

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

LUIZ HENRIQUE SPECHT

**ESTUDO DE SELETIVIDADE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO  
DO SITE DE TRANSMISSÃO DA RBS TV - PORTO ALEGRE**

Porto Alegre

2018

LUIZ HENRIQUE SPECHT

**PROJETO DE SELETIVIDADE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DO SITE DE  
TRANSMISSÃO DA RBS TV - PORTO ALEGRE**

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: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre  
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Rui Vicente Oppermann

Vice-Reitora: Jane Fraga Tutikian

ESCOLA DE ENGENHARIA

Diretor: Luiz Carlos Pinto da Silva filho

Vice-Diretora: Carla Schwengber ten Caten

PROGRAMA DE GRADUAÇÃO

Coordenador: Alberto Bastos do Canto Filho

Vice-Coordenador: Roberto Petry Homrich

### CIP - Catalogação na Publicação

Specht, Luiz Henrique

Estudo de Seletividade dos Dispositivos de  
Proteção do Site de Transmissão da RBS TV/Porto  
Alegre / Luiz Henrique Specht. -- 2018.

118 f.

Orientador: Prof. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de  
Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto  
Alegre, BR-RS, 2018.

1. Seletividade. 2. Dispositivos de Proteção. 3.  
Curto-circuito. 4. Componentes Simétricas. I. dos  
Reis Loureiro, Prof. Luiz Tiarajú, orient. II.  
Título.

LUIZ HENRIQUE SPECHT

**PROJETO DE SELETIVIDADE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO  
DO SITE DE TRANSMISSÃO DA RBS TV - PORTO ALEGRE**

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.

---

Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

---

Alberto Bastos do Canto Filho

Aprovador em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA**

---

Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro (Prof. Dr.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

---

Igor Pasa Wiltuschnig (Prof. Me.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

---

Guilherme Diogo Bledow (Eng<sup>o</sup>.) – RBS TV

## RESUMO

O estudo de seletividade de um sistema elétrico de potência envolve a caracterização dos seus componentes, avalia o projeto dos dispositivos de proteção e indica pontos de falha no desempenho das interrupções dos circuitos e fornecimento de energia para a carga. O estudo de seletividade com o objetivo de agregar confiabilidade à operação de uma instalação elétrica representa um potencial investimento em tecnologias, projetos e ajuste de proteções de acordo com as características do sistema elétrico. O trabalho realizado apresenta um estudo de caso do sistema elétrico de potência do Site de Transmissão da RBS TV de Porto Alegre, situada no Morro da Polícia. A instalação foi ampliada com a criação do QGBT-01, o qual alimenta todas as cargas responsáveis pela TV. Houve a implantação da redundância nos ramais provenientes da rede de distribuição e a instalação de um grupo gerador, representando, além dos sistemas redundantes de alimentação, um aumento da demanda da instalação. Essa alteração deu origem à um novo estudo de seletividade e ajuste de parâmetros de dispositivos de proteção, os quais serão revisados neste trabalho. De modo geral, as proteções apresentam os ajustes das curvas de disparo de acordo com os níveis de curto-circuito, os quais foram calculados manualmente e obtidos através de simulação no software PTW Power Tools – o qual também foi utilizado para simulação das curvas de disparo e obtenção dos gráficos dispostos no coordenograma para avaliação gráfica da seletividade. A análise dos resultados obtidos permitiu concluir que as proteções estão ajustadas de maneira seletiva, nos casos em que a seletividade é desejada, exceto na relação dos relés de proteção dos transformadores e geradores com o Disjuntor de alimentação da carga da TV e da RÁDIO, os quais apresentaram uma intersecção entre as curvas de disparo com os relés de proteção da barra de alimentação das cargas, existindo a possibilidade de ocorrência de uma atuação indesejada dos dispositivos a montante. Em virtude dessa condição, foi proposto um novo ajuste para a correção da ausência de seletividade entre os dispositivos comentados.

Palavras chave: Seletividade. Curto-circuito. Componentes simétricas. Dispositivos de proteção. Curvas de disparo. Confiabilidade. Sistema elétrico de potência. *Software* de simulação.

