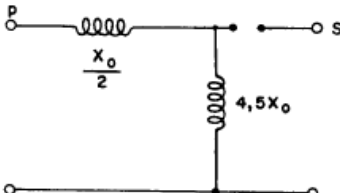

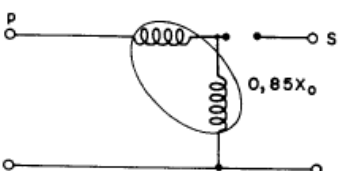
Fonte: MARDEGAN, 2012

A curva  $X/R \times MVA$  pode ainda ser traduzida em termos de equações. No presente estudo, os transformadores presentes na planta industrial são de 1 MVA, 750 kVA e 500 kVA. Segundo Mardegan (2012), para esta faixa de potência, a relação  $X/R$  pode ser obtida através da Equação 61.

$$\frac{X}{R} = 5,738711 + 6.983725 * \log(MVA) \quad (61)$$

A impedância de sequência zero do transformador dependerá de seu aspecto construtivo, isto é, do tipo de núcleo e do esquema de ligação das bobinas primárias e secundárias. A Figura 24 apresenta os valores típicos de impedância de sequência zero apenas de transformadores de núcleo envolvido, visto que no presente estudo têm-se apenas transformadores nesta configuração, para diferentes ligações de seus enrolamentos.

Figura 24 - Impedância de Sequência Zero para Transformadores de Núcleo Envolvido de Dois Enrolamentos

Transformador 3 $\phi$ 2 enrolamentos	Circuitos equivalente por fase da sequência zero
	
	
	

Fonte: KINDERMANN, 1997

### 2.6.3. Motores de Indução

As impedâncias de sequência positiva e negativa dos motores de indução serão definidas a partir de seus dados construtivos, isto é, correntes nominais e de partida, tensão, potência e relação X/R, via biblioteca do programa ETAP e catálogo do fabricante. Os motores de indução que compõem a planta neste estudo são conectados em estrela não aterrada, portanto a impedância de sequência zero será infinita, visto que não há caminho à terra para circulação de corrente de sequência zero.

A utilização do conceito de motor equivalente para cálculos de curto-circuito é comumente utilizada para motores de baixa tensão. Segundo IEEE Std. 141 (1993), para o agrupamento de motores, utiliza-se:

$$X'' = 25\%$$

em que  $X''$  é a reatância subtransitória do motor.

Realizando a mudança de base, conforme Equação 57 e considerando a potência da nova base como sendo a soma das potências dos motores que constituem o motor equivalente, obtem-se o valor da reatância do motor, em PU. A resistência equivalente do motor é dimensionada através da Equação 60, sendo a relação X/R pertencente ao maior motor do conjunto. Segundo IEEE Std. 141 (1993), os valores típicos da relação X/R são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Relação X/R para Motores de Indução

HP	X/R	HP	X/R
50	5,5	300	15,5
60	6,0	350	17,0
75	67,0	400	18,0
100	8,5	450	19,0
125	9,5	500	20,0
150	10,5	600	21,5
175	11,0	750	23,5
200	12,0	1000	26,0
250	14,0		

Fonte: Adaptado de MARDEGAN, 2012

A influência dos motores de indução nos cálculos de curto-circuito está associada à força eletromotriz gerada, em regime permanente, quando alimentados pela rede elétrica. Na presença de uma falta no sistema, a tensão no ponto de falta passa a ser menor que a força eletromotriz do motor, assim o motor passa a entregar corrente de rotor bloqueado, independente do seu carregamento. Pelo fato do motor não possuir alimentação, a contribuição dos motores de indução para os níveis de curto-circuito do sistema terá duração de até 3 ciclos de rede. Portanto, os motores de indução terão influência nas proteções instantâneas e na análise da suportabilidade térmica e mecânica dos equipamentos.

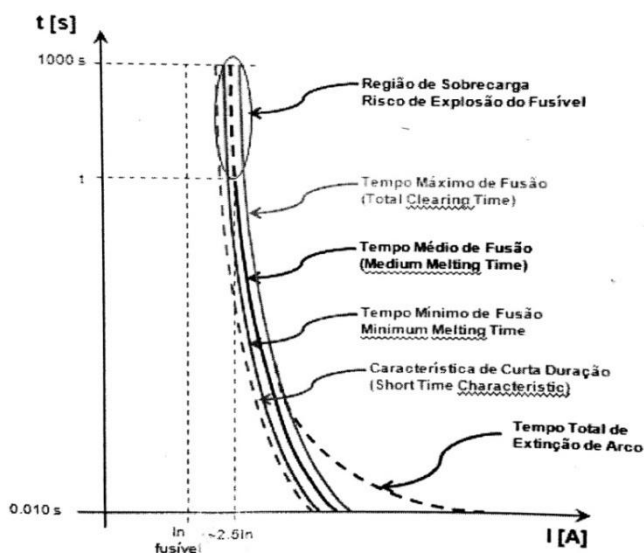
### 3. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Os dispositivos de proteção têm como objetivo, na presença de anormalidades, isolar a porção defeituosa do sistema garantindo a integridade dos equipamentos e a continuidade, sempre que possível, do fornecimento de energia para a região não defeituosa. Tais equipamentos vão desde elementos monofásicos com características de fusão e consequentes rompimento e interrupção da circulação de corrente elétrica até elementos microprocessados com ampla sensibilidade a distúrbios e rápida atuação. A seguir serão apresentados os equipamentos presentes nesse estudo: Fusíveis, disjuntores de baixa tensão e relés de proteção. Ademais, por sua importância no sistema, os transformadores de corrente também serão apresentados.

#### 3.1. FUSÍVEIS

O fusível é um dispositivo utilizado para proteção de sobrecorrentes, fundamentalmente curtos-circuitos e sobrecargas, sendo constituído por um filamento ou placa metálica que se funde na passagem de uma determinada intensidade de corrente elétrica devido ao efeito Joule. Caracterizam-se, assim, pelo baixo ponto de fusão. A detecção e a interrupção são realizadas pelo mesmo elemento, além do mais os fusíveis não podem ser reutilizados. A Figura 25 mostra a curva tempo versus corrente típica de um fusível.

Figura 25 - Curvas Características de Fusíveis



Fonte: MARDEGAN, 2012

A Figura 25 mostra a característica inversamente proporcional entre tempo e corrente dos fusíveis. Ressalta-se ainda a presença de uma imprecisão quanto ao tempo de rompimento do fusível, isto é, para um determinado valor de corrente, ter-se-á um tempo mínimo e um tempo máximo de atuação. Esta característica se dá com base no fabricante, sendo de aproximadamente 15% de imprecisão. Na prática, a curva de tempo mínimo é utilizada para obter a máxima proteção do equipamento. Já a curva de tempo máximo, servirá como referência para garantir a seletividade com os dispositivos de proteção a montante (IEEE Std. 242, 2001).

### 3.2. DISJUNTORES DE BAIXA TENSÃO

Os disjuntores, em geral, são definidos como equipamentos manobráveis, isto é, realizam a abertura e fechamento de contatos seccionando o circuito no qual estão conectados, ou ainda, na presença de sobrecorrentes, realizam a proteção do sistema sem sofrer danos (IEEE Std. 242, 2001). Diferentemente dos fusíveis, os disjuntores de baixa tensão não necessitam ser substituídos após atuação, sendo assim, através comandos local ou remoto, podem ser religados.

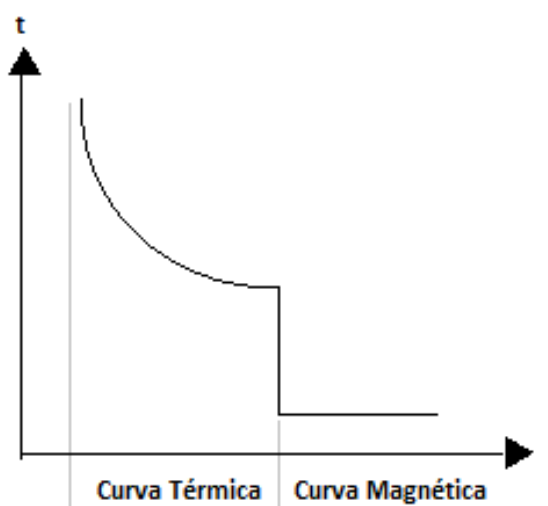
Conforme Mardegan (2012) existem inúmeras classificações para disjuntores de baixa tensão, porém a mais comumente é:

- *Low Voltage Power Circuit Breakers (LVPCB)*: São caracterizados pela elevada capacidade de suportar as correntes de curto-circuito, sendo possível desabilitar sua unidade instantânea. Além do mais, são disjuntores de concepção aberta, ou seja, seus elementos internos podem ser substituídos ou mantencionados.
- *Molded Case Circuit Breakers (MCCB)*: Conhecidos como Disjuntores de Caixa Moldada, seus elementos são montados em um invólucro isolante caracterizando uma unidade integral. Diferentemente dos *Power Circuit Breakers*, pelo fato de possuírem capacidade de interrupção menor, sua unidade instantânea normalmente é habilitada.

Os disjuntores termomagnéticos são os mais encontrados em sistemas de baixa tensão, sendo estes capazes de interromper o circuito na presença de curtos-circuitos sem que haja danos devido aos efeitos térmicos e magnéticos e também na presença de sobrecarga. Conforme mencionado, pode ainda servir como dispositivos de manobra, realizando abertura

e fechamento. Tais disjuntores são caracterizados por possuir dois meios distintos de atuação. A atuação devido à sobrecarga (atuação temporizada) se dará pela deformação de uma lâmina bimetálica por efeito Joule, realizando o fechamento de um contato e posterior seccionamento do circuito. Na presença de curtos-circuitos, a abertura dos contatos ocorrerá devido a um elemento magnético (atuação instantânea), isto é, no aumento instantâneo da corrente, um solenoide realizará a movimentação do contato. A Figura 26 ilustra uma curva típica de um disjuntor termomagnético.

Figura 26 - Curva Típica de um Disjuntor Termomagnético



Fonte: O AUTOR, 2016

Com o avanço da tecnologia e a necessidade de outras possibilidades de ajustes de proteção devido à complexidade dos sistemas elétricos atuais, os disjuntores de baixa tensão passaram a utilizar disparadores eletrônicos (relés) acoplados a eles. Desta maneira, a leitura de corrente e o comando de abertura e fechamento não mais serão realizados pelo próprio disjuntor.

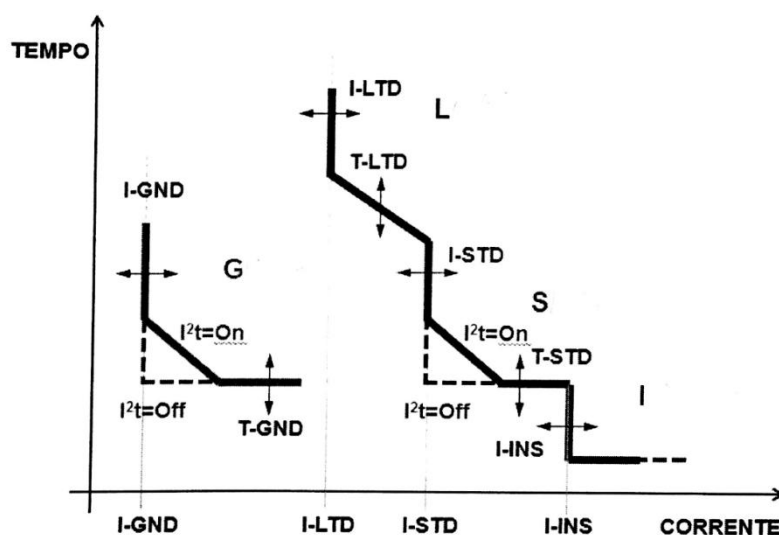
A utilização de disjuntores com disparador eletrônico permite um ajuste minucioso dos tempos e correntes de atuação visando garantir a seletividade com as proteções à jusante e a montante. Assim como os disjuntores termomagnéticos, a curva de atuação também possui a característica de tempo versus corrente de proporcionalidade inversa, porém é dividida em três regiões: Tempo Longo, Tempo Curto e Instantânea.



- Tempo Longo: Curva utilizada para proteção contra sobrecarga. Haverá atuação quando o valor eficaz da corrente permanecer numa magnitude e durante um tempo determinados. O tempo de atuação pode ser de minutos a horas.
- Tempo Curto: Curva utilizada para proteção contra curtos-circuitos. Caracteriza-se por correntes de maior intensidade, porém com tempos de atuação menores que a curva de Tempo Longo. Caracterização por uma atuação na ordem de segundos a dezenas de segundos.
- Instantânea: Utilizada também para proteção contra curtos-circuitos. Seu tempo de atuação é praticamente instantâneo, isto é, na ordem de milissegundos.

Os disjuntores de baixa tensão com disparador eletrônico podem ainda vir acoplados com funções para proteção de faltas fase-terra. Caracteriza-se por uma curva tempo definido ajustável e pela presença de sensores que medem correntes de sequência zero. A Figura 27 ilustra uma típica curva de um disjuntor com disparador eletrônico.

Figura 27 - Curva Típica de um Disjuntor com Disparador Eletrônico



Fonte: MARDEGAN, 2012

Além das curvas mencionadas anteriormente, os disjuntores podem ter o recurso da curva  $i^2t$ , conforme mostrado na Figura 27. Este ajuste tem como principal objetivo “suavizar” as curvas de Tempo Curto e proteção de terra para coordenação com os dispositivos de proteção a jusante

### 3.3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Conforme Mardegan (2012), o transformador de corrente é um equipamento monofásico de dois enrolamentos isolados eletricamente e acoplados magneticamente que tem como objetivo isolar o circuito de potência dos instrumentos e adequar os níveis de corrente para os dispositivos eletrônicos conectados a ele, tais como medidores e relés de proteção. Dentre as principais características de um transformador de corrente, estão (MARDEGAN, 2012; MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013, ABNT NBR 6856, 2015):

- Classe de Exatidão: Expressa o erro máximo que o TC admite para uma condição específica. Por exemplo, um transformador de corrente com classe de exatidão 10B100, segundo nomenclatura utilizada pela ABNT, foi projetado para apresentar um erro máximo de 10% para  $20 \times I_n$  e para entregar até 100V a carga conectada a ele. A classe de exatidão para TCs de proteção usualmente equivale a 10%.
- Relações Nominais de Transformação: A norma ABNT NBR 6856 (2015) padroniza relações de transformação de corrente (RTC) nominais, sendo estas 600-5A, 1200-5A, 2000-5A, 3000-5A, 4000-5A, 5000-5A e 6000-5A. As outras possibilidades de RTC se dão através de derivações nos enrolamentos secundários a partir das relações nominais.
- Correntes Nominais: As correntes primárias são padronizadas com valores de 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000 Ampères. A corrente nominal secundária padronizada no Brasil é 5A. .
- Fator Térmico: Traduz a sobrecarga máxima que o TC suporta permanentemente. Estes fatores são: 1, 1.2, 1.3, 1.5 e 2.
- Fator de Sobrecorrente: Fator pelo qual multiplicando-o pela corrente nominal primária obtem-se a máxima corrente que mantém a classe de exatidão do TC. Segundo ABNT NBR 6856 (2015), utiliza-se esse fator como sendo 20 vezes a corrente nominal primária.
- Carga Nominal: Carga máxima conectada ao secundário do TC cujo valor corresponde à potência para exatidão garantida, sob corrente nominal. Considera-se a impedância dos cabos e do relé conectados a ele. Normalmente é dada em VA ou em Ohms.
- Classe de Isolamento: Definida a partir da tensão de operação do TC.

- Saturação: Estado em que o TC sai da região de reposta linear, seja por elevada corrente primária, elevada carga conectada a ele ou até secundário em aberto.

### 3.4. RELÉS DE PROTEÇÃO

Os relés de proteção são equipamentos capazes de detectar anormalidades em um sistema de potência iniciando ações corretivas o mais rápido possível com o objetivo de retornar o sistema elétrico ao seu estado normal de operação (HOROWITZ, 2008). São capazes de monitorar grandezas elétricas tais como tensão, corrente e frequência e verificar a presença ou não de distúrbios.

Os relés não atuam diretamente no seccionamento do circuito, isto é, são responsáveis apenas por diagnosticar a falta e enviar comandos de abertura e fechamento para disjuntores. São usualmente alimentados por bancos de baterias, visto que na ocorrência de um desligamento do sistema elétrico, tenha-se a garantia e a confiabilidade da atuação da proteção.

A ampla variedade de parâmetros nos quais os relés de proteção são capazes de avaliar faz com que este equipamento tenha um alto grau de confiabilidade para situações anormais no sistema elétrico, sendo possível extinguir a grande maioria das faltas. No entanto, isto pode acarretar atuações indevidas, visto que a exigência com relação à coordenação entre equipamentos de proteção podem resultar em trips indevidos.

Em geral, variações nas correntes e tensões são os parâmetros mais comuns na detecção de faltas no sistema, porém não são somente estas grandezas que sofrem variações, mas também frequência do sistema, harmônicas, defasagens angulares de tensão e corrente, etc. É de suma importância que os relés de proteção tenham a capacidade de diagnosticar tais variações e avaliar se elas fazem parte de sua zona de proteção.

O constante avanço da tecnologia trouxe aos relés de proteção um desenvolvimento significativo quanto ao seu aspecto construtivo, confiabilidade e gama de funções disponíveis para as mais diversas anormalidades presentes no sistema elétrico. Os relés antigamente eletromecânicos deram lugar os relés microprocessados, tornando estes equipamentos muito mais versáteis.

A proteção contra sobrecorrentes desempenhada pelos relés de proteção microprocessados é comumente encontrada na indústria. Isto porque é capaz de proteger os diversos equipamentos contra curtos-circuitos e sobrecargas e ainda garantir a coordenação e

seletividade com as demais proteções do circuito devido a sua ampla variedade de ajustes de curvas de atuação.

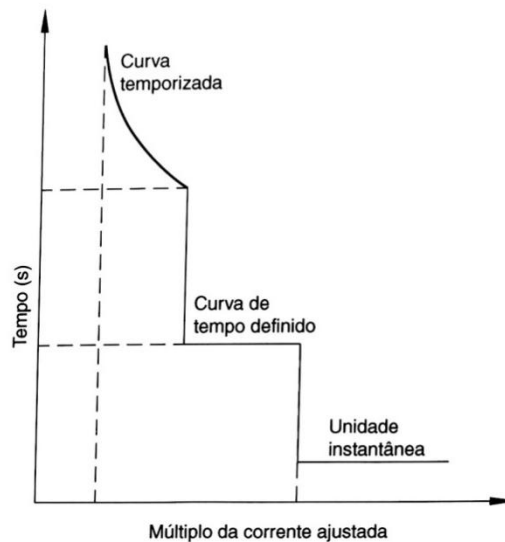
### 3.4.1. Relés de Sobrecorrente (50/51 e 50N/51N)

Sendo os mais utilizados em sistemas de proteção, os relés de sobrecorrente são altamente empregados em sistemas radiais, podendo realizar a proteção primário e secundário de transformadores e proteção de linha, por exemplo, tanto para fase quando para neutro. Os distúrbios na corrente podem ser de caráter impulsivo ou uma simples elevação do valor eficaz da corrente acima das características nominais dos equipamentos. A primeira situação caracteriza curtos-circuitos, energização de transformadores ou até partida de motores, já a segunda, sobrecargas no sistema.