## **ABSTRACT**

The selectivity study of an electric power system involves the characterization of its components, evaluates the design of the protection devices and indicates points of failure in the performance of circuit interruptions and power supply for the load. The selectivity study with the objective of adding reliability to the operation of an electrical installation represents a potential investment in technologies, protection projects and adjustments according to the characteristics of the electrical system. This work presents a case study of the power system of the RBS TV Transmission Site of Porto Alegre, located in Morro da Polícia. The installation was extended with the creation of the QGBT-01, which connect all loads responsible for the TV. Redundancy was implemented in the branches of the distribution network and the installation of a generator set, representing, in addition to redundant power systems, an increase in the demand for the installation. This change led to a new study of selectivity and parameter adjustment of protection devices, which will be reviewed in this work. In general, the installation presents the settings of the tripping curves according to the short-circuit levels, which were manually calculated and obtained through simulation in the PTW Porwer Tools software - which was also used for simulation of the tripping curves and obtaining the graphs arranged in the coordinate for graphical evaluation of the selectivity. The analysis of the obtained results allowed to conclude that the protections are selectively adjusted, in the cases in which the selectivity is desired, except in the relation of the protection relays of the transformers and generators with the load circuit breaker of the TV and RADIO load, the which presented an intersection between the tripping curves with the protection relays of the load feed bar, with the possibility of occurrence of an undesired operation of the upstream devices. Due to this condition, a new adjustment was proposed to correct the lack of selectivity between the devices discussed.

**Keywords:** Selectivity. Short circuit. Symmetrical components. Protective devices. Shooting curves. Reliability. Electrical power system. Simulation software.

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	7
<b>2. CONCEITOS TEÓRICOS</b> .....	10
2.1. ANÁLISE DE FALTAS .....	10
2.1.1. Componentes Simétricas .....	11
2.1.2. Impedância de Sequência .....	16
2.1.3. Redes de Sequência .....	17
2.1.4. Redes de Sequência dos Componentes do Sistema .....	18
2.1.4.1. Gerador Síncrono .....	19
2.1.4.2. Redes de Distribuição .....	22
2.1.4.3. Transformador .....	24
2.1.4.4. Cabos .....	28
2.1.5. Tipos de Curto Circuito .....	30
2.1.5.1. Faltas Monofásicas à terra .....	31
2.1.5.2. Faltas Bifásicas .....	33
2.1.5.3. Faltas Bifásicas à Terra .....	35
2.1.5.4. Faltas Trifásicas .....	37
2.2. CONCEITOS DE PROTEÇÃO E ESTUDO DE DISPOSITIVOS .....	39
2.2.1. Características dos Relés .....	41
2.2.2. Relés de Sobrecorrente Instantânea (50) e Temporizada (51) .....	46
2.2.3. Relé Diferencial de Corrente (87) .....	50
2.2.4. Relé Direcional (67) .....	57
<b>3. ESTUDO DE CASO</b> .....	64
3.1. APRESENTAÇÃO DA INSTALAÇÃO .....	64
3.1.1. Sistema de Distribuição de Energia Elétrica .....	68

3.1.2.	<b>Grupo Motor Gerador (GMG)</b> .....	70
3.1.3.	<b>Carga da TV</b> .....	71
3.1.3.1.	<i>Carga Estabilizada do QDFE-01</i> .....	72
3.1.3.2.	<i>Carga Estabilizada do QDFE-02</i> .....	72
3.1.3.3.	<i>Carga dos Quadros não Estabilizados da TV</i> .....	73
3.1.4.	<b>Carga das Rádios</b> .....	73
3.1.4.1.	<i>Cargas da Barra Comercial</i> .....	74
3.1.4.2.	<i>Cargas da Barra Regulada</i> .....	74
3.2.	<b>PARÂMETROS DE PROJETO</b> .....	75
3.3.	<b>CALCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO</b> .....	77
3.2.1.	<b>Impedâncias Equivalentes nos Pontos das Falhas</b> .....	78
3.2.2.	<b>Cálculo das Correntes de Curto-Circuito</b> .....	84
3.3.1.	<b>Caminho dos Ramais de Derivação</b> .....	88
3.3.2.	<b>Caminho do Grupo Gerador</b> .....	95
4.	<b>CONCLUSÃO</b> .....	99
	<b>APÊNDICE A – Calibração dos Relés</b> .....	103
	<b>APÊNDICE B – Correntes de Curto-Circuito Calculadas</b> .....	107
	<b>ANEXO 1 – Tabela ANSI</b> .....	108
	<b>ANEXO 2 – Sistema Elétrico</b> .....	112
	<b>ANEXO 3 – Dados dos Geradores Síncronos</b> .....	113
	<b>ANEXO 4 – Simulação das Correntes de Curto-Circuito (PAL13)</b> .....	114
	<b>ANEXO 5 – Simulação das Correntes de Curto-Circuito (RIN10)</b> .....	115
	<b>ANEXO 6 – Simulação das Correntes de Curto-Circuito (Geradores)</b> .....	116
	<b>ANEXO 7 – Diagrama Unifilar Simplificado</b> .....	Error! Bookmark not defined.