A atuação de uma relé de sobrecorrente está diretamente relacionada à sua curva tempo versus corrente, isto é, os ajustes desses equipamentos se dão com base em apenas valores de corrente e tempos de atuação. É de suma importância que estes relés de proteção tenham a capacidade de distinguir situações normais do sistema de distúrbios. O valor de corrente no qual o relé passa a ser sensibilizado é chamado de corrente *pickup* ou corrente de partida. Na prática, para valores de correntes abaixo da corrente de *pickup*, não será detectada uma anormalidade e, acima deste valor, haverá atuação da proteção.

As curvas de atuação possuem a característica de que quanto maiores forem os níveis de corrente, menores devem ser o tempo de atuação. Esta característica se dá com base em três regiões distintas da curva típica de um relé de sobrecorrente, conforme Figura 28.

Figura 28 - Curva Típica de um Relé Digital de Sobrecorrente



Fonte: MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013

A curva temporizada, também conhecida como tempo dependente, é utilizada para proteção contra sobrecargas. Conforme Figura 28, quanto maior for o valor eficaz da corrente, menor será seu tempo de atuação. As curvas de tempo dependente podem ter diferentes comportamentos conforme a necessidade da proteção com relação à coordenação e à seletividade. Existem inúmeras normas que definem as diferentes equações das curvas de atuação, podendo ainda ser restrita ao fabricante. No presente estudo, os relés digitais utilizados têm como base as normas europeias IEC, em que as equações são dadas por:

$$\textit{Normalmente Inversa} \quad t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0,02} - 1} * DT \text{ [s]} \quad (62)$$

$$\textit{Muito Inversa} \quad t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} * DT \text{ [s]} \quad (63)$$

$$\textit{Extremamente Inversa} \quad t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} * DT \text{ [s]} \quad (64)$$

$$\textit{Tempo Longo} \quad t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} * DT \text{ [s]} \quad (65)$$

em que  $t$  é o tempo de atuação em segundos,  $DT$  é a constante tempo ou multiplicador da curva a ser definida,  $I$  é a corrente medida pelo TC e  $I_p$  é a corrente de partida do relé.

Os relés de sobrecorrente possuem ainda curvas de tempo definido, conforme Figura 28. Neste caso, não haverá dependência do tempo de atuação com a magnitude da corrente, isto é, a partir de um determinado valor de corrente eficaz ajustado, o tempo de atuação será sempre o mesmo. Já a região de atuação instantânea, apesar de ser parecer muito com a curva de tempo definido, seu tempo de resposta é na ordem de milissegundos. Estas duas curvas são bastante utilizadas pra proteção contra curtos-circuitos

Além dos ajustes já mencionados, os relés microprocessados podem ainda realizar a proteção de neutro realizando leitura de correntes de sequencia zero. As curvas de atuação disponíveis são as mesmas que para proteção de fase. A maneira como é feita a proteção de neutro será detalhadamente abordada nos capítulos posteriores.

Conforme a tabela ANSI, o código utilizado para proteção temporizada é o número 51, já para instantânea o numero 50. Para a proteção de neutro, utiliza-se a letra “N” junto ao número. Pode-se ainda haver proteção de terra, sendo assim utiliza-se a letra “G”. A tabela ANSI completa encontra-se no Anexo A.

## 4. CRITÉRIOS DE PROTEÇÃO

Os dispositivos de proteção apresentados no capítulo anterior apresentam diversas possibilidades de ajuste e inúmeras aplicações. Além de garantir a seletividade e a coordenação entre as proteções, os equipamentos do sistema elétrico apresentam algumas características que precisam ser analisadas para manter a sua integridade e aumentar a sua vida útil:

- Limites térmicos e mecânicos: Os equipamentos do sistema elétrico apresentam características construtivas que necessitam ser respeitadas. Tais limites térmicos e mecânicos estão diretamente relacionados à intensidade da corrente e ao período exposto a elas. Cada equipamento será minuciosamente analisado posteriormente.

- Características nominais: Os dispositivos de proteção devem ser sensíveis a ponto de distinguir uma situação normal de operação de uma situação anormal. Para isso, os parâmetros nominais de operação de cada equipamento devem ser respeitados.

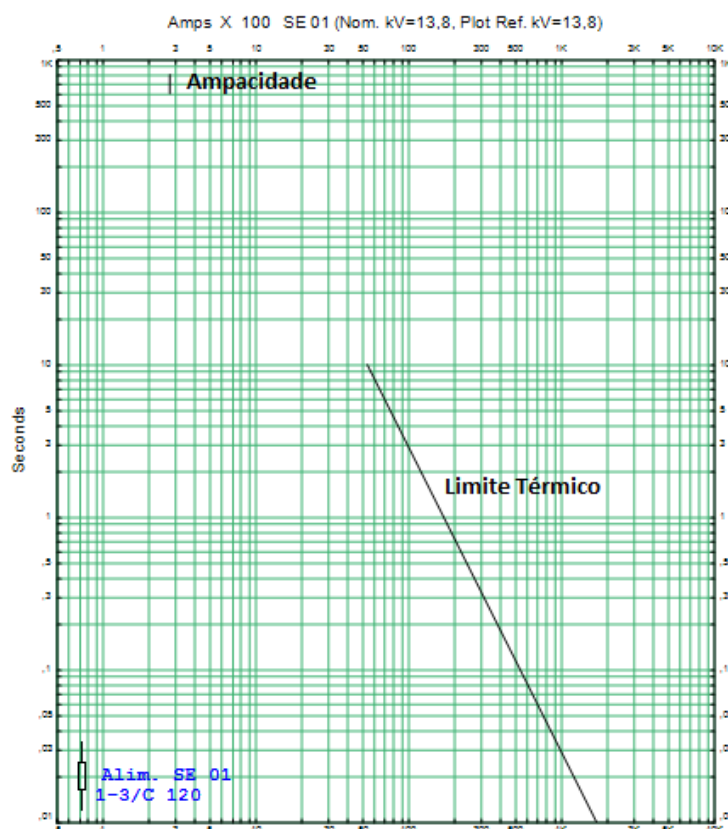
- Altas correntes inerentes ao sistema: A energização de transformadores ou a partida de motores não devem sensibilizar a proteção, visto que são situações normais do sistema.

Com o objetivo de auxiliar os engenheiros na parametrização dos dispositivos de proteção contra sobrecorrentes, foi criada a norma IEEE Std. 242 (2001). Basicamente, este documento possui inúmeras recomendações para um estudo de proteção, as quais serão utilizadas neste estudo.

### 4.1. CABOS

A proteção dos cabos está diretamente relacionada ao efeito Joule devido à alta intensidade de corrente circulando pelo mesmo. Correntes de curto-circuito podem gerar sobreaquecimento excessivo a ponto de extrapolar os limites térmicos do condutor resultando no rompimento da isolação. Além da intensidade da corrente elétrica, o controle do tempo de exposição a elas é essencial para garantir a não ultrapassagem de sua suportabilidade térmica. A curva térmica de um cabo é apresentada na Figura 29.

Figura 29 - Curva Térmica e Ampacidade de Cabos



Além do limite térmico dos condutores, a ampacidade, isto é, a capacidade máxima de corrente do cabo, também deve ser respeitada. Caso o condutor seja submetido a correntes acima de sua ampacidade por um determinado tempo, podem ocorrer alterações em suas características como diâmetro, resistência e isolamento (IEEE Std. 242, 2001). Os ajustes dos dispositivos de proteção devem então respeitar as propriedades térmicas e a ampacidade dos condutores. Para tal, é necessário que a curva de proteção esteja situada a esquerda da curva térmica e respeitando a capacidade de condução de corrente do cabo.

## 4.2. TRANSFORMADORES

Os transformadores também apresentam algumas características que devem ser respeitadas visando garantir a sua integridade e evitar a atuação indevida das proteções à jusante e a montante. Assim como os cabos, os dispositivos de proteção devem ser capazes de limitar a relação entre corrente e tempo aos quais os transformadores são submetidos.

Pelo sua importância no sistema, existem inúmeras possibilidades de emprego dos equipamentos de proteção contra sobrecorrentes, sendo a combinação de relés, fusíveis e



disjuntores a mais encontrada na indústria. No lado primário, fusíveis e disjuntores comandados por relés realizam a proteção contra sobrecorrentes. Pode-se ainda, quando o secundário do transformador for de baixa tensão, isto é, abaixo de 1 kV, utilizar disjuntores de baixa tensão, deixando-o responsável pela proteção contra sobrecarga e o dispositivo do lado primário como retaguarda (IEEE Std. 242, 2001).

Independente do esquema de proteção empregado deve-se evitar a ultrapassagem dos limites térmicos e mecânicos do equipamento e evitar atuações indevidas em situações normais de operação e em situações particulares inerentes ao equipamento. No caso de transformadores, dentre as principais características que devem ser analisadas num estudo de proteção estão sua corrente nominal, corrente de energização e suas suportabilidades mecânica e térmica.

As curvas típicas dos transformadores, segundo IEEE Std. 242 (2001) se dão com base na sua classificação. A norma define quatro categorias para transformadores trifásicos imersos em óleo isolante conforme sua potência. A Tabela 3 apresenta esta classificação.

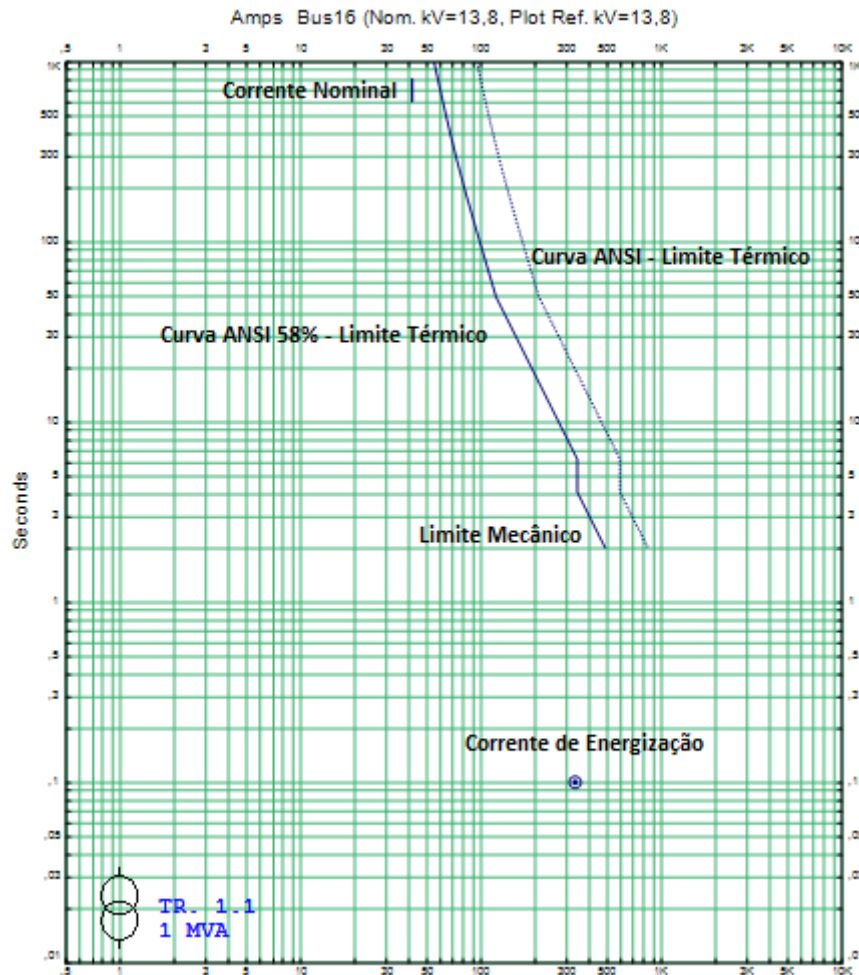
Tabela 3 - Classificação Transformadores Imersos em Óleo Mineral Isolante

Categoria	Potência Trifásica (kVA)
I	5 a 500
II	501 a 5000
III	5001 a 30000
IV	>30000

Fonte: Adaptado de IEEE Std. 242, 2001

Cada categoria apresenta sua curva particular de suportabilidade térmica e mecânica, dependendo ainda do tipo de conexão dos enrolamentos do transformador. A Figura 30 apresenta uma curva típica de um transformador da Categoria II com os enrolamentos primários conectados em delta e os secundários em estrela solidamente aterrados.

Figura 30 - Curva Transformador Categoria II



A corrente nominal de operação do transformador não deve sensibilizar os dispositivos de proteção, visto que não representa nenhum dano ao equipamento. A corrente de energização, apesar de apresentar uma magnitude de, tipicamente, 8 a 12 vezes a corrente nominal, também não deve ser vista pela proteção como uma anormalidade. Vista apenas pelo primário do transformador, esta magnitude de corrente apresenta uma duração de aproximadamente 0,1 segundos, portanto utilizam-se os ajustes de tempo e corrente para evitar atuação indevida.

A curva ANSI define os limites térmicos de transformadores imersos em óleo mineral isolante. Segundo IEEE Std. 242 (2001), a curva ANSI de suportabilidade térmica do transformador é construída conforme a Tabela 4.

Tabela 4 - Dados da Curva ANSI

Múltiplo da Corrente Nominal	Tempo (segundos)
2	1800
3	300
4,75	60
6,3	30
11,3	10
25	2

Fonte: Adaptado de IEEE Std. 242, 2001

A curva ANSI 58% é especialmente aplicada a transformadores com os enrolamentos primários em delta e os secundários em estrela solidamente aterrados. Basicamente, essa curva irá garantir a proteção do transformador para um curto-circuito fase-terra no secundário, visto que apenas 58% da corrente de falta é transferida para o primário do transformador, onde não há circulação de correntes de sequência zero.

Apesar do aumento da temperatura devido à magnitude das correntes de curto-circuito ser aceitável, os efeitos mecânicos são intoleráveis caso as faltas ocorram com certa regularidade, visto que os efeitos mecânicos são ditos cumulativos. Os danos mecânicos nos transformadores não dependem apenas da magnitude e da duração das altas correntes as quais são expostos, mas também da frequência em que ocorrem as faltas (IEEE Std. 242, 2001).

Os transformadores da Categoria I, segundo IEEE Std. 242 (2001) não necessitam da curva mecânica para o estudo de proteção, pois a curva ANSI já é o suficiente para assegurar sua segurança. Para os das Categorias II e III, necessita-se estimar a quantidades de faltas os transformadores serão submetidos, classificando-os em frequentes e infrequentes. Para o presente trabalho, serão consideradas faltas frequentes, portanto a curva mecânica fará parte do estudo de proteção. Já para os transformadores da Categoria IV, devido ao seu porte, sempre se utiliza a curva de suportabilidade mecânica.

Segundo IEEE Std. 242 (2001), a proteção contra sobrecargas dos transformadores devem permitir correntes de 125% a 300% da corrente nominal tanto no primário quanto no secundário. Admite-se ainda, a violação da curva ANSI pelo dispositivo de proteção no primário do transformador para tempos elevados de atuação e faixas estreitas de corrente (IEEE Std. 242, 2001). Com relação à função instantânea, segundo IEEE Std. 242 (2001) devem-se mantê-la desativada nos dispositivos do secundário do transformador e ser maior

que a corrente curto-circuito trifásico assimétrico no secundário referido ao primário para a proteção no primário.

### 4.3. MOTORES DE INDUÇÃO

A proteção de motores de indução é semelhante a dos transformadores, isto é, devem respeitar a operação do motor e não atuarem em eventuais correntes elevadas inerentes ao equipamento. Dentre as principais características que dos motores de indução que devem ser analisadas, estão:

- Corrente nominal: É a corrente nominal de operação do motor. Existe ainda o Fator de Serviço (FS) do motor que representa a sobrecarga admissível do motor em operação contínua sem que haja danos ao equipamento.

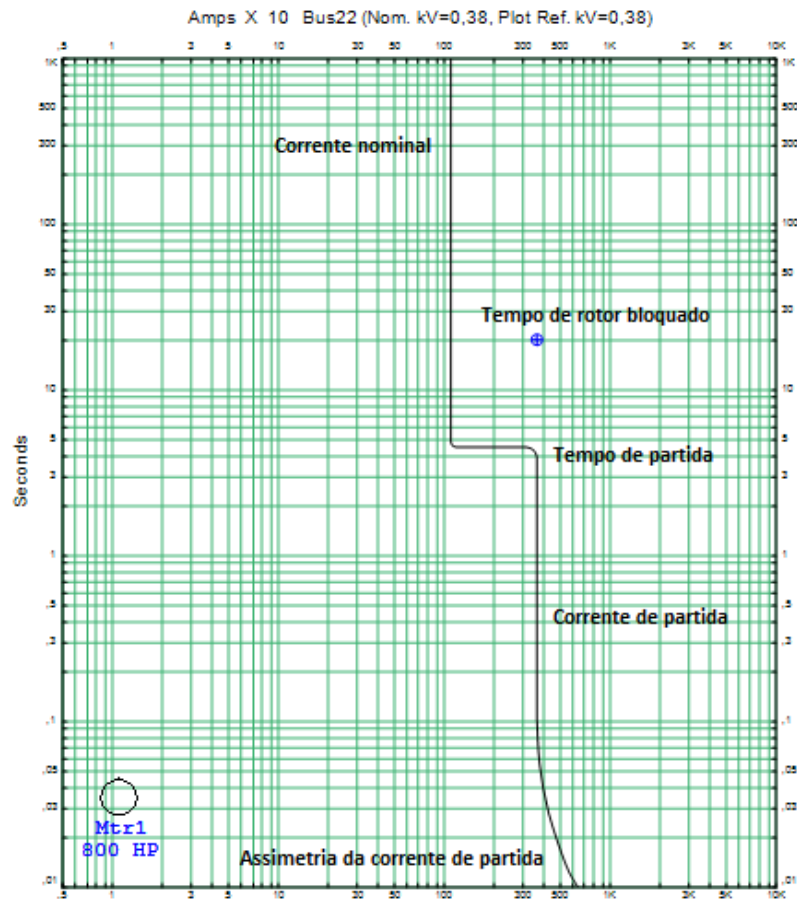
- Corrente de Partida: Magnitude de corrente referente à energização do motor. Conforme IEEE Std. 242 (2001), a corrente de partida pode atingir de 5 a 8 vezes a corrente nominal do motor. Ademais, a corrente de energização do motor apresenta caráter assimétrico nos primeiros ciclos, dependendo da relação  $X/R$  do seu ponto de conexão. Para tal, utiliza-se um coeficiente de 1,76 vezes a corrente de partida para evitar atuação indevida das proteções durante a partida do motor (IEEE Std. 242, 2001).

- Tempo de rotor bloqueado: Tempo máximo sem que haja danos ao rotor e ao isolamento do motor na situação de rotor travado.

- Tempo de partida: Tempo entre a partida e a operação normal do motor.

Diante destas características apresentadas, os dispositivos de proteção devem ser capazes de permitir a partida e a corrente nominal do motor e evitar a violação do tempo de rotor bloqueado. A Figura 31 apresenta uma curva típica de um motor de indução.

Figura 31 - Curva Motor de Indução



Admite-se ainda para a proteção dos motores de indução, uma margem de segurança com relação ao seu tempo de partida. Isto basicamente se deve ao fato de que, caso haja a energização da máquina com uma tensão um pouco abaixo de sua tensão nominal de operação, pode haver um prolongamento do tempo de partida e atuação indevida das proteções. Portanto, utiliza-se uma margem de 2 a 10 segundos entre o tempo de partida e curva do dispositivo de proteção (IEEE Std. 242, 2001).

#### 4.4. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os transformadores de corrente possuem algumas características que devem ser respeitadas em um estudo de proteção. Pelo fato de seu enrolamento primário estar em série com o circuito de potência, está sujeito às elevadas correntes de curtos-circuitos. Portanto, os TCs devem ser corretamente dimensionados a fim de garantir a confiabilidade na medição, a sua integridade e exatidão.

A saturação dos transformadores de corrente, isto é a perda de sua exatidão, deve ser analisada em um estudo de proteção contra sobrecorrentes. Dentre as principais causas, estão à alta intensidade da corrente elétrica no enrolamento primário e o carregamento conectado ao seu secundário.

Os transformadores de correntes, assim, devem atender a corrente de carga prevista, bem como os correntes nominais dos transformadores. Segundo a norma NBR 6865 (ABNT, 2015) e conforme foi mencionado no Capítulo 3, os TCs devem suportar um corrente de 20 vezes a sua corrente nominal mantendo a sua exatidão sem que haja violação de seu limite térmico. Portanto, define-se que a máxima corrente de curto-circuito simétrica não deve exceder 20 vezes a corrente nominal do TC, ademais o máximo carregamento no secundário do transformador de corrente para correntes de curto-circuito máximo não pode ultrapassar a máxima tensão secundária que garanta a sua exatidão. Tais condições podem ser expressas pro:

$$I_{cc_{max}} < 20 \times I_n$$

$$Z_{carga\ sec.} < \frac{V_{max}}{I_{cc_{max}}}$$

..

#### 4.5. PROTEÇÃO DE TERRA

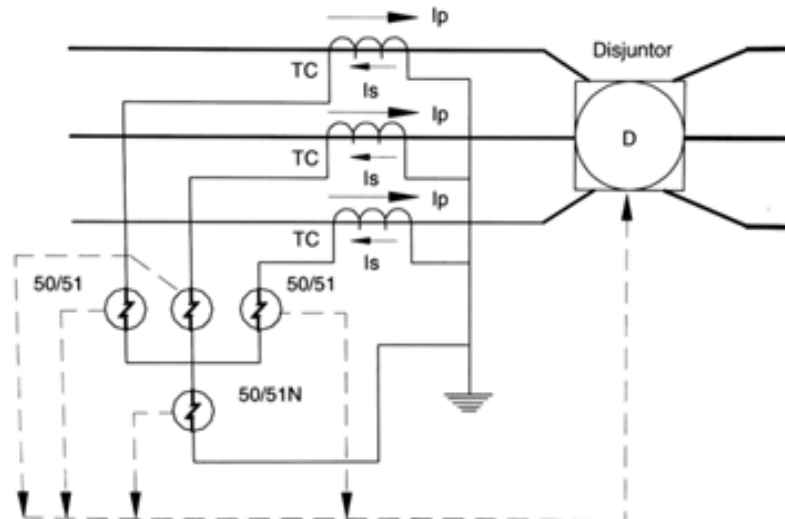
A proteção de faltas envolvendo à terra devem ser minuciosamente analisada pelo engenheiro responsável do estudo de proteção. Segundo Mardegan (2012), existem algumas características das faltas à terra que merecem destaque:

- A maioria das faltas que ocorrem em um sistema elétrico envolve a terra, totalizando aproximadamente 70%.
- A proteção de terra é relativamente independente da proteção de fase, visto que os ajustes das proteções para falta à terra podem assumir valores menores que os de fase. Além disso, a cada ligação delta dos enrolamentos dos transformadores, inicia-se um novo sistema de terra, pois não transferência de correntes de sequência zero nesta situação.

Existem inúmeras possibilidades de se realizar a proteção de faltas à terra, cabe ao responsável pelo estudo de proteção analisar a que melhor se encaixa no sistema em questão. Apesar disso, o princípio de leitura das correntes que envolvem a terra é o mesmo para todas as configurações, isto é, a corrente de terra será sempre resultado da soma vetorial das

correntes de fase. Para o presente trabalho, será abordada a conexão residual, conforme é mostrado na Figura 32.

Figura 32 - Conexão Residual para Proteção de Terra



Fonte: MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013

Nesta configuração, conforme Figura 32, são necessários três transformadores de correntes conectados a cada fase do circuito. A corrente vista pela proteção de neutro será, portanto, a soma vetorial das correntes de fase referidas ao secundário dos TCs.

A proteção de terra deve garantir a proteção contra curtos-circuitos fase-terra e ainda não atuar para situações normais do sistema. Para isso, recomenda-se utilização a curva de Tempo Definido em 100ms com corrente de partida de 10% a 30% a corrente nominal do sistema (IEEE Std. 242, 2001). Este ajuste permite uma rápida atuação na proteção e evita atuações indevidas para desequilíbrios de corrente normais do sistema.

#### 4.6. COORDENAÇÃO

Os critérios de proteção dos equipamentos do sistema elétrico mencionados neste capítulo são de suma importância para definir os ajustes dos dispositivos de proteção, visando sempre garantir proteção e a seletividade entre eles. Porém, para que o estudo de proteção contra sobrecorrente garanta a coordenação entre as proteções, é necessário respeitar os diferentes tempos de atuação inerentes a cada equipamento.

A Tabela 5 mostra os intervalos típicos de coordenação entre dispositivos de proteção para um estudo de proteção contra sobrecorrentes, conforme IEEE Std. 242 (2001).

Tabela 5 - Intervalos de Coordenação

Dispositivo a Jusante	Dispositivo a Montante			
	Fusível	Disjuntor de Baixa Tensão	Relé Eletromecânico	Relé Digital
Fusível	-	-	0,22 s	0,12 s
Disjuntor de Baixa Tensão	-	-	0,22 s	0,12 s
Relé Eletromecânico	0,2 s	0,2 s	0,3 s	0,2 s
Relé Digital	0,2 s	0,2 s	0,3 s	0,2 s

Fonte: IEEE Std. 242, 2001

Os intervalos de coordenação, conforme Tabela 5, garantem, assim, a atuação da proteção de retaguarda apenas em caso de falha de proteção primária.



## 5. ESTUDO DE CASO

O presente capítulo tem como objetivo aplicar os conceitos vistos nos capítulos pretéritos em um típico sistema elétrico industrial. Serão avaliados os diferentes níveis de curto-circuito da planta e ajustados os dispositivos de proteção lá existentes, considerando ainda a suportabilidade térmica e mecânica dos equipamentos e visando garantir a coordenação e a seletividade das proteções.

### 5.1. APRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

O estudo de caso baseia-se na planta de uma empresa do ramo automotivo que produz diversas peças e acessórios. A planta é constituída por três subestações, conforme Figuras 33 e 34.

Figura 33 - Subestação SE Cubículo de Entrada

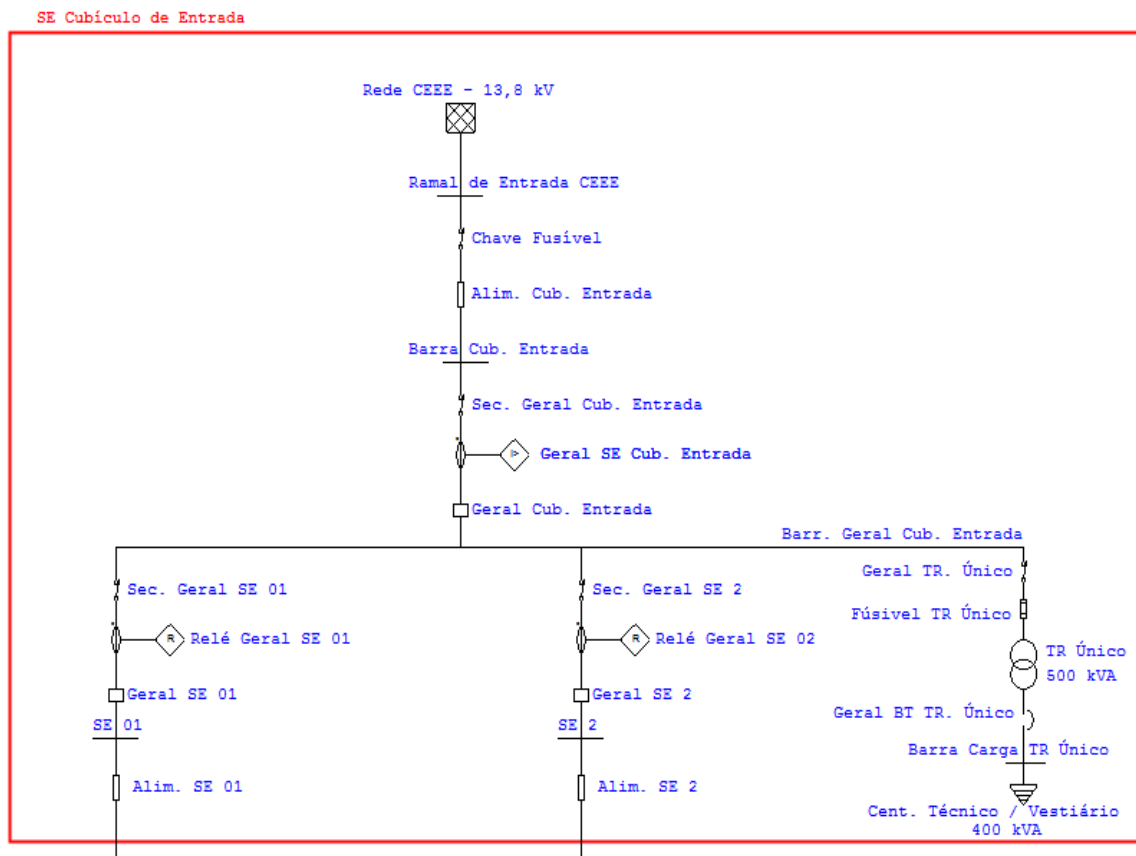
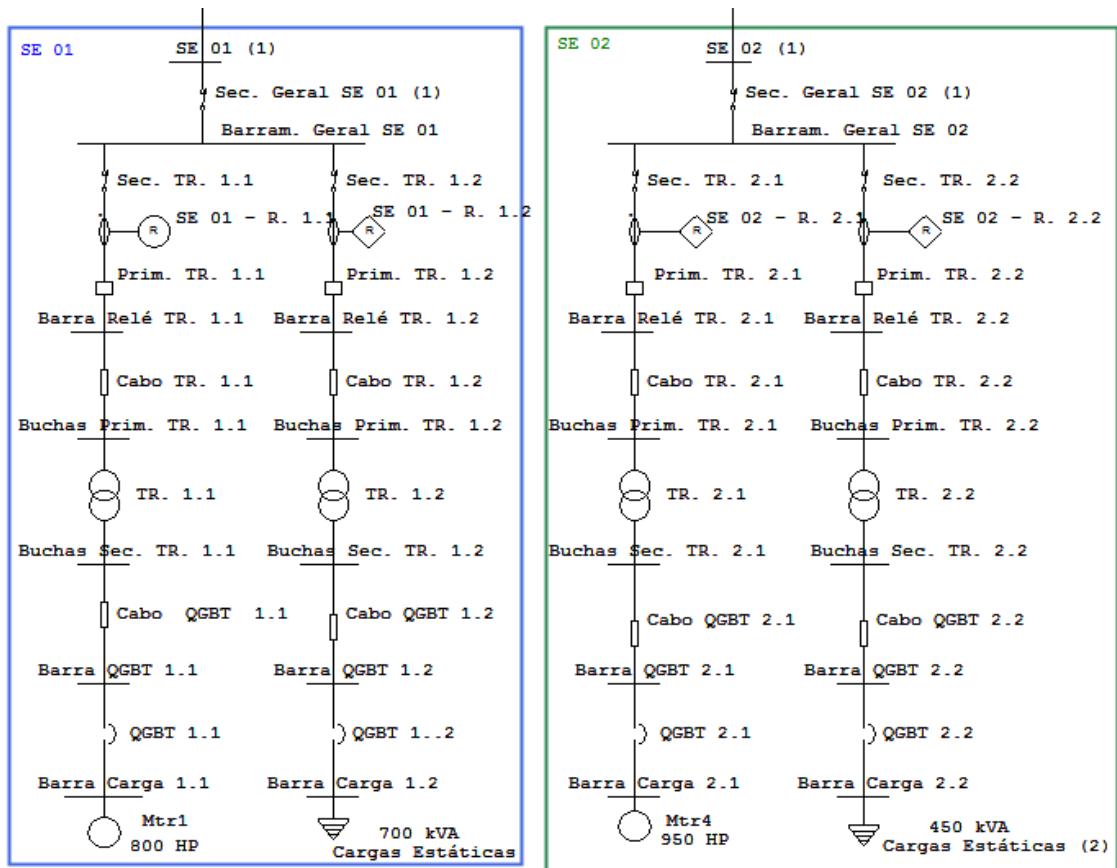


Figura 34 – Subestações SE 01 e SE 02



A subestação SE Cubículo de Entrada tem como função receber a rede de distribuição em 13,8 kV da concessionária CEEE e alimentar as subestações SE 01 e SE 02. É constituída, basicamente, por relés de proteção, chaves seccionadoras e disjuntores de média tensão. A fim de alimentar cargas específicas próximas a subestação, tem-se ainda o transformador auxiliar TR Único. As subestações SE 01 e SE 02 possuem configurações bastante semelhante, sendo formadas por dois transformadores cada com seus respectivos relés de proteção e disjuntores de média e baixa tensão. As especificações de cada equipamento da planta são apresentadas no Apêndice A.

As cargas da planta industrial são constituídas de motores de indução, sendo representados na Figura 34 por motores equivalentes, e cargas estáticas, isto é, cargas que não exercem influência nos níveis de curto-circuito.

## 5.2. DADOS PARA O ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO

Para a correta parametrização dos dispositivos de proteção, fez-se necessário um estudo de curto-circuito em todas as barras das três subestações, nomeadas e destacadas nas Figuras 33 e 34. O objetivo do estudo é definir os diferentes níveis de curto-circuito da planta para correta parametrização de relés e disjuntores de baixa tensão, além da verificação da exatidão dos transformadores de corrente.

Os curtos-circuitos trifásicos e monofásicos à terra foram calculados utilizando-se das premissas descritas no Capítulo 2. As faltas trifásicas, na maioria dos casos, representam as correntes de fase com maior magnitude, já as faltas fase-terra, as correntes de neutro com maior magnitude. A proteção contra os diferentes níveis de curto-circuito serão minuciosamente avaliados na parametrização dos dispositivos de proteção nas secções seguintes.

### 5.2.1. Impedância de Sequência dos Equipamentos

A impedância dos cabos foi definida através da biblioteca do programa ETAP com base nos dados adquiridos em campo, tais como comprimento, bitola, número de condutores por fase. A Figura 35 apresenta o relatório gerado pelo programa ETAP com a impedância dos cabos.

Figura 35 - Impedância de Sequência dos Cabos

Linha/Cabo	Ohms ou Siemens por 1000mpor Condutor (Cabo) ou por Fase (Linha)											
	ID	Biblioteca	Taman.	Compr.		#/Fase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0
				Ajuste (m)	Tol. %							
Alim. Cub. Entrada	15NCUS3	185	47.5	-5.0	2	75	0.1220832	0.1120000		0.1941123	0.2844800	
Alim. SE 01	15NCUS3	120	47.5	-5.0	1	75	0.1869399	0.1190000		0.2972344	0.3022600	
Alim. SE 2	15NCUS3	120	50.4	-5.0	1	75	0.1869399	0.1190000		0.2972344	0.3022600	
Cabo QGBT 1.1	1,0NCUS3	300	29.5	-5.0	4	75	0.0774465	0.0836000		0.1231419	0.2123400	
Cabo QGBT 1.2	1,0NCUS3	240	36.1	-5.0	4	75	0.0951868	0.0843000		0.1513450	0.2141200	
Cabo QGBT 2.1	1,0NCUS3	240	32.3	-5.0	3	75	0.0951868	0.0843000		0.1513450	0.2141200	
Cabo QGBT 2.2	1,0NCUS3	240	21.9	-5.0	3	75	0.0951868	0.0843000		0.1513450	0.2141200	
Cabo TR. 1.1	15NCUS3	70	11.4	-5.0	1	75	0.3261911	0.1210000		0.5186438	0.3073400	
Cabo TR. 1.2	15NCUS3	70	9.5	-5.0	1	75	0.3261911	0.1210000		0.5186438	0.3073400	
Cabo TR. 2.1	15NCUS3	70	16.2	-5.0	1	75	0.3261911	0.1210000		0.5186438	0.3073400	
Cabo TR. 2.2	15NCUS3	35	20.0	-5.0	1	75	0.6371217	0.1430000		1.0130230	0.3632200	

As impedâncias de sequência dos transformadores foram definidas a partir dos seus dados de placas, das considerações descritas na Figura 24 e das Equações 57, 59 e 60. A Figura 36 mostra o relatório gerado pelo programa ETAP com os dados dos transformadores.

Figura 36 - Impedância dos Transformadores

Transformador		Rating			
ID	MVA	kV Prim.	kV Sec.	% Z	X/R
TR Único	0.500	13.800	0.380	4.04	3.50
TR. 1.1	1.000	13.800	0.380	4.94	3.50
TR. 1.2	1.000	13.800	0.460	6.36	5.50
TR. 2.1	1.000	13.800	0.460	4.96	5.50
TR. 2.2	0.750	13.800	0.460	5.50	5.00

Para os motores, utilizou-se dos manuais dos fabricantes, da biblioteca do programa ETAP e dos dados fornecidos pelos responsáveis da instalação. Os motores apresentados na Figura 34 constituem um agrupamento de motores de indução de menor porte, portanto utilizou-se os dados do maior motor, conforme IEEE Std. 242 (2001). A Figura 37 mostra o relatório gerado pelo programa ETAP com os dados dos motores.

Figura 37 - Impedância dos Motores de Indução

Máquina de Indução			Rating (base)			Imp. Seq. Positiva				Aterramento		
ID	Tipo	Qtd	kVA	kV	RPM	X'/R	% R	% X''	% X'	Conexão	Tipo	Amp
Mtr1	Motor	1	726.36	0.380	1800	22.03	1.649	36.32	90.80	Estrela	Aberto	
Mtr4	Motor	1	880.53	0.460	1800	24.00	1.324	31.78	79.45	Estrela	Aberto	

### 5.2.2. Dados da Concessionária

Além dos dados internos do sistema elétrico, fez-se necessário solicitar à concessionária as impedâncias de sequência no ponto de entrega. A Figura 38 mostra as impedâncias de sequência, bem como a contribuição da concessionária para curtos-circuitos monofásicos à terra e trifásicos.