## 1. INTRODUÇÃO

Atualmente, com o objetivo de aumentar a confiabilidade de um sistema elétrico e com a necessidade de manter o fornecimento de energia para um correto suprimento da demanda, os sistemas elétricos apresentam uma forma interligada, com uma complexidade elevada. Dessa forma, estão sujeitos à ocorrência de perturbações no funcionamento que podem afetar a rede elétrica, os sistemas de controle e, conseqüentemente, a alimentação das cargas. Segundo CAMINHA (1997), ao considerar um projeto elétrico para alimentação de uma carga, devem ser considerados três fatores principais:

- a elaboração de programas ótimos de geração;
- a constituição de esquemas de interconexão apropriados;
- a utilização de um conjunto coerente de proteções.

A fim de atenuar os efeitos das perturbações, por sua vez, os sistemas de proteção devem assegurar a continuidade de alimentação da carga e salvaguardar os equipamentos e as instalações da rede elétrica. Dessa forma, neste trabalho será realizado um estudo focado ao conjunto de proteções através da apresentação dos conceitos necessários para o estudo de seletividade do Site de Transmissão da RBS TV de Porto Alegre, incluindo a análise dos efeitos de uma falha elétrica caracterizada por um curto-circuito nos componentes da instalação, o estudo e projeto dos dispositivos de proteção e as suas respectivas simulações para avaliação das curvas de disparo.

O comportamento dos elementos do circuito, com referência à linha de transmissão e distribuição, transformadores e geradores, sendo esses os principais elementos de um sistema elétrico de potência, deve ser analisado a fim de possibilitar o estudo e equacionamento dos problemas envolvendo o desbalanceamento das fases de um sistema trifásico causado por uma falha. Esse desbalanceamento torna a complexidade da análise dos parâmetros elétricos consideravelmente mais elevada quando comparada à um sistema equilibrado e, para aplicação dos conceitos já utilizados na área, deve ser feita uma mudança de sistema de referência para facilitar seu estudo. Serão então apresentados os conceitos de Componentes Simétricas, dados de ensaio e os parâmetros de fabricantes dos equipamentos que compõem o sistema elétrico, os quais servirão de base para os cálculos de curto circuito.

A falha elétrica, por sua vez, pode ser caracterizada por diferentes configurações, mudando o grau de significância com relação à magnitude da corrente e apresentando configurações balanceadas – como para o caso de uma falta trifásica – e desbalanceadas,

interferindo nos cálculos das correntes de curto-circuito e, conseqüentemente, no dimensionamento das proteções do sistema elétrico. Esse estudo servirá de base para o dimensionamento e correto ajuste dos dispositivos de proteção que garantirão a continuidade da operação do sistema e a atuação frente à uma falha que comprometa tanto a infraestrutura como o funcionamento da planta como um todo. De modo geral, para o trabalho proposto, os dispositivos serão projetados dentro da faixa de corrente e tempo de atuação permitida, como resultado dos estudos de curto-circuito, com o foco na operacionalidade do sistema através da continuidade do fornecimento de energia para a carga alimentada, reduzindo os impactos de interrupções em função da ocorrência de uma falha elétrica.

O projeto dos dispositivos de proteção deve levar em conta a magnitude da falha através dos métodos descritos acima e deve considerar a configuração do dispositivo utilizado a fim de realizar a melhor aplicação. Existem inúmeros dispositivos que possuem uma aplicação específica de acordo com o seu funcionamento e eficácia quando parte componente de um sistema elétrico de potência. Dessa forma, se faz necessária uma apresentação sobre esses equipamentos, incluindo uma análise sobre as suas curvas de disparo, formas de aplicação e ajuste de parâmetros, às quais servirão de base para qualquer análise de seletividade de um conjunto de proteções. Para isso, nesse trabalho, será utilizado o software PTW (*Power Tools for Windows*), da empresa SKM Systems Analysis Inc, a qual foi escolhida em função da sua grande aplicação por empresas, universidades conceituadas e trabalhos na área de proteções. Esse *software* possibilita a inserção dos parâmetros dados pelo fabricante dos componentes do sistema, realiza o estudo de curto circuito baseado nos teoremas de componentes simétricas e possui uma biblioteca de dispositivos de proteção com as respectivas curvas de disparo, as quais permitem a alteração de ajustes para a correta coordenação das proteções.