Figura 38 - Dados de Curto-Circuito da Concessionária

Detalhes da Rede Primária										
<b>Rede Primária</b>					Estrutura					
Alimentador : PAL9 - 95					Bloco : 149001796A					
Nó : 484025,135 - 6682931,623					Nível : 213					
Fonte : 484048,722 - 6682937,602					Jumper : Ausente					
Fases : ABC					Classe de Tensão (KV) : 15					
Nº Físico Nó : 136861					Nº Físico Fonte : 136862					
Natureza : Tronco					Comprimento (m) : 24,3					
Proprietário : COMPANHIA					Cablagem (m) : 0					
Instalação :					Desenergizado: Não					
Tipo de Rede : A?rea					Dados do Último Projeto					
Código ANEEL					Data:					
					Projeto: CONVERSA01					
Dados Elétricos <input type="checkbox"/> Curto Circuito										
Curto Circuito	Fases	Simétrico (A)		Assimétrico (A)			Relação X/R	Fator	Impedâncias Equivalentes	
		Módulo	Ângulo	Máxima	Eficaz	Continua				
Trifásico	A	2083	-69,1	3961	2317	1015	2,62	1,11		
	B	2082	170,3	3946	2310	1001	2,62	1,11		
	C	2081	51,8	3963	2317	1020	2,62	1,11		
Bifásico	AB	1804	-69	3430	2007	879				
	BC	1807	170,9	3424	2005	869				
	CA	1802	51	3432	2007	884				
Monofásico	Franco	AN	1481	-71,3	2816	1647	722	2,95		1,11
		BN	1491	169	2826	1655	717	2,95		1,12
		CN	1474	48,7	2807	1641	723	2,95	1,11	
	40 Ω	AN	190	-7	360	211	92	0,12	1,11	
		BN	190	-126,9	359	210	91	0,12	1,11	
		CN	190	113	361	211	93	0,12	1,11	
	80 Ω	AN	97	-3,6	185	108	47	0,06	1,11	
		BN	97	-123,5	184	108	47	0,06	1,11	
		CN	97	116,4	185	108	48	0,06	1,11	
100 Ω	AN	78	-2,9	149	87	38	0,05	1,11		
	BN	78	-122,8	148	87	38	0,05	1,11		
	CN	78	117,1	149	87	38	0,05	1,11		
									Seqüencial (Ω)	
									R1 = 1,36507	
									X1 = 3,57322	
									R0 = 2,45846	
									X0 = 8,13978	
									Trifásica (kV)	
									Ra = 1,72784	
									Xa = 5,09533	
									Rb = 1,73479	
									Xb = 5,05168	
									Rc = 1,72703	
									Xc = 5,12172	
									Comprimento Acumulado	
									km = 7,1973	

### 5.3. CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Definidas as impedâncias de seqüência de transformadores, cabos e motores, as correntes de curto-circuito trifásico e monofásico à terra em cada barra do sistema foram calculadas através do programa ETAP e Componentes Simétricas. As Figuras 39 e 40 mostram o relatório emitido pelo programa com os níveis de curto-circuito de cada barra do sistema em ½ e 30 ciclos da rede, respectivamente.

Figura 39 - Correntes de Curto-Circuito Trifásicas e Monofásicas à Terra em 1/2 ciclo

Barra		Falta Trifásica (kA)		Falta Fase-Terra (kA)	
ID	kV	Sim.	Assim.	Sim.	Assim.
Barr. Geral Cub. Entrada	13.800	2.251	2.481	1.550	1.739
Barra Carga 1.1	0.380	25.080	31.022	27.393	34.050
Barra Carga 1.2	0.460	15.255	18.645	16.801	20.677
Barra Carga 2.1	0.380	17.820	22.197	19.292	24.095
Barra Carga 2.2	0.460	13.639	16.492	14.905	18.105
Barra Carga TR. Único	0.380	15.292	17.479	16.632	18.981
Barra Cub. Entrada	13.800	2.251	2.481	1.550	1.739
Barra QGBT 1.1	0.380	25.080	31.022	27.393	34.050
Barra QGBT 1.2	0.460	15.255	18.645	16.801	20.677
Barra QGBT 2.1	0.380	17.820	22.197	19.292	24.095
Barra QGBT 2.2	0.460	13.639	16.492	14.905	18.105
Barra Relé TR. 1.1	13.800	2.246	2.472	1.546	1.733
Barra Relé TR. 1.2	13.800	2.246	2.472	1.546	1.733
Barra Relé TR. 2.1	13.800	2.246	2.472	1.546	1.733
Barra Relé TR. 2.2	13.800	2.246	2.472	1.546	1.733
Barram. Geral SE 01	13.800	2.246	2.472	1.546	1.733
Barram. Geral SE 02	13.800	2.246	2.472	1.546	1.733
Buchas Prim. TR. 1.1	13.800	2.244	2.469	1.545	1.731
Buchas Prim. TR. 1.2	13.800	2.245	2.470	1.545	1.731
Buchas Prim. TR. 2.1	13.800	2.244	2.468	1.545	1.730
Buchas Prim. TR. 2.2	13.800	2.241	2.462	1.543	1.726
Buchas Sec. TR. 1.1	0.380	25.183	31.206	27.600	34.395
Buchas Sec. TR. 1.2	0.460	15.298	18.739	16.876	20.829
Buchas Sec. TR. 2.1	0.380	17.880	22.328	19.414	24.342
Buchas Sec. TR. 2.2	0.460	13.667	16.551	14.953	18.198
Ramal de Entrada CEEE	13.800	2.253	2.484	1.551	1.741
SE 01	13.800	2.251	2.481	1.550	1.739
SE 01 (1)	13.800	2.246	2.472	1.546	1.733
SE 2	13.800	2.251	2.481	1.550	1.739
SE 02 (1)	13.800	2.246	2.472	1.546	1.733

Todas as correntes de falta são momentâneas (Redes de 1/2 Ciclo) valores em kA rms.

Figura 40 - Correntes de Curto-Circuito Trifásico e Monofásico à Terra em 30 ciclos

Barra		Trifásico kA Sim.	Falta Fase kA Sim.
ID	kV		
Barr. Geral Cub. Entrada	13.800	2.081	1.490
Barra Carga 1.1	0.380	21.819	24.498
Barra Carga 1.2	0.460	14.991	16.568
Barra Carga 2.1	0.380	14.854	16.682
Barra Carga 2.2	0.460	13.426	14.721
Barra Carga TR. Único	0.380	15.066	16.438
Barra Cub. Entrada	13.800	2.081	1.490
Barra QGBT 1.1	0.380	21.819	24.498
Barra QGBT 1.2	0.460	14.991	16.568
Barra QGBT 2.1	0.380	14.854	16.682
Barra QGBT 2.2	0.460	13.426	14.721
Barra Relé TR. 1.1	13.800	2.076	1.486
Barra Relé TR. 1.2	13.800	2.076	1.486
Barra Relé TR. 2.1	13.800	2.076	1.486
Barra Relé TR. 2.2	13.800	2.076	1.486
Barram. Geral SE 01	13.800	2.076	1.486
Barram. Geral SE 02	13.800	2.076	1.486
Buchas Prim. TR. 1.1	13.800	2.075	1.485
Buchas Prim. TR. 1.2	13.800	2.075	1.485
Buchas Prim. TR. 2.1	13.800	2.074	1.485
Buchas Prim. TR. 2.2	13.800	2.072	1.483
Buchas Sec. TR. 1.1	0.380	21.920	24.685
Buchas Sec. TR. 1.2	0.460	15.032	16.642
Buchas Sec. TR. 2.1	0.380	14.914	16.791
Buchas Sec. TR. 2.2	0.460	13.454	14.768
Ramal de Entrada CEEE	13.800	2.083	1.491
SE 01	13.800	2.081	1.490
SE 01 (1)	13.800	2.076	1.486
SE 2	13.800	2.081	1.490
SE 02 (1)	13.800	2.076	1.486

Todas as correntes de falta estão baseadas nos valores de rede de 30 ciclos em kA rms

As correntes de falta calculadas via Componentes Simétricas encontram-se no Apêndice C juntamente com os circuitos de sequência para o sistema em questão. Ficou comprovada a compatibilidade entre as simulações através do programa ETAP e o método analítico, visto que por trata-se de um trabalho a nível acadêmico, o entendimento do desenvolvimento matemático do cálculo das correntes de curto-circuito é de suma importância.

## 5.4. AJUSTES DE PROTEÇÕES DE FASE

Definidas as magnitudes das correntes de falta em cada barra do sistema e as características dos dispositivos de proteção e dos equipamentos protegidos, é possível aplicar os critérios de coordenação para as proteções do sistema. Para tal, utilizou-se as curvas tempo versus corrente do ETAP, sendo possível realizar uma análise gráfica das curvas de proteção e verificar a adequabilidade das parametrizações dos equipamentos de proteção.

A proteção de fase tem como objetivo garantir a proteção contra curtos-circuitos trifásicos, pois estes representam as correntes de fase com maior magnitude. Os valores das correntes de falta trifásica em seus diferentes momentos, isto é subtransitórios (1/2 ciclo) e transitório (30 ciclos), são também representadas nos gráficos. No Apêndice B, encontram-se os ajustes de cada dispositivo de proteção da planta, sendo os ajustes mencionados a seguir os valores de correntes no circuito de potência.

### 5.4.1. Motor Mtr1 e Transformador 1.1

O disjuntor de baixa tensão QGBT 1.1 realiza a proteção secundária do transformador TR 1.1 e a proteção do motor de indução Mtr1. A proteção temporizada deve permitir a corrente nominal no secundário do transformador e a corrente de carga do motor, permitindo ainda um percentual de sobrecarga sem que haja a violação da curva de proteção do transformador. Assim, considerando uma sobrecarga típica de 20%, tem-se uma corrente de 1822 A. Devido às limitações de ajuste do disjuntor de baixa tensão, definiu-se uma sobrecarga de 18%, isto é, uma corrente de 1800 A no secundário. O ajuste de tempo curto ou instantâneo deve garantir a partida do Mtr1 e ainda protegê-lo contra eventuais curtos-circuitos. A corrente de partida do motor equivale a três vezes a corrente nominal do motor, além do mais é necessário considerar a assimetria da corrente de partida multiplicando-a por 1,76.

$$I_{partida} = 1,76 * 3 * I_n = 5829 A$$

Considerando uma margem de aproximadamente 20% para evitar atuações indevidas da proteção na partida do motor, ajustou-se a corrente de partida da curva de tempo curto em 7200 A. Este ajuste permite, ainda, a proteção contra quaisquer níveis de curto-circuito na barra Carga 1.1, sendo estes da ordem de 20 kA. O ajuste da temporização se deu com base na

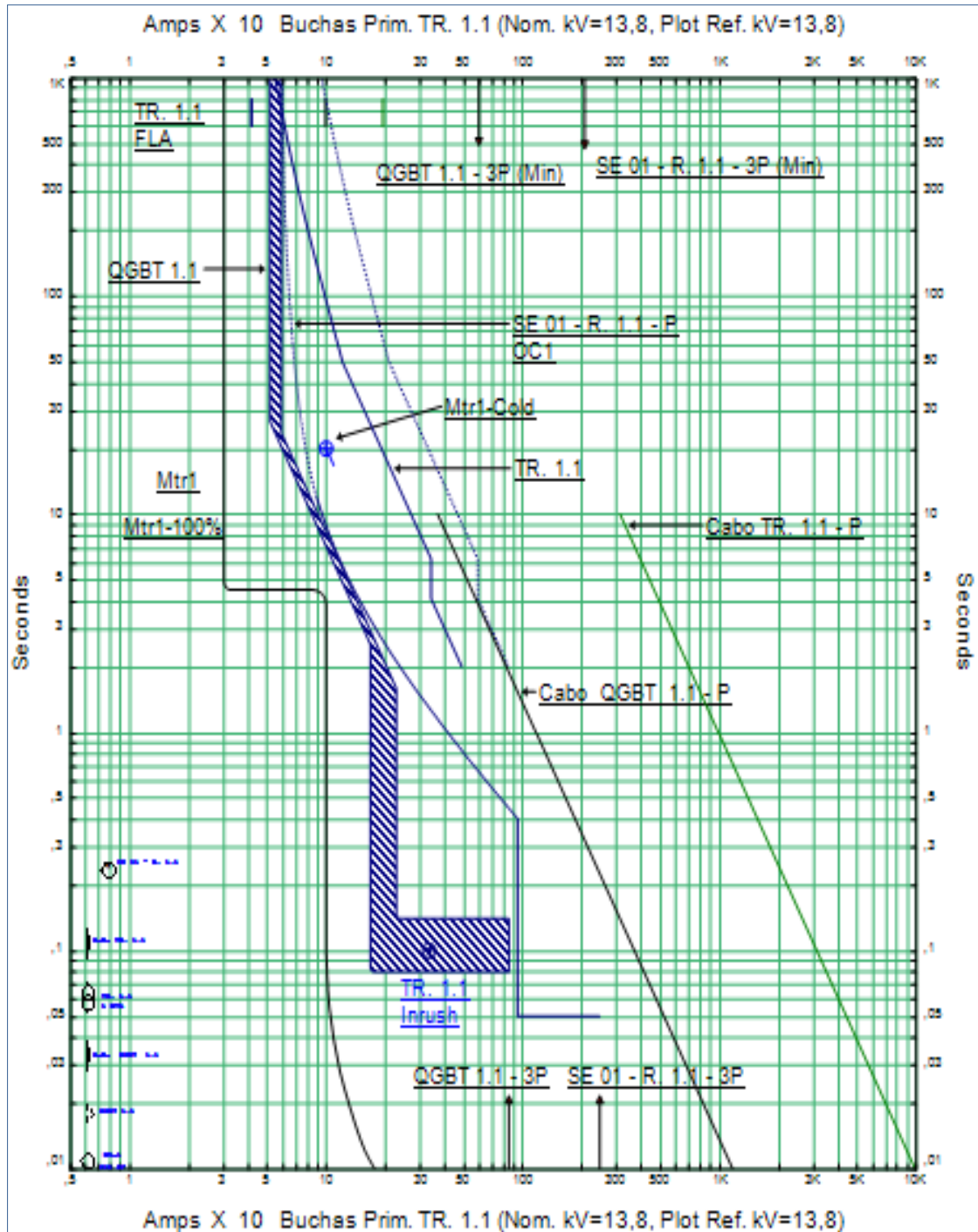


curva tempo versus corrente, devido às limitações dos ajustes de tempo do disjuntor, levando em conta o tempo de rotor bloqueado e de partida do motor de indução Mtr1.

O relé primário SE 01 – R. 1.1 tem como função garantir proteção térmica e mecânica do transformador TR 1.1 e dos cabos TR 1.1 e QGBT 1.1, ademais deve ser seletiva com a proteção a jusante. A função temporizada deve garantir a proteção contra sobrecarga, para isso definiu-se 40% de sobrecarga resultando numa corrente de 60 A no primário do transformador. A coordenação entre o disjuntor de baixa tensão QGBT 1.1 e o relé primário SE 01 – R. 1.1 deve ser realizada para a corrente de curto-circuito trifásica simétrica no secundário referida ao primário do transformador. A partir da Equação 63 e utilizando o tempo de atuação como sendo a soma do tempo de resposta do disjuntor e do intervalo de coordenação recomendado entre relés digitais e disjuntores de baixa tensão, chega-se em um multiplicador tempo para curva Muito Inversa de 0,18s. Para que não haja interpolação das curvas do disjuntor de baixa tensão e do relé primário, o multiplicador foi ajustado em 0,44.

A proteção instantânea do relé deve ser ajustada em no mínimo 1,1 vezes a corrente curto-circuito trifásico assimétrico no secundário referido ao primário, isto é, uma corrente de 939A. Deve-se ainda permitir a corrente de energização do transformador de 334,7 A. A corrente de partida instantânea foi ajustada em 945 A. A Figura 41 mostra a curva tempo versus correntes com base nos ajustes realizados.

Figura 41 - Proteção de Fase Relé SE 01 - R. 1.1 e Disjuntor QGBT 1.1



#### 5.4.2. Transformador TR 1.2

A proteção do transformador TR 1.2 é feita através do disjuntor de baixa tensão QGTB 1.2 e no primário pelo relé SE 01 – R 1.2.

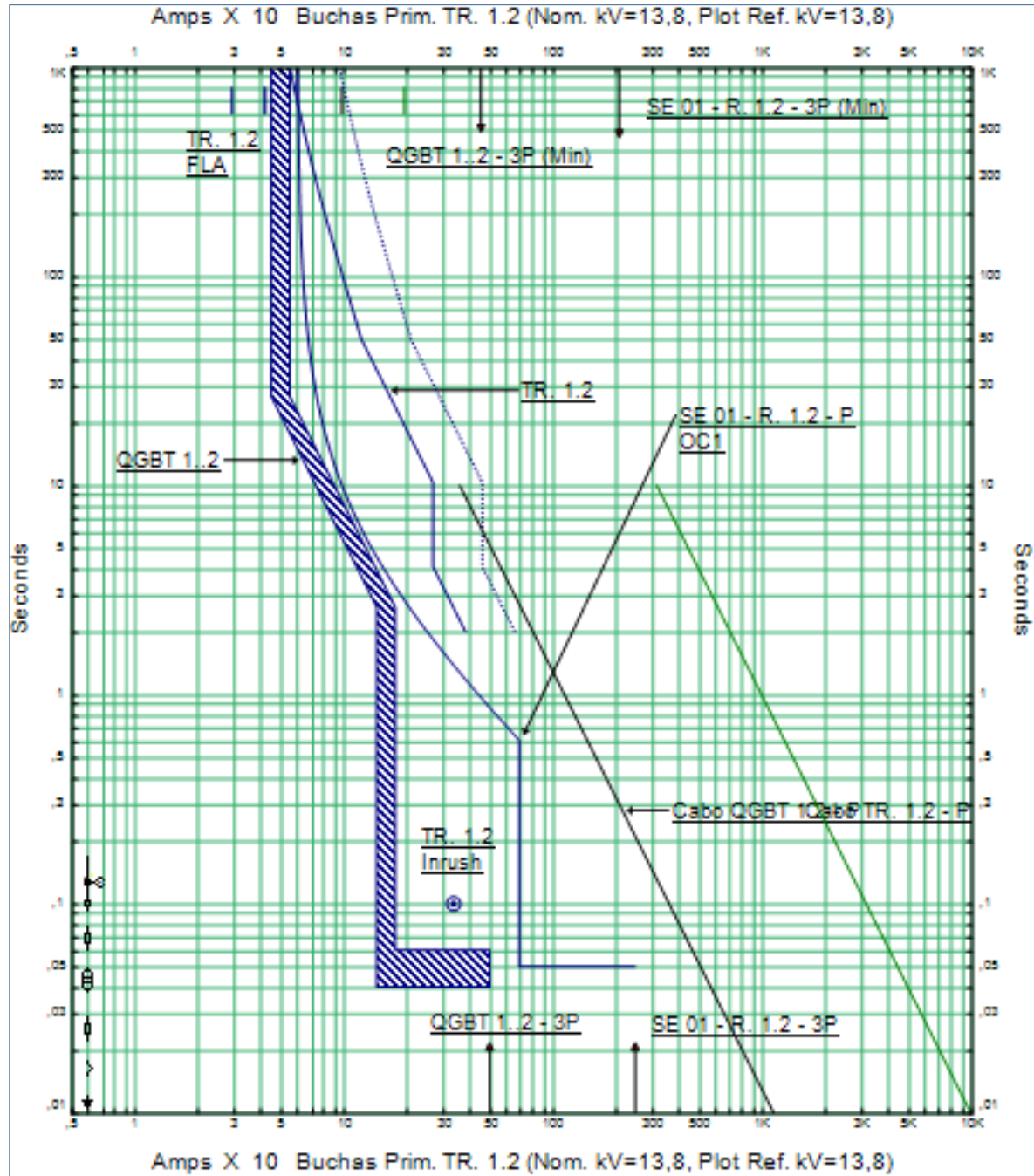
O ajuste de corrente de partida da função de Tempo Longo do disjuntor de baixa tensão foi realizado admitindo um percentual de sobrecarga para evitar atuação da proteção para a corrente nominal do transformador. Para isso, definiu-se 20% de sobrecarga e o ajuste em 1504 A. A temporização da função de tempo longo, devido às limitações de ajuste do equipamento, foi definida através da curva tempo versus corrente.

A função de tempo curto tem como função proteger a barra Carga 1.2 para quaisquer níveis de curto circuito, para isso definiu-se o ajustem em 4800 A. Pelo fato de ser a proteção direta da carga, não havendo proteções a jusante para realizar a coordenação, o ajuste de tempo da função de Tempo Curto foi realizado no mínimo e não desabilitado conforme recomendações.

O relé de proteção primária do transformador foi parametrizado de forma muito semelhante ao relé SE 01 – R 1.1. A corrente de partida da unidade temporizada foi definida em 60 A, isto é, admitindo-se uma sobrecarga de 30 %. A seleção do multiplicador de tempo para a curva Muito Inversa foi realizado através da Equação 63, utilizando como tempo de atuação a soma do tempo de atuação do dispositivo de proteção à jusante do relé e o intervalo de coordenação recomendado entre eles no ponto da corrente de curto-circuito trifásico simétrico secundário referido ao primário do transformador, obtendo-se um multiplicado de curva de 0,14. Para evitar a sobreposição das curvas de proteção, foi ajustado em 0,54.

A proteção instantânea do relé SE 01 – R. 1.1 deve permitir a energização do transformador, além de proteger o primário do transformador contra curtos-circuitos. Para isso, o ajuste da corrente de partida da unidade instantânea deve ser no mínimo 1,1 vezes a corrente de curto-circuito trifásico assimétrico no secundário referido ao primário e maior do que a corrente de energização do transformador. O ajuste foi feito em 690 A. A Figura 42 apresenta a curva tempo versus corrente a partir dos ajustes realizados.

Figura 42 - Proteção de Fase Relé SE 01 - R. 1.2 e Disjuntor QGBT 1.2



### 5.4.3. Motor Mtr4 e Transformador TR 2.1

A proteção do motor Mtr4 e do secundário do transformador TR 2.1 é feita através do disjuntor de baixa tensão QGBT 2.1. O disjuntor deve proteger o motor contra eventuais curtos-circuitos, proteger o tempo de rotor bloqueado, permitir a sua partida e ainda não atuar para a corrente nominal de operação do transformador.

A função de tempo longo deve ser ajustada admitindo-se uma sobrecarga para evitar eventuais atuações indesejadas. Para isso, a corrente de partida da unidade temporizada foi ajustada em 1,15 vezes a corrente nominal no secundário do transformador, isto é, 1440 A. O ajuste de tempo se fez com base na curva tempo versus corrente devido à limitação de ajuste do disjuntor.

A função de tempo curto foi definida a partir corrente de partida do motor Mtr4. Conforme as características do motor, a sua corrente de partida equivale a 3,5 vezes a sua corrente nominal. Multiplicando-se ainda pelo fator 1,76 conforme as recomendações, obtém-se:

$$I_p = 1,76 * 3,5 * 1105 = 6806,8 A$$

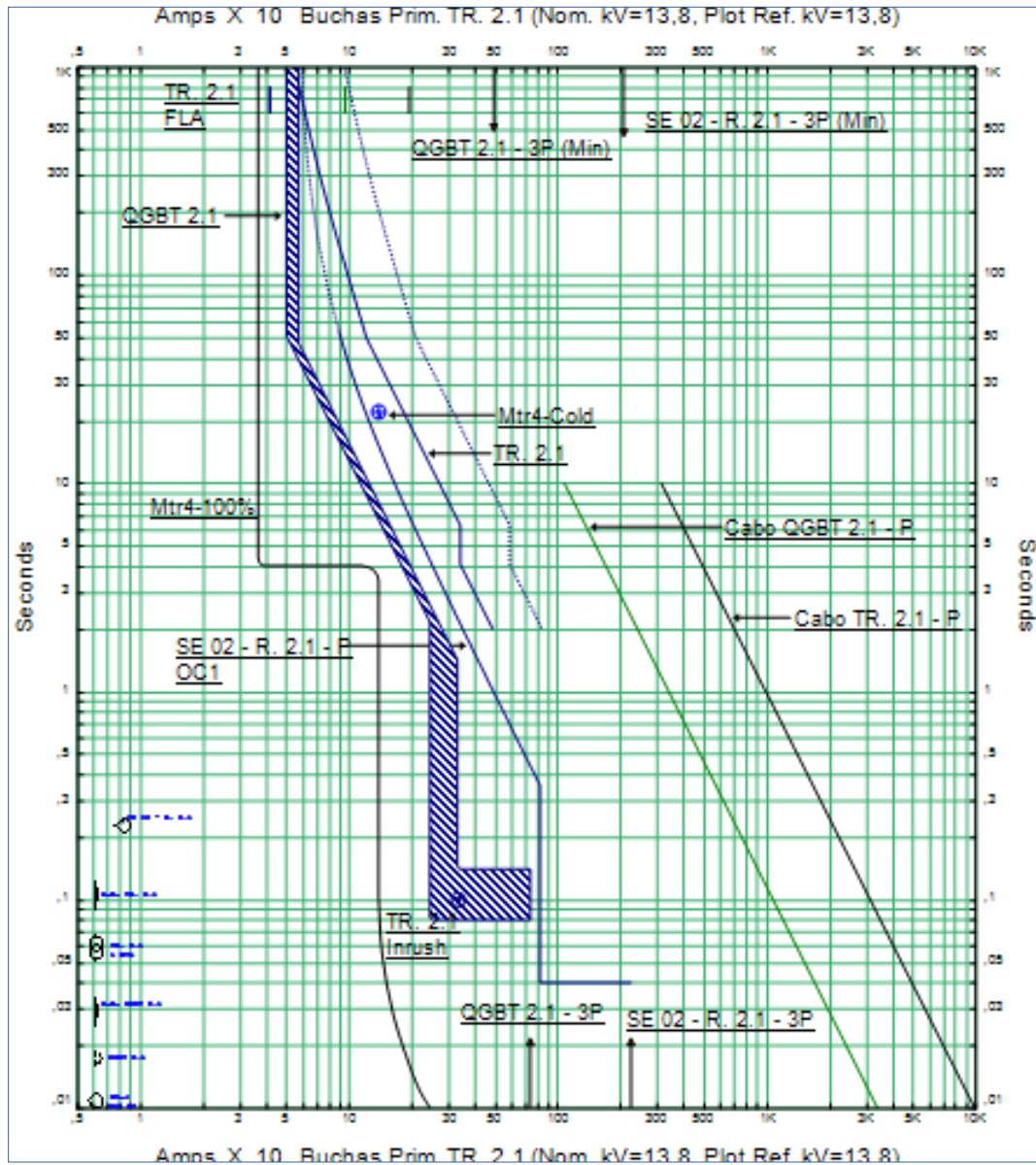
Considerando uma margem de 20% para evitar eventuais atuações indevidas, o ajuste foi feito em 8640 A. Este ajuste garante, ainda, a proteção do motor contra curtos-circuitos, sendo estes da ordem de 14 kA. Por ser uma proteção direta da carga, a temporização da unidade instantânea foi definida no mínimo.

A função temporizada do relé SE 02 – R. 2.1 foi ajustada em 60 A para evitar atuação indevida da proteção, sendo a corrente nominal primária do transformador 41,84 A. Através da utilização da curva Extremamente Inversa, o multiplicador da curva foi calculado com base na coordenação entre os dispositivos de proteção no ponto de curto-circuito trifásico simétrico no secundário do transformador, resultando em 0,22. Este ajuste, porém, implica na perda da coordenação em outros pontos da curva, sendo assim, o multiplicador da curva foi ajustado em 0,83.

A função instantânea deve proteger o primário do transformador contra curtos-circuitos e ainda não atuar para faltas trifásicas assimétricas no secundário e na energização do transformador. Para isso, o ajuste foi feito para no mínimo 1,1 vezes a corrente de falta trifásica assimétrica no secundário referido ao primário, isto é, 814 A. Devido à faixa de

ajuste do relé, definiu-se a parametrização em 825 A. A Figura 43 mostra a curva tempos versus corrente com base nos ajustes descritos.

Figura 43 - Proteção de Fase Relé SE 02 - R. 2.1 e Disjuntor QGBT 2.1



#### 5.4.4. Transformador TR 2.2

A proteção primária do transformador TR 2.2 é feita pelo relé SE 02 – R 2.2 e no secundário pelo disjuntor de baixa tensão QGBT 2.2.

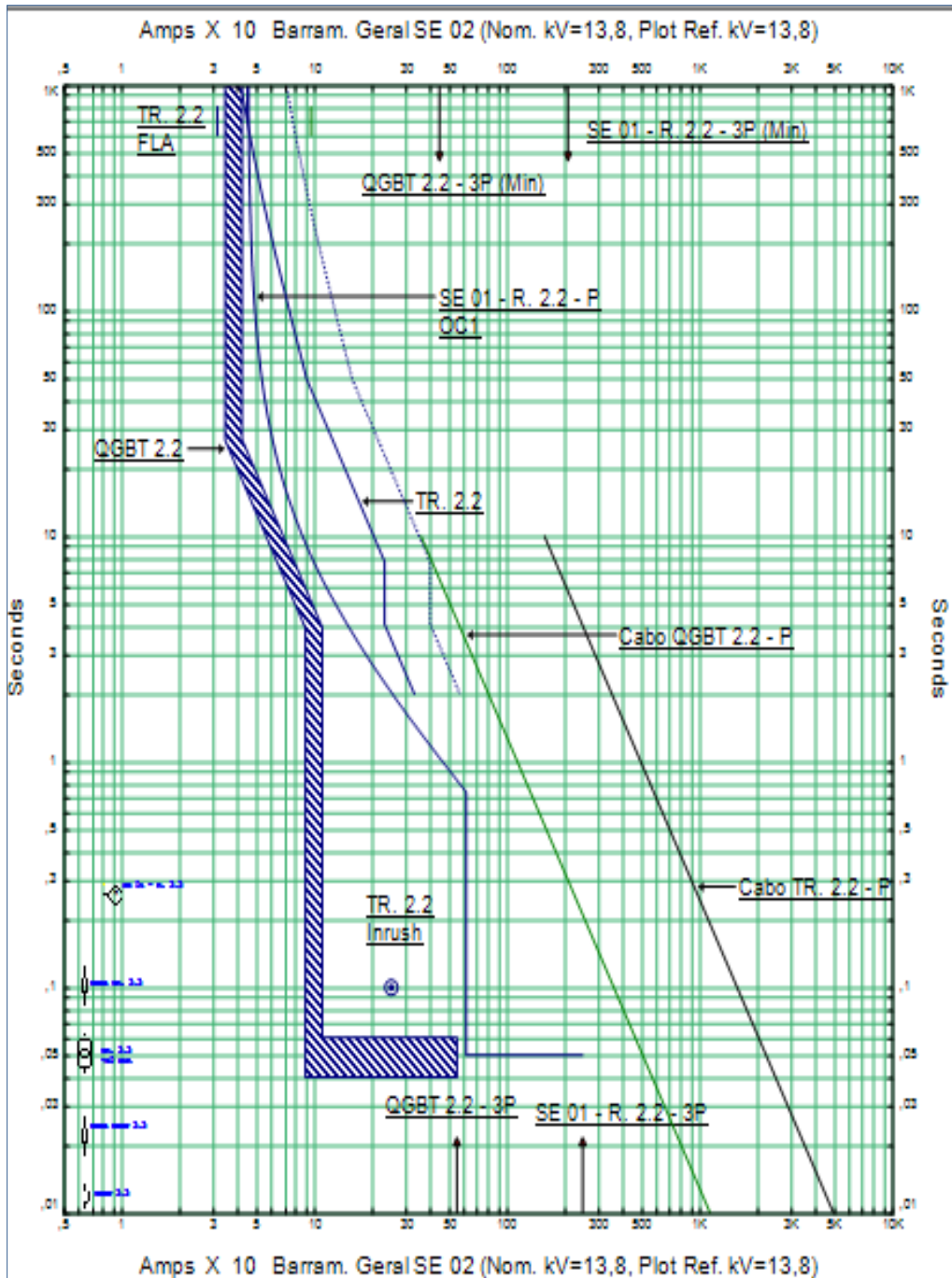
O ajuste da corrente de partida da função de Tempo Longo do disjuntor de baixa tensão foi realizado admitindo-se uma sobrecarga 20% no transformador para evitar atuações indevidas, isto é, uma corrente de 1150 A. O ajuste de tempo foi realizado através da curva tempo versus corrente devido à limitação de ajuste do equipamento.

A função de Tempo Curto tem como finalidade realizar a proteção do secundário do transformador contra curtos-circuitos. O ajuste foi realizado em 3000 A, visto que os níveis de curto-circuito da barra Carga 2.2 são da ordem de 13 kA. A temporização foi ajustada no mínimo, pois pelo fato de ser a proteção direta da carga, não deverá coordenar com nenhuma proteção a jusante.

A unidade do temporizada do relé de proteção SE 02 – R. 2.2 foi ajustada considerando aproximadamente 30% de sobrecarga para que não houvesse a sobreposição das curvas do relé e do disjuntor a jusante, isto é, 45A. A constante de tempo da curva Muito Inversa foi definida a partir do intervalo de coordenação entre as proteções no ponto de curto-circuito trifásico simétrico no secundário referido ao primário do transformador. A fim de garantir a seletividade entre as curvas de proteção, o multiplicado de curva foi parametrizado em 0,69.

A unidade instantânea foi ajustada a partir de 110% a corrente de curto-circuito trifásico assimétrico no secundário referido ao primário e da corrente de energização do transformador. A corrente de partida da unidade instantânea foi ajustada em 615 A. A Figura 44 mostra a curva tempo versus corrente a partir dos parâmetros definidos.

Figura 44 - Proteção de Fase Relé SE 02 - R. 2.2 e Disjuntor QGBT 2.2





#### 5.4.5. Relé Geral SE 01

O relé geral da subestação 01 tem como função proteger as barras a montante dos relés SE 01 – R 1.1 e SE 01 – R 1.2, garantir a integridade do cabo Alim. SE 01 de alimentação da subestação e servir de proteção de retaguarda para os transformadores TR 1.1 e TR 1.2 no primário.

A corrente de partida da unidade temporizada foi ajustada considerando 140% da soma das correntes nominais do transformador TR 1.1 e TR 1.2, isto é, 120 A. A temporização foi ajustada graficamente com o objetivo de manter a coordenação ao longo de toda curva.

A unidade instantânea foi definida a partir dos níveis de curto-circuito trifásico e das correntes de energização dos transformadores. Pelo fato de os transformadores TR 1.1 e TR 1.2 nunca serem energizados ao mesmo tempo, para fins de ajuste da corrente de partida da unidade instantânea utilizou-se:

$$I_{\gg} = 8 * I_{n_{TR\ 1.1}} + I_{n_{TR\ 1.2}} = 376,56\ A$$

A fim de manter a seletividade com as proteções à jusante, o ajuste foi feito em 1320A com o tempo de 0,25 segundos, isto é, a soma do tempo de atuação das proteções à jusante e o tempo recomendado para coordenação entre relés digitais. A Figura 45 mostra a curva tempos versus corrente com base nos ajustes realizados.



#### 5.4.6. Relé Geral SE 02

Assim como o relé Geral da SE 01, o relé Geral SE 02 devem garantir a integridade do cabo Alim. SE 02 de alimentação da subestação 02, permitir a energização dos transformadores TR 2.1 e TR 2.2 e ainda proteger as barras a montante destes transformadores contra curtos-circuitos.

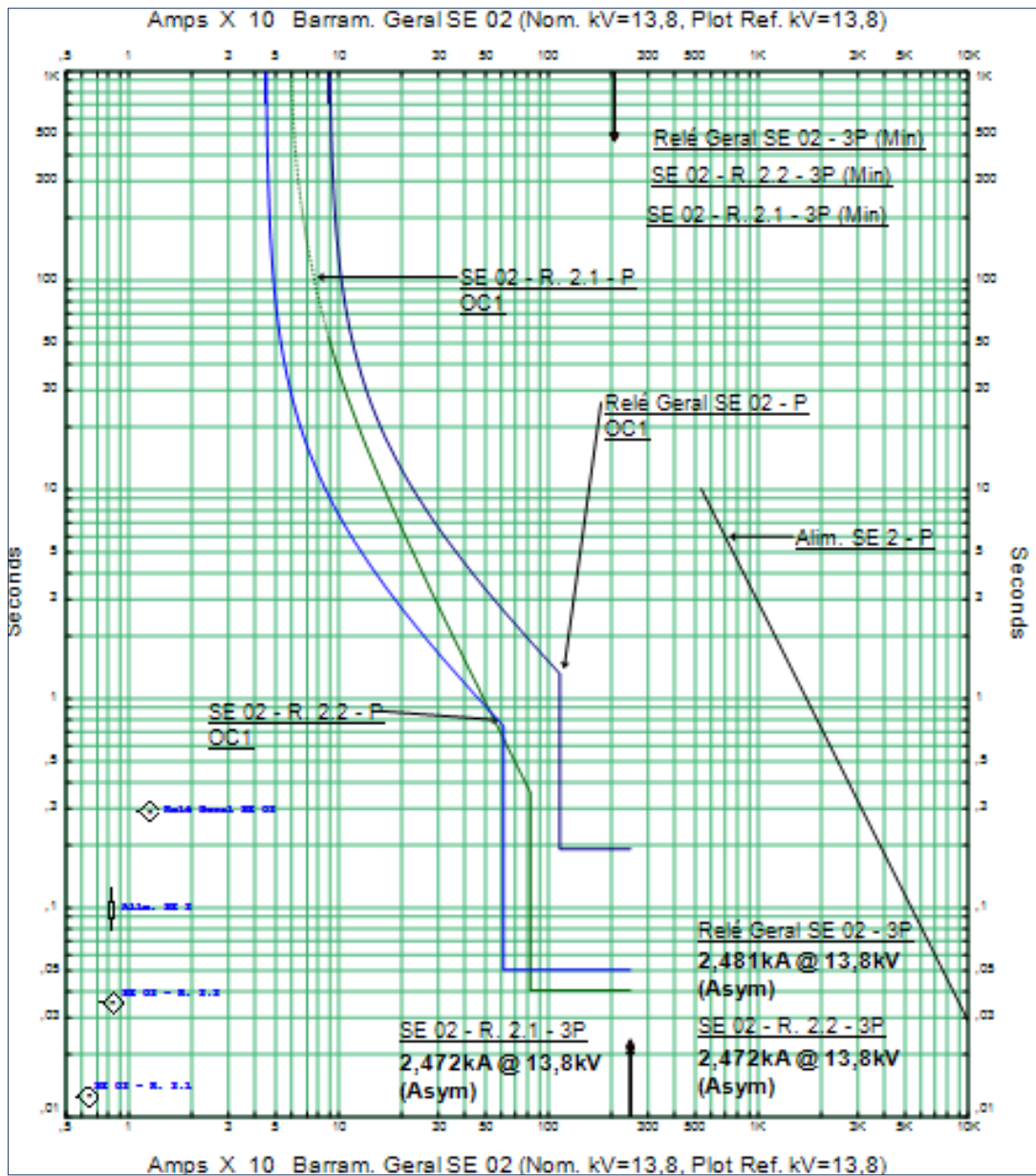
A unidade temporizada foi ajustada admitindo-se 120% da corrente nominal dos transformadores TR 2.1 e TR 2.2, isto é, 90 A. A temporização foi ajustada graficamente visando evitar a superposição da curva do relé geral com as curvas dos relés à jusante. Para isso, o multiplicador da curva foi definido em 1,13.