O objetivo de um estudo de seletividade se baseia na correta atuação das proteções e redução ao máximo das conseqüências prejudiciais à instalação presente no caminho da falha. Ou seja, em caso de ocorrência de uma falha, as devidas proteções devem interromper a corrente de falta a fim de manter a operação do sistema e prejudicar o mínimo possível a carga por ele alimentado. Deve-se considerar essas premissas em conjunto com o conceito de caminho crítico de um processo, o qual pode ser avaliado como o mínimo caminho indispensável para a operacionalidade básica do sistema – na RBS TV se caracteriza como o caminho do processo responsável por manter a disponibilidade de sinal de Televisão. Dessa forma, em um sistema com proteções devidamente seletivas, os ramos do circuito que não fazem parte do caminho da falha, sendo esse caracterizado pelo caminho do circuito entre a fonte e o ponto de ocorrência do evento, devem manter o seu normal funcionamento após a ocorrência e interrupção de um

defeito em setores do sistema diretamente ou indiretamente conectados, isolando o mais rápido possível o setor que gerou a falha elétrica, evitando interrupções intempestivas das cargas não envolvidas no evento e não submetendo a instalação à correntes da magnitude de um curto-circuito.

Para aplicação dos conceitos apresentados na metodologia teórica deste trabalho, será proposto um estudo de caso para utilizar como fonte das informações sobre parâmetros dos elementos que compõe o sistema, incluindo resultados de ensaios de equipamentos e parâmetros dos fabricantes dos componentes relevantes para a análise. O estudo de caso será realizado sobre o sistema elétrico de potência do Site de Transmissão do Morro da Polícia - Porto Alegre/RS, pertencente ao Grupo RBS. A RBS TV, empresa pertencente ao Grupo, atua na área de telejornalismo, baseado em uma área de tecnologia com maior desenvolvimento e aplicação do ramo de telecomunicações. Porém, como a empresa trabalha com um fornecimento do produto em uma escala 24x7 – 24 horas e sete dias por semana, exceto períodos de manutenção – a qualidade de energia elétrica do ponto de vista de continuidade é de extrema importância, tornando essencial um sistema elétrico de potência confiável, com aplicação de conceitos de redundância e de acordo com normas e parâmetros de projeto. Dessa forma, esse trabalho é realizado com o objetivo de aumentar a confiabilidade da operação do sistema, tendo em vista que é essa uma das principais premissas de trabalho do setor responsável pela instalação e a planta é um dos pontos de maior relevância dentro da lógica de recepção e distribuição do sinal, tanto de rádio como televisão, para todos os clientes da região metropolitana de Porto Alegre e para as emissoras do interior estado do Rio Grande do Sul. Ainda, o site representa o ponto de conexão da rota de transferência de dados da região sul, contemplando uma das rotas de grande importância para o sistema.

## 2. CONCEITOS TEÓRICOS

Ao realizar o estudo de dimensionamento das proteções de uma instalação, é necessário fazer o cálculo das correntes de curto-circuito a fim de estimar a capacidade de condução e corrente de interrupção que os dispositivos de proteção devem apresentar. Uma representação por fase do sistema elétrico se apresenta como um método de análise mais eficiente e mais simplificado, onde é possível resolver problemas de redes trifásicas através de uma representação equivalente dos seus componentes por fase e, a partir disso, obter os parâmetros da rede. O Método das Componentes Simétricas apresenta um meio de representar sistemas desequilibrados através de componentes simétricas e realizar as análises de forma semelhante à um sistema balanceado.

Dessa forma, na parte inicial deste trabalho, será apresentado o método das componentes simétricas, em seguida serão expostos os tipos de curto-circuito que servirão para caracterizar os eventos que causam desequilíbrios no sistema e, ainda no desenvolvimento teórico, será apresentado algumas das configurações e diferentes tipos de proteções. Todos esses são conceitos pré-requisitos para o desenvolvimento do estudo de caso a ser realizado.

### 2.1. ANÁLISE DE FALTAS

Os curtos-circuitos em sistemas elétricos de potência geram desbalanceamentos, dificultando os cálculos e os estudos dos eventos. Essas análises podem ser realizadas através de *softwares* de simulação, mas possuem fundamentação teórica desenvolvida sob o princípio de procedimentos experimentais. Segundo KINDERMAN (1997), em 1915, Leblanc imaginou decompor as correntes trifásicas desequilibradas