A unidade instantânea deve ser ajustada de forma a permitir a energização do transformador e proteger as barras a montante dos relés SE 02 – R 2.1 e SE 02 – R 2.2 contra curtos-circuitos. Assim como para subestação SE 01, a energização dos transformadores da subestação SE 02 nunca ocorrem ao mesmo tempo, portanto considerou-se:

$$I_{inrush} = 8 * I_{n_{TR\ 2.1}} + I_{n_{TR\ 2.2}} = 366,07\ A$$

Para garantir a seletividade com as proteções à jusante, a unidade instantânea do relé foi ajustada em 1140A, permitindo assim a energização dos equipamentos da subestação e garantindo a proteção contra curtos-circuitos. Definiu-se ainda o tempo de atraso da unidade instantânea em 0,25 segundos para garantir a coordenação com os relés digitais a jusante no ponto de curto-circuito simétrico. A Figura mostra a curva tempo versus corrente com base nos parâmetros ajustados.

Figura 46 - Proteção de Fase Relé Geral SE 02



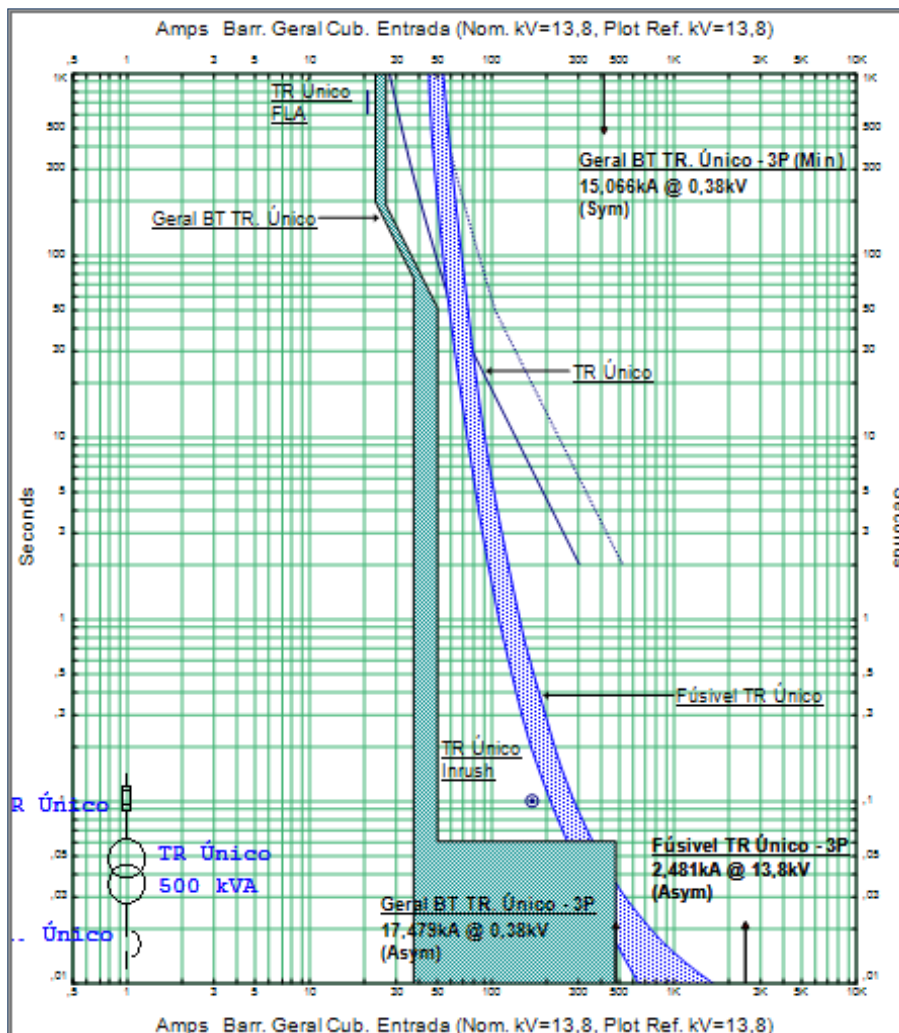
### 5.4.7. Transformador TR Único

O transformador TR Único da subestação SE Cubículo de Entrada tem como proteção no lado primário um fusível e no secundário o disjuntor termomagnético de baixa tensão Geral BT TR. Único.

A corrente de partida da proteção térmica foi ajustada admitindo-se um percentual de sobrecarga. Devido as limitações do equipamento, admite-se no máximo uma sobrecarga de 5%, isto é, 800 A.

A corrente de partida da unidade instantânea foi ajustada graficamente evitando a sobreposição com a curva do fusível a montante e protegendo a barra Carga TR Único contra curtos-circuitos. A Figura 47 mostra a curva tempo versus corrente para a proteção do TR Único.

Figura 47 - Proteção de Fase Fusível TR Único e Disjuntor Geral BT. TR. Único



Analisando a Figura 47, verificou-se que para a normal operação do sistema, os ajustes de proteção estão corretamente dimensionados, isto é, permitem a energização do transformador e sua corrente normal de operação. Em contrapartida, a seletividade entre as proteções não ocorre ao longo de toda a curva dos dispositivos. No caso de um eventual curto-circuito na baixa tensão, poderá ocorrer a atuação do fusível antes do disjuntor. Além disso, a curva do fusível intercepta a curva de suportabilidade térmica do transformador. Desta maneira, numa possível falha do disjuntor de baixa tensão, poderão ocorrer danos térmicos ao transformador.

#### 5.4.8. Relé Geral SE Cubículo de Entrada

O relé geral da subestação SE Cubículo de Entrada tem como função garantir a proteção contra curtos circuitos no barramento Geral Cub. Entrada e ainda servir de retaguarda para as proteções a jusante. Portanto, este relé deve coordenar com a envoltória formada pelas curvas dos relés gerais das subestações 01 e 02 e do fusível do TR Único.

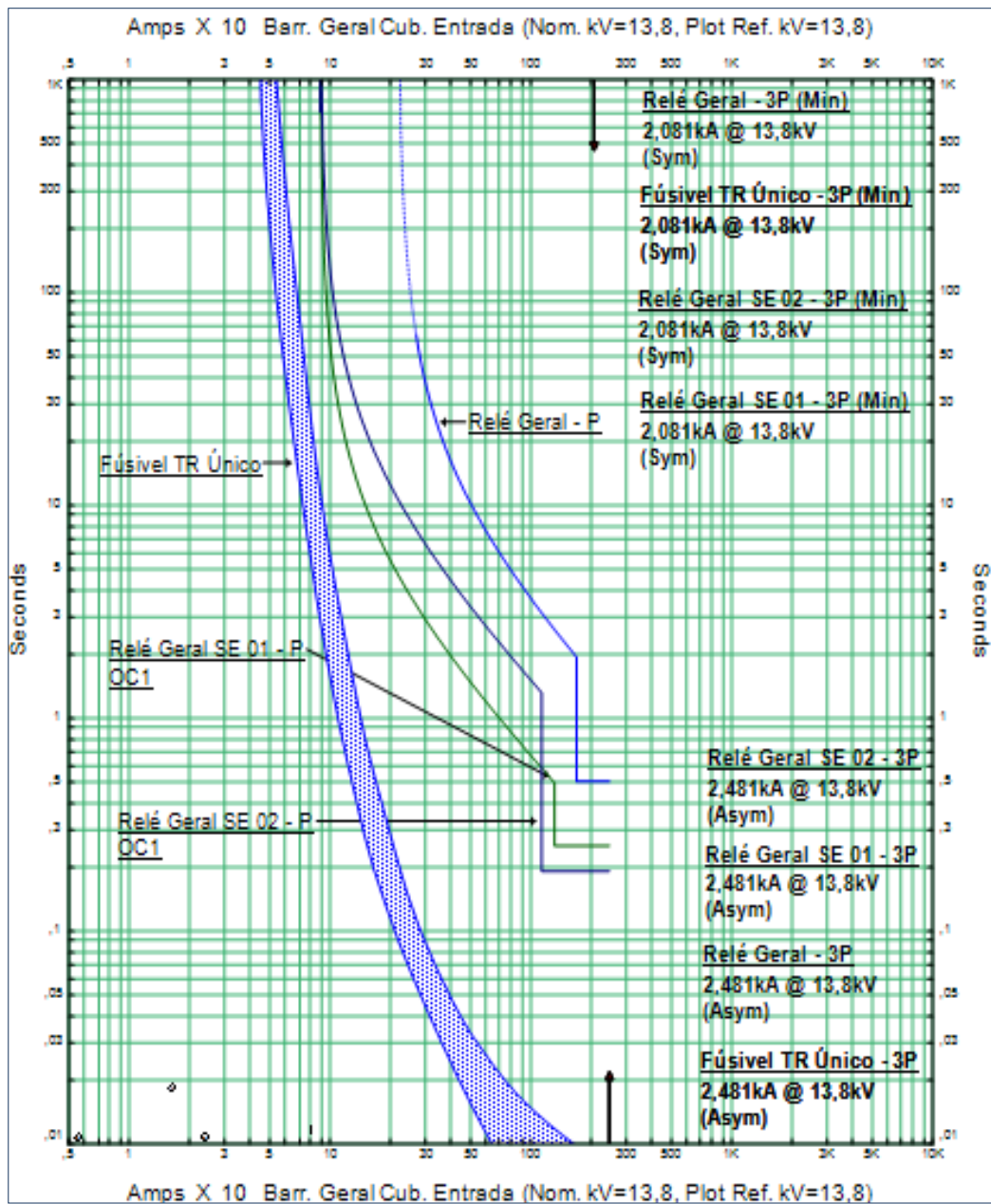
A unidade temporizada foi ajustada de forma a permitir 130% da corrente nominal da planta. Assim, o ajuste de partida da unidade temporizada foi feito em 225 A. A temporização foi ajustada de forma a evitar a sobreposição da curva do relé com as curvas dos dispositivos à jusante.

A unidade instantânea deve permitir a energização do sistema e proteger contra curtos-circuitos a montante dos relés gerais das subestações 01 e 02 e do fusível do transformador TR Único. A energização dos transformadores ocorre sempre individualmente, portanto, no pior caso, a corrente máxima de energização vista pelo relé será na situação de um dos transformadores de 1MVA ser energizado por último, isto é:

$$I_{inrush} = 8 * I_{nTR\ 1.1} + I_{nTR\ 1.2} + I_{nTR\ 2.1} + I_{nTR\ 2.2} + I_{nTR\ Único} = 470,6\ A$$

A fim de garantir a seletividade entre as proteções, a corrente de partida foi ajustada em 1700 A com o tempo de 0,5 para garantir a coordenação com os relés digitais à jusante. A Figura 48 mostra a curva tempo versus corrente conforme os ajustes das proteções realizados.

Figura 48 - Proteção de Fase Relé Geral SE Cub. Entrada



## 5.5. AJUSTES DE PROTEÇÃO DE NEUTRO

A proteção de neutro foi realizada através de relés digitais com transformadores de correntes em conexão residual. Pelo fato da proteção no secundário dos transformadores ser realizada por disjuntores de baixa tensão sem função específica para proteção de neutro, a mesma será realizada pela proteção de fase, visto que a magnitude das correntes de curto-circuito fase-terra na baixa tensão são maiores que as correntes de falta trifásica.

Os transformadores da planta são todos com os seus enrolamentos primários conectados em delta, portanto, inicia-se um novo sistema de terra. Isto permite temporizações pequenas, visto que não há proteções a jusante para que haja necessidade de realizar a coordenação (MARDEGAN, 2012).

Conforme as recomendações descritas nos capítulos pretéritos, será a utilizada a curva de tempo definido com tempos de atuação iniciando em 100 ms para as proteções de terra e respeitando o intervalo de coordenação entre relés digitais. Estes ajustes protegem, ainda, as barras do sistema contra curtos-circuitos monofásicos.

### 5.5.1. Relés SE 01 – R. 1.1, SE 01 – R. 1.2 e GERAL SE 01

A corrente de partida da unidade de tempo definido do relé SE 01 – R. 1.1 será definida levando em conta o desequilíbrio entre fases inerentes ao sistema. O ajuste será realizado considerando 20% da corrente nominal do transformador. Assim:

$$I_{p_{SE\ 01 - R.1.1}} = 0,2 * I_{n_{prim. TR\ 1.1}} = 8,36\ A$$

Devido à limitação da faixa de ajuste de relé, a corrente de partida foi ajustada em 9A com a temporização em 100 ms. O relé SE 01 – R. 1.2 será ajustado em 15A, também devido à limitação da faixa de ajuste do mesmo, com o tempo de 100ms.

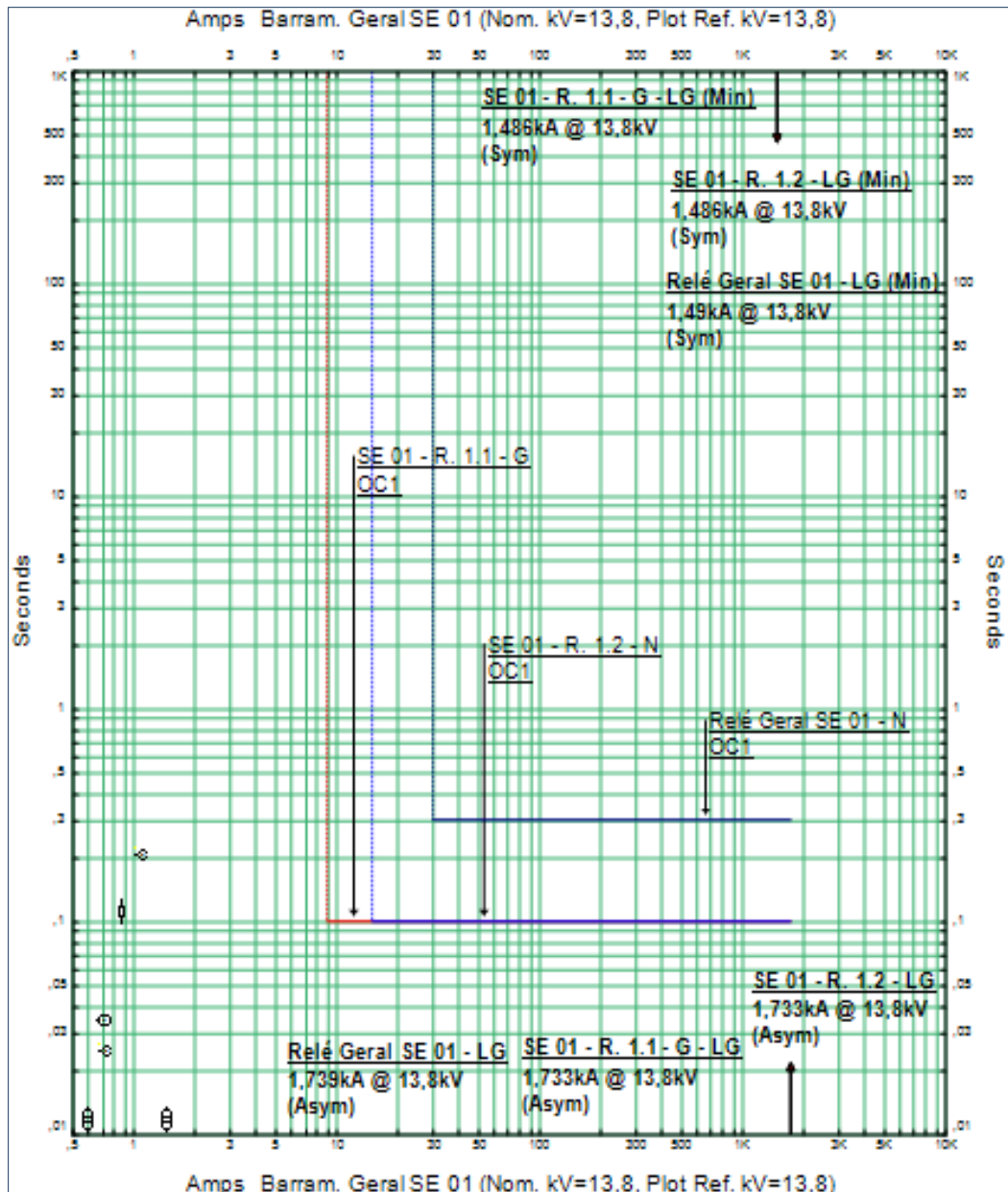
O relé Geral SE 01 irá enxergar a soma das correntes primárias dos transformadores TR 1.1 e TR 1.2, portanto seu ajuste deve se realizado considerando um desequilíbrio na faixa de 30% da soma das correntes nominais dos transformadores. Assim:

$$I_{p_{Geral\ SE\ 01}} = 0,3 * (I_{n_{prim. TR\ 1.1}} + I_{n_{prim. TR\ 1.2}}) = 25\ A$$



O ajuste será feito em 30A, sendo este o valor mínimo de ajuste do relé para a função de tempo definido. O ajuste de tempo foi definido com o objetivo de manter a coordenação entre relés digitais. Assim, o tempo ajustada foi de 300ms. A Figura 49 mostra a curva tempos versus corrente com base nos ajustes realizados.

Figura 49 - Proteção de Neutro Relés SE 01 - R 1.1, SE 01 - R 1.2 e Geral SE 01



### 5.5.2. Relés SE 02 – R. 2.1, SE 02 – R. 2.2 e GERAL SE 02

Assim como foi realizado pra subestação SE 01, os parâmetros dos dispositivos de proteção devem seguir a mesma lógica de ajuste. O corrente de partida da função de tempo definido do relé SE 02 – R. 2.1 para proteção de neutro deve ser feito considerando um desequilíbrio de corrente entre fases no primário do transformador TR 2.1. Foi considerado um desequilíbrio de 30%, isto é, uma corrente de 12A para o ajuste. A temporização foi mantida em 100 ms conforme as recomendações.

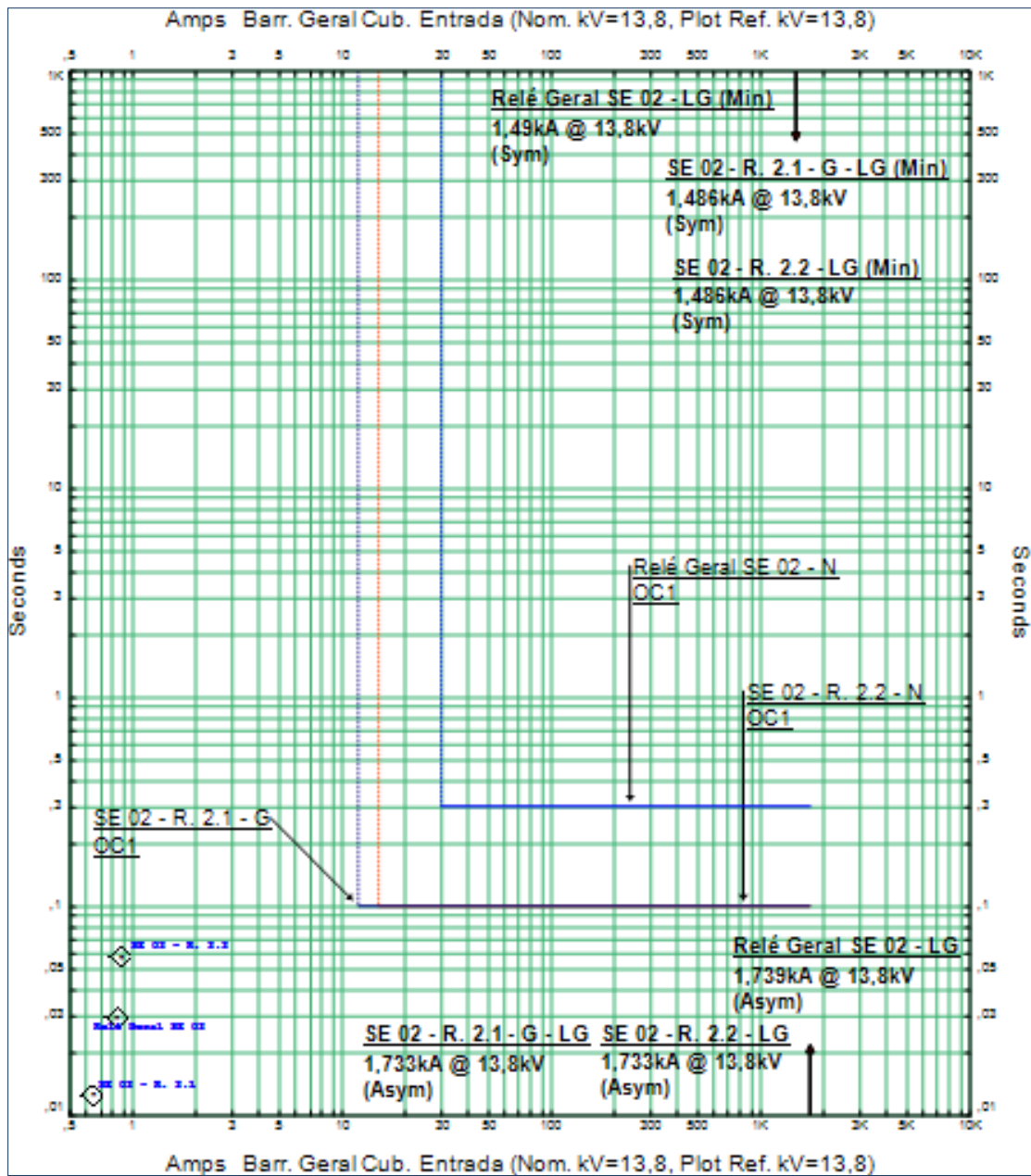
O relé SE 02 – R. 2.2 segue as mesmas premissas. O ajuste será realizado em 15A, sendo este o ajuste mínimo do relé para a função de tempo definido, considerando-se, assim, 50% de desequilíbrio. Assim como para o relé SE 02 – R. 2.1, o ajuste de tempo foi fixado em 100 ms.

O relé Geral SE 01, deve manter a seletividade com os relés a jusante e ainda ser ajustado considerando o desequilíbrio entre as fases da soma das correntes dos transformadores TR 2.1 e TR 2.2. Assim:

$$I_{p\text{Geral SE }02} = 0,4 * (I_{n_{\text{prim. TR }2.1}} + I_{n_{\text{prim. TR }2.2}}) = 30 A$$

Considerou-se, neste caso, a um desequilíbrio de 40% entre as fases, pois o ajuste mínimo do relé para esta função é 40A. A temporização foi definida de modo a garantir a seletividade entre relés digitais. A Figura 50 mostra a curva tempo versus corrente com base nos ajustes realizados para proteção de neutro.

Figura 50 - Proteção de Neutro Relés SE 02 - R 2.1, SE 02 - R 2.2 e Geral SE 02



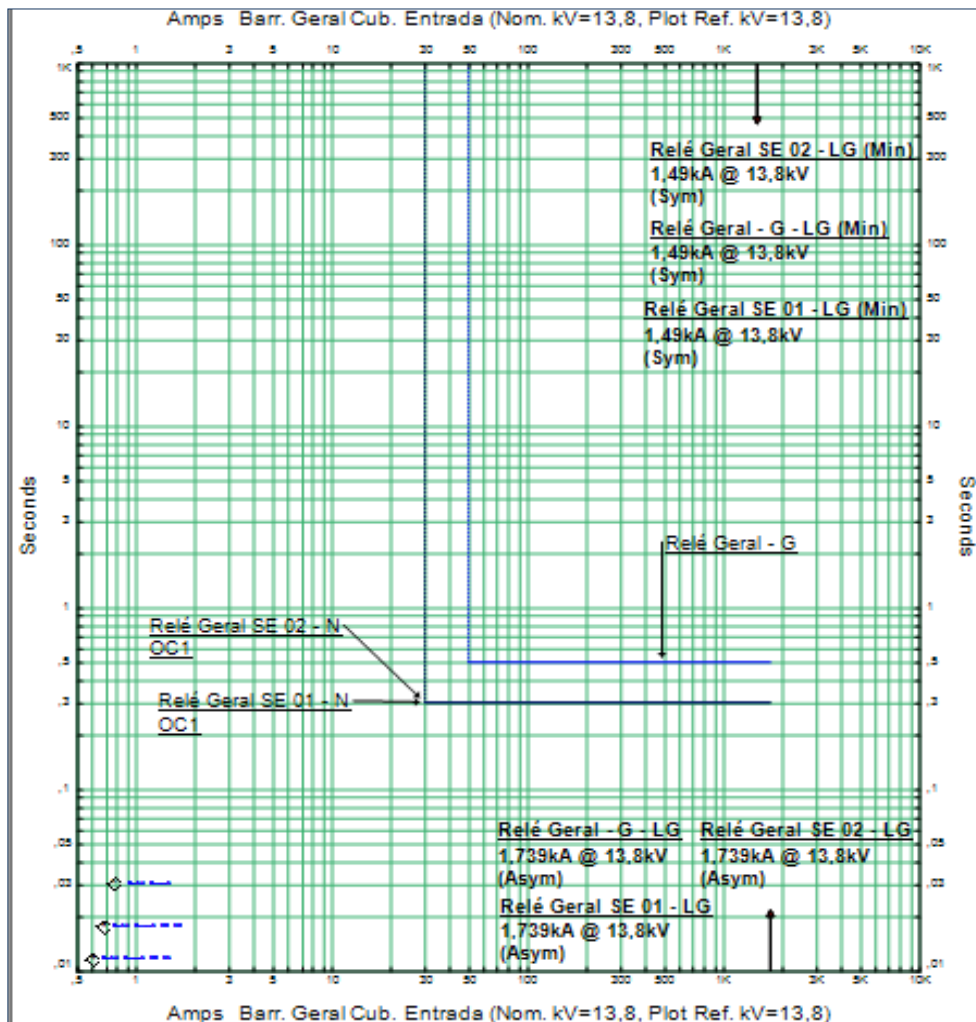
### 5.5.3. Relé Geral SE Cubículo de Entrada

O relé SE Cub. Entrada da subestação cubículo de entrada deve ser seletivo com as proteções à jusante e proteger as barras a montante dos relés Geral SE 01 e Geral SE 02 contra curtos-circuitos fase-terra. O ajuste da corrente de partida da unidade de tempo definido foi realizado considerando a corrente nominal de toda instalação, isto é, a soma das correntes primárias nominais dos cinco transformadores. Assim:

$$I_{p_{\text{Geral SE 02}}} = 0,3 * (I_{n_{\text{prim. TR 1.1}}} + I_{n_{\text{prim. TR 1.2}}} + I_{n_{\text{prim. TR 2.1}}} + I_{n_{\text{prim. TR 2.2}}} + I_{n_{\text{prim. TR Único}}}) = 53 \text{ A}$$

A corrente de partida ficou definida em 50A com tempo de 500 ms para garantir a seletividade entre relés digitais. A Figura 51 mostra a curva tempo versus corrente com base nos parâmetros definidos.

Figura 51 - Proteção de Neutro Relé Geral SE Cub. Entrada



## 5.6. ANÁLISE DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

A verificação dos limites térmicos e da exatidão dos transformadores de corrente é de suma importância em um estudo de proteção, visto que a perda da confiabilidade de operação dos mesmos pode acarretar em leituras incorretas de correntes nos relés de proteção e consequentemente desligamentos indesejados. No presente trabalho, todos os relés possuem classe de exatidão 10B100, portanto garantem exatidão de 10% em até  $20 \times I_n$  e tensão máxima secundária de 100V.

A verificação dos TCs será feita de forma genérica, visto que todos os transformadores de corrente da planta encontram-se sob praticamente o mesmo nível de curto-circuito trifásico, sendo as mínimas diferenças causadas pelas impedâncias dos cabos. Os TCs localizados nos primários dos transformadores possuem relação 150/5, já os localizados junto aos relés gerais das subestações 01 e 02 são de 300/5. O transformador de corrente do relé Geral Cub. Entrada possui relação 500/5.

Conforme visto no Capítulo 4, a corrente trifásica simétrica no qual o enrolamento primário do TC é submetido deve ser menor do que  $20 \times I_n$ . O nível de curto-circuito trifásico nos quais os transformadores de corrente da planta são submetidos é entorno de 2080A. Os TCs com menor capacidade térmica são os que possuem corrente nominal primária de 150A, assim:

$$I_{cc_{max}} < 20 \times I_n \rightarrow 2080 < 20 \times 150 = 3000$$

Isto implica que o fator térmico de todos os Apên da planta é respeitado, visto que foi analisado o equipamento com menor capacidade.

Ademais, deve-se analisar o carregamento dos TCs. Com base na classe de exatidão dos relés, pode-se definir o carregamento máximo permitido conectado ao secundário dos transformadores de corrente para os níveis de curto-circuito da planta. Assim:

$$V_{sec_{max}} = \frac{I_{cc_{max}}}{RTC} * Z_{sec} < 100V$$

Conforme informado pelo fabricante, os relés Merlin Gerin apresentam impedância de 28,8mΩ e os relés ABB 37,4mΩ. Já os transformadores de corrente apresentam uma impedância no secundário de 150mΩ. Deve-se, ainda, considerar a impedância da fiação que conecta os relés aos transformadores de corrente, sendo estes na faixa 50mΩ para 10 metros

de cabos 4,0mm<sup>2</sup>. Exemplificando a análise com o TC conectado ao relé SE 01 – R. 1.1, tem-se:

$$V_{sec.max} = \frac{2080}{30} * (0,0374 + 0,15 + 0,05) = 16,5 V$$

Este resultando implica que o carregamento dos TCs está de acordo com os seus limites. Automaticamente, para os outros transformadores de corrente da planta, o mesmo acontece, pois suas relações de transformação de corrente são maiores.

## 6. CONCLUSÃO

O objetivo do trabalho foi alcançado, visto que foi possível realizar um estudo de proteção em uma planta industrial e avaliar a coordenação e a seletividade das proteções. Ademais, ficou comprovada a compatibilidade do método analítico para cálculo dos diferentes tipos de curtos-circuitos com as simulações em *softwares* com módulos específicos para este tipo de estudo.

Os resultados obtidos mostram a dificuldade de se realizar um estudo de proteção contra sobrecorrentes na presença de equipamentos que possuem limitações de ajuste, sendo necessário, em alguns momentos, definir seus parâmetros fora das recomendações de normas ANSI e IEEE, sendo estas a base do trabalho. Mesmo assim, ainda que se perca a seletividade em situações específicas, a proteção dos equipamentos da planta foi garantida quase na totalidade do estudo, sendo a coordenação entre fusíveis e disjuntores termomagnéticos, o único caso em que não se conseguiu atingir a proteção completa do equipamento.

A utilização de programas como o ETAP se mostrou muito eficiente no estudo de proteção contra sobrecorrentes. A análise gráfica, através da curva tempo versus corrente, permitiu uma melhor visualização e avaliação dos ajustes realizados nos dispositivos de proteção. Este tipo de programa permite, ainda, calcular os níveis de curtos-circuitos em sistemas elétricos para diferentes normas, como as normas europeias IEC, apresentando uma gama extensa de recursos e parâmetros que podem ser utilizados.

Os relés digitais, por possuírem uma variedade extensa de funções e aplicações, são os dispositivos de proteção mais utilizados em sistemas elétricos. Apesar de o presente trabalho ter abordado apenas as funções de sobrecorrente temporizada e instantânea que, segundo tabela ANSI correspondem às funções 51 e 50, respectivamente, estes equipamentos apresentam inúmeras outras funções que podem desempenhar a proteção contra variações de corrente elétrica. Além disso, o monitoramento de anormalidades no sistema elétrico através da tensão é comumente realizado nas indústrias.

Com sugestão para trabalho futuro, o estudo de curto-circuito através das normas europeias IEC e comparação com os procedimentos das normas IEEE e ANSI podem ser interessantes para a realização de um estudo de proteção, eis que as divergências entre os métodos podem influenciar na definição dos ajustes dos equipamentos de proteção. Ademais, o estudo de outras funções desempenhadas pelos relés de proteção, tais como Diferencial,

Subtensão e Sobretensão, sendo estas também utilizadas em sistemas elétricos industriais, pode garantir um melhor desempenho na proteção para situações específicas.



## 7. REFERÊNCIAS

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856: Transformador de corrente - Especificação e ensaios**. Rio de Janeiro, 2015

ALMEIDA, M. A. D. de. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. Natal: UFRN. 2000.

CAMINHA, Amadeu Casal. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo: Edgard Blücher, 1977.

CARDOSO JUNIOR, Ghendy. **Faltas Desbalanceadas**. Disponível em:<<http://web.unipar.br/~berg/DINTER/Analise%20de%20Sistemas%20de%20pot%Eancia/03%20Faltas%20desbalanceadas.pdf>>. Acesso em: 15 de Junho de 2016.

IEEE Std. 242. **IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)**, 2001.

IEEE Std. 141. **IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants**, 1993.

IEEE Std. 339. **IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis**, 1997.

IEEE Std. 551. **IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems**, 2006.

HOROWITZ, Stanley H; PHADKE, Arun G. **Power System Relaying**. Third Edition. Chichester: John Wiley & Sons, 2008.

KASIKCI, Ismail. **Short Circuit in Power Systems: A Practical Guide of IEC 60909**. Alemanha: Wiley-VCH Verlag-GmbH.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 2ª ed. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1997.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MARDEGAN, Cláudio. **Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais**. São Paulo: Atitude Editorial, 2012.

O SETOR ELÉTRICO, **Melhor Aproveitamento de Energia Elétrica na Indústria**. Disponível em:<<http://www.osetoelettrico.com.br/web/a-empresa/1501-melhor-aproveitamento-da-energia-eletrica-na-industria.html>>. Acesso em 10 de Maio de 2016.

STEVENSSON, William D.; GRAINGER, John J. **Power System Analysis**. 3.ed. Estados Unidos: McGraw-Hill, Inc. 1994. 814p.

## ANEXO A – TABELA ANSI

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Relé de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou de descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição de partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Voltz por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual

44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detector de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial

88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 à 99	Usado para aplicações específicas
150	Indicador de falta à terra
AFD	Detector de arco voltaico
CLK	Clock
DDR	Sistema dinâmico de armazenamento de perturbações
DFR	Sistema de armazenamento de faltas digital
ENV	Dados do ambiente
HIZ	Detector de faltas com alta impedância
HMI	Interface Homem-Máquina
HST	Histórico
LGC	Esquema lógico
MET	Medição de Subestação
PDC	Concentrador de dados de fasores
PMU	Unidade de medição de fasores
PQM	Esquema de monitoramento de potência
RIO	Dispositivo Remoto de Inputs/Outputs
RTU	Unidade de terminal remoto/Concentrador de Dados
SER	Sistema de armazenamento de eventos
TCM	Esquema de monitoramento de Trip
SOTF	Fechamento sob falta

**Complementação da Tabela ANSI:**

50N - sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - sobrecorrente temporizado de neutro ( tempo definido ou curvas inversas)

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

51Q - relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas

51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão

51C - relé de sobrecorrente com controle de torque

50PAF - sobrecorrente de fase instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico

50NAF - sobrecorrente de neutro instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico

59Q - relé de sobretensão de seqüência negativa

59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G), calculado ou TP em delta aberto

64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G. A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

67G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)

67Q - relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa

78 - Salto vetorial (Vector Shift)

## APÊNDICE A – DADOS DO DOS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO

Relé	Fabricante/Modelo	Tipo	Funções	Relação TC
Geral SE Cub. Entrada	Merlin Gerin/ Sepam 1000	Digital	50/51 e 50N/51N	500/5
Geral SE 01	Merlin Gerin/ Sepam 20	Digital	50/51 e 50N/51N	300/5
Geral SE 02	Merlin Gerin/ Sepam 20	Digital	50/51 e 50N/51N	300/5
SE 01 - R. 1.1	ABB/ REF 610	Digital	50/51 e 50N/51N	150/5
SE 01 - R. 1.2	Merlin Gerin/ Sepam 20	Digital	50/51 e 50N/51N	150/5
SE 01 - R. 2.1	ABB/ REF 610	Digital	50/51 e 50N/51N	150/5
SE 01 - R. 2.2	Merlin Gerin/ Sepam 20	Digital	50/51 e 50N/51N	150/5

TC conectado a	Classe de Exatidão	Relação TC
Geral SE Cub. Entrada	10B100	500/5
Geral SE 01	10B100	300/5
Geral SE 02	10B100	300/5
SE 01 - R. 1.1	10B100	150/5
SE 01 - R. 1.2	10B100	150/5
SE 01 - R. 2.1	10B100	150/5
SE 01 - R. 2.2	10B100	150/5

Transformador	Tensão Primária (kV)	Tensão Secundária (V)	Potência (kVA)	Ligação Primária	Ligação Secundária	Corrente de Magnetização (Im/In)	Impedância (%)
TR 1.1	13,8	380/220	1000	delta	estrela aterrada	8	4,94
TR 1.2	13,8	460/265	1000	delta	estrela aterrada	8	6,36
TR 2.1	13,8	460/265	1000	delta	estrela aterrada	8	4,96
TR 2.2	13,8	460/265	1000	delta	estrela aterrada	8	5,5
TR Único	13,8	380/220	500	delta	estrela aterrada	8	4,04

<b>Disjuntor de BT</b>	<b>Fabricante/Modelo</b>	<b>Tensão Nominal (kV)</b>	<b>Corrente Nominal (A)</b>	<b>Corrente de Interrupção (kA)</b>
QGBT 1.1	Merlin Gerin/ MC20 H1	635	2000	65
QGBT 1.2	ABB/ E2B	635	1600	42
QGBT 2.1	Merlin Gerin/ MC20 H1	635	2000	65
QGBT 2.2	ABB/ E2B	635	1600	42
Geral BT TR. Único	Merlin Gerin/ C801 N	690	800	25

<b>Fusível</b>	<b>Fabricante/Modelo</b>	<b>Tensão Nominal (kV)</b>	<b>Corrente Nominal (A)</b>	<b>Corrente de Interrupção (kA)</b>
Fusível TR Único	ITE	15	40	40

<b>Motor</b>	<b>Potência (HP)</b>	<b>Tensão (V)</b>	<b>Rotor Bloqueado (s)</b>	<b>T. Partida (s)</b>	<b>Corrente de Partida (Ip/In)</b>	<b>FP</b>
Mtr1	800	380	20	4,5	3	0,86
Mtr4	950	460	17	4	3,5	0,86

## APÊNDICE B - AJUSTES DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Disjuntor de Baixa Tensão	Disparador Eletrônico	Tempo Longo		Tempo Curto		Instantânea
		Corrente de Partida	Banda TL	Corrente de Partida	Banda TC	Corrente de Partida
QGBT 1.1	STR 58U	0,9 x In	15	4 x In	0,1	-
QGBT 1.2	SACE PR112	0,94 x In	3	3 x In	0,05	-
QGBT 2.1	STR 58U	0,4 x In	30	6 x In	0,1	-
QGBT 2.2	SACE PR112	0,92 x In	3	2,4 x In	0,05	-
Geral BT TR Único	STR25DE	1 x In	120	N.A.	N.A.	2 x In

N.A. = Não se aplica , “-” = Desabilitada

Relé (Fase)	Temporizada			Tempo Definido		Instantânea	
	Corrente de Partida	Curva	DT	Corrente de Partida	Tempo (s)	Corrente de Partida	Tempo (s)
SE 01 - R. 1.1	0,4	Muito Inversa	0,44	-	-	6,3	0,05
SE 01 - R. 1.2	0,4	Muito Inversa	0,47	-	-	4,6	0,05
SE 02 - R. 2.1	0,4	Extremamente Inversa	0,83	-	-	5,5	0,04
SE 02 - R. 2.1	0,3	Muito Inversa	0,69	-	-	4,1	0,05
Geral SE 01	0,3	Muito Inversa	0,5	-	-	4,4	0,25
Geral SE 02	0,3	Muito Inversa	1,13	-	-	3,8	0,19
Geral SE Cub. Entrada	0,45	Muito Inversa	1,4	-	-	3,4	0,5

Relé (Neutro)	Temporizada			Tempo Definido		Instantânea	
	Corrente de Partida	Curva	DT	Corrente de Partida	Tempo (s)	Corrente de Partida	Tempo (s)
SE 01 - R. 1.1	-	-	-	6	0,1	-	-
SE 01 - R. 1.2	-	-	-	0,1	0,1	-	-
SE 02 - R. 2.1	-	-	-	8	0,1	-	-
SE 02 - R. 2.1	-	-	-	0,1	0,1	-	-
Geral SE 01	-	-	-	0,1	0,3	-	-
Geral SE 02	-	-	-	0,1	0,3	-	-
Geral SE Cub. Entrada	-	-	-	0,1	0,5	-	-

**APÊNDICE C – CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO VIA COMPONENTES  
SIMÉTRICAS E CIRCUITOS DE SEQUÊNCIA**

Barra	Tensão (kV)	30 Ciclos	
		Trifásica	Monofásica
Barr. Geral Cub. Entrada	13.800	2.079	1.482
Barra Carga 1.1	0.380	21.730	24.123
Barra Carga 1.2	0.460	14.785	16.223
Barra Carga 2.1	0.380	14.790	16.302
Barra Carga 2.2	0.460	13.351	14.512
Barra Carga TR Único	0.380	14.840	16.201
Barra Cub. Entrada	13.800	2.079	1.482
Barra QGBT 1.1	0.380	21.659	24.125
Barra QGBT 1.2	0.460	14.870	16.378
Barra QGBT 2.1	0.380	14.597	16.582
Barra QGBT 2.2	0.460	13.587	14.497
Barra Relé TR. 1.1	13.800	2.069	1.475
Barra Relé TR. 1.2	13.800	2.069	1.475
Barra Relé TR. 2.1	13.800	2.069	1.475
Barra Relé TR. 2.2	13.800	2.069	1.475
Barram. Geral SE 01	13.800	2.069	1.475
Barram. Geral SE 02	13.800	2.069	1.475
Buchas Prim. TR. 1.1	13.800	2.068	1.474
Buchas Prim. TR. 1.2	13.800	2.068	1.474
Buchas Prim. TR. 2.1	13.800	2.067	1.474
Buchas Prim. TR. 2.2	13.800	2.065	1.471
Buchas Sec. TR. 1.1	0.380	21.850	24.498
Buchas Sec. TR. 1.2	0.460	14.875	16.302
Buchas Sec. TR. 2.1	0.380	14.714	16.123
Buchas Sec. TR. 2.2	0.460	13.154	14.467
Ramal de Entrada CEEE	13.800	2.081	1.482
SE 01	13.800	2.079	1.481
SE 01 (1)	13.800	2.072	1.479
SE 2	13.800	2.079	1.490
SE 02 (1)	13.800	2.074	1.486



Barra	Tensão (kV)	½ ciclo			
		Trifásico		Monofásico	
		Sim.	Assim.	Sim.	Assim.
Barr. Geral Cub. Entrada	13.800	2.201	2.413	1.399	1.595
Barra Carga 1.1	0.380	24.765	29.867	27.106	33.872
Barra Carga 1.2	0.460	15.003	18.335	16.598	20.333
Barra Carga 2.1	0.380	17.485	22.005	18.897	23.871
Barra Carga 2.2	0.460	13.201	16.129	14.734	17.946
Barra Carga TR Único	0.380	15.001	17.201	16.398	18.581
Barra Cub. Entrada	13.800	2.201	2.431	1.231	1.595
Barra QGBT 1.1	0.380	24.835	29.867	27.054	33.872
Barra QGBT 1.2	0.460	15.063	18.302	16.487	20.333
Barra QGBT 2.1	0.380	17.459	22.019	19.013	23.795
Barra QGBT 2.2	0.460	13.405	16.129	14.518	17.946
Barra Relé TR. 1.1	13.800	2.231	2.401	1.229	1.592
Barra Relé TR. 1.2	13.800	2.231	2.401	1.229	1.592
Barra Relé TR. 2.1	13.800	2.231	2.401	1.229	1.592
Barra Relé TR. 2.2	13.800	2.231	2.401	1.229	1.592
Barram. Geral SE 01	13.800	2.231	2.401	1.229	1.592
Barram. Geral SE 02	13.800	2.231	2.401	1.229	1.592
Buchas Prim. TR. 1.1	13.800	2.229	2.399	1.228	1.589
Buchas Prim. TR. 1.2	13.800	2.230	2.400	1.228	1.589
Buchas Prim. TR. 2.1	13.800	2.229	2.398	1.228	1.589
Buchas Prim. TR. 2.2	13.800	2.227	2.287	1.227	1.582
Buchas Sec. TR. 1.1	0.380	25.012	29.906	27.301	34.117
Buchas Sec. TR. 1.2	0.460	15.143	18.334	16.367	20.412
Buchas Sec. TR. 2.1	0.380	17.650	22.099	19.138	24.042
Buchas Sec. TR. 2.2	0.460	13.399	16.227	14.742	18.003
Ramal de Entrada CEEE	13.800	2.239	2.409	1.232	1.598
SE 01	13.800	2.239	2.406	1.231	1.593
SE 01 (1)	13.800	2.235	2.401	1.229	1.591
SE 2	13.800	2.238	2.406	1.231	1.593
SE 02 (1)	13.800	2.235	2.401	1.299	1.591

**IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA EM CADA BARRA DO SISTEMA PARA ½ CICLO**

Barra	kV	Imp. Seq. Positiva (ohm)			Imp. Seq. Negativa (ohm)			Imp. Seq. Zero (ohm)			Zf de Falta (ohm)		
		Resistência	Reatância	Imp	Resistência	Reatância	Imp	Resistência	Reatância	Imp	Resistência	Reatância	Imp
Barr. Geral Cub. Entrada	13.800	1.18519	3.33474	3.53909	1.15859	3.29155	3.48950	2.43099	8.04007	8.39955	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga 1.1	0.380	0.00181	0.00856	0.00875	0.00173	0.00834	0.00852	0.00132	0.00663	0.00676	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga 1.2	0.460	0.00378	0.01699	0.01741	0.00375	0.01695	0.01736	0.00248	0.01241	0.01266	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga 2.1	0.380	0.00247	0.01206	0.01231	0.00234	0.01165	0.01189	0.00196	0.00972	0.00992	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga 2.2	0.460	0.00442	0.01896	0.01947	0.00439	0.01892	0.01942	0.00310	0.01423	0.01457	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga TR Único	0.380	0.00410	0.01375	0.01435	0.00408	0.01371	0.01431	0.00321	0.01044	0.01092	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Cub. Entrada	13.800	1.18519	3.33474	3.53909	1.15859	3.29155	3.48950	2.43099	8.04007	8.39955	0.00000	0.00000	0.00000
Barra QGBT 1.1	0.380	0.00181	0.00856	0.00875	0.00173	0.00834	0.00852	0.00132	0.00663	0.00676	0.00000	0.00000	0.00000
Barra QGBT 1.2	0.460	0.00378	0.01699	0.01741	0.00375	0.01695	0.01736	0.00248	0.01241	0.01266	0.00000	0.00000	0.00000
Barra QGBT 2.1	0.380	0.00247	0.01206	0.01231	0.00234	0.01165	0.01189	0.00196	0.00972	0.00992	0.00000	0.00000	0.00000
Barra QGBT 2.2	0.460	0.00442	0.01896	0.01947	0.00439	0.01892	0.01942	0.00310	0.01423	0.01457	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Relé TR. 1.1	13.800	1.19381	3.34048	3.54739	1.16710	3.29724	3.49770	2.44585	8.05519	8.41833	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Relé TR. 1.2	13.800	1.19381	3.34048	3.54739	1.16710	3.29724	3.49770	2.44585	8.05519	8.41833	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Relé TR. 2.1	13.800	1.19407	3.34075	3.54773	1.16731	3.29749	3.49801	2.44674	8.05609	8.41945	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Relé TR. 2.2	13.800	1.19407	3.34075	3.54773	1.16731	3.29749	3.49801	2.44674	8.05609	8.41945	0.00000	0.00000	0.00000
Barram. Geral SE 01	13.800	1.19381	3.34048	3.54739	1.16710	3.29724	3.49770	2.44585	8.05519	8.41833	0.00000	0.00000	0.00000
Barram. Geral SE 02	13.800	1.19407	3.34075	3.54773	1.16731	3.29749	3.49801	2.44674	8.05609	8.41945	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Prim. TR. 1.1	13.800	1.19745	3.34191	3.54996	1.17068	3.29867	3.50024	2.45207	8.05888	8.42366	0.00000	0.00000	0.00000

Buchas Prim. TR. 1.2	13.800	1.19707	3.34169	3.54963	1.17036	3.29845	3.49993	2.45103	8.05826	8.42278	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Prim. TR. 2.1	13.800	1.19908	3.34276	3.55132	1.17223	3.29950	3.50154	2.45556	8.06132	8.42702	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Prim. TR. 2.2	13.800	1.20745	3.34375	3.55508	1.18069	3.30049	3.50532	2.46801	8.06372	8.43295	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Sec. TR. 1.1	0.380	0.00179	0.00853	0.00871	0.00172	0.00831	0.00849	0.00128	0.00653	0.00665	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Sec. TR. 1.2	0.460	0.00374	0.01695	0.01736	0.00371	0.01691	0.01731	0.00241	0.01231	0.01255	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Sec. TR. 2.1	0.380	0.00244	0.01203	0.01227	0.00231	0.01162	0.01185	0.00188	0.00960	0.00978	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Sec. TR. 2.2	0.460	0.00438	0.01893	0.01943	0.00436	0.01888	0.01938	0.00304	0.01415	0.01447	0.00000	0.00000	0.00000
Ramal de Entrada CEEE	13.800	1.18272	3.33223	3.53590	1.15621	3.28910	3.48640	2.42613	8.03296	8.39134	0.00000	0.00000	0.00000
SE 01	13.800	1.18519	3.33474	3.53909	1.15859	3.29155	3.48950	2.43099	8.04007	8.39955	0.00000	0.00000	0.00000
SE 01 (1)	13.800	1.19381	3.34048	3.54739	1.16710	3.29724	3.49770	2.44585	8.05519	8.41833	0.00000	0.00000	0.00000
SE 2	13.800	1.18519	3.33474	3.53909	1.15859	3.29155	3.48950	2.43099	8.04007	8.39955	0.00000	0.00000	0.00000
SE 02 (1)	13.800	1.19407	3.34075	3.54773	1.16731	3.29749	3.49801	2.44674	8.05609	8.41945	0.00000	0.00000	0.00000

**IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA EM CADA BARRA DO SISTEMA PARA 30 CICLOS**

Barra ID	kV	Imp. Seq. Positiva (ohm)		Imp. Seq. Negativa (ohm)		Imp. Seq. Zero (ohm)		Zf de Falta (ohm)						
		Resistência	Reatância	Resistência	Reatância	Resistência	Reatância	Resistência	Reatância					
Barra Geral Cub. Entrada	13.800	1.36792	3.57598	3.82869	1.36792	3.57598	3.82869	2.43099	8.04007	8.39955	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga 1.1	0.380	0.00235	0.00978	0.01006	0.00235	0.00978	0.01006	0.00132	0.00663	0.00676	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga 1.2	0.460	0.00399	0.01726	0.01772	0.00399	0.01726	0.01772	0.00248	0.01241	0.01266	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga 2.1	0.380	0.00347	0.01436	0.01477	0.00347	0.01436	0.01477	0.00196	0.00972	0.00992	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga 2.2	0.460	0.00463	0.01923	0.01978	0.00463	0.01923	0.01978	0.00310	0.01423	0.01457	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Carga TR Único	0.380	0.00424	0.01393	0.01456	0.00424	0.01393	0.01456	0.00321	0.01044	0.01092	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Cub. Entrada	13.800	1.36792	3.57598	3.82869	1.36792	3.57598	3.82869	2.43099	8.04007	8.39955	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra QGBT 1.1	0.380	0.00235	0.00978	0.01006	0.00235	0.00978	0.01006	0.00132	0.00663	0.00676	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra QGBT 1.2	0.460	0.00399	0.01726	0.01772	0.00399	0.01726	0.01772	0.00248	0.01241	0.01266	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra QGBT 2.1	0.380	0.00347	0.01436	0.01477	0.00347	0.01436	0.01477	0.00196	0.00972	0.00992	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra QGBT 2.2	0.460	0.00463	0.01923	0.01978	0.00463	0.01923	0.01978	0.00310	0.01423	0.01457	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Relé TR. 1.1	13.800	1.37727	3.58193	3.83759	1.37727	3.58193	3.83759	2.44585	8.05519	8.41833	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Relé TR. 1.2	13.800	1.37727	3.58193	3.83759	1.37727	3.58193	3.83759	2.44585	8.05519	8.41833	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Relé TR. 2.1	13.800	1.37783	3.58228	3.83812	1.37783	3.58228	3.83812	2.44674	8.05609	8.41945	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barra Relé TR. 2.2	13.800	1.37783	3.58228	3.83812	1.37783	3.58228	3.83812	2.44674	8.05609	8.41945	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barram. Geral SE 01	13.800	1.37727	3.58193	3.83759	1.37727	3.58193	3.83759	2.44585	8.05519	8.41833	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Barram. Geral SE 02	13.800	1.37783	3.58228	3.83812	1.37783	3.58228	3.83812	2.44674	8.05609	8.41945	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Prim. TR. 1.1	13.800	1.38119	3.58338	3.84035	1.38119	3.58338	3.84035	2.45207	8.05888	8.42366	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Buchas Prim. TR. 1.2	13.800	1.38053	3.58314	3.83989	1.38053	3.58314	3.83989	2.45103	8.05826	8.42278	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Prim. TR. 2.1	13.800	1.38338	3.58434	3.84204	1.38338	3.58434	3.84204	2.45556	8.06132	8.42702	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Prim. TR. 2.2	13.800	1.39121	3.58529	3.84575	1.39121	3.58529	3.84575	2.46801	8.06372	8.43295	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Sec. TR. 1.1	0.380	0.00232	0.00974	0.01001	0.00232	0.00974	0.01001	0.00128	0.00653	0.00665	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Sec. TR. 1.2	0.460	0.00394	0.01722	0.01767	0.00394	0.01722	0.01767	0.00241	0.01231	0.01255	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Sec. TR. 2.1	0.380	0.00341	0.01431	0.01471	0.00341	0.01431	0.01471	0.00188	0.00960	0.00978	0.00000	0.00000	0.00000
Buchas Sec. TR. 2.2	0.460	0.00459	0.01920	0.01974	0.00459	0.01920	0.01974	0.00304	0.01415	0.01447	0.00000	0.00000	0.00000
Ramal de Entrada CEEE	13.800	1.36487	3.57318	3.82498	1.36487	3.57318	3.82498	2.42613	8.03296	8.39134	0.00000	0.00000	0.00000
SE 01	13.800	1.36792	3.57598	3.82869	1.36792	3.57598	3.82869	2.43099	8.04007	8.39955	0.00000	0.00000	0.00000
SE 01 (1)	13.800	1.37727	3.58193	3.83759	1.37727	3.58193	3.83759	2.44585	8.05519	8.41833	0.00000	0.00000	0.00000
SE 2	13.800	1.36792	3.57598	3.82869	1.36792	3.57598	3.82869	2.43099	8.04007	8.39955	0.00000	0.00000	0.00000
SE 02 (1)	13.800	1.37783	3.58228	3.83812	1.37783	3.58228	3.83812	2.44674	8.05609	8.41945	0.00000	0.00000	0.00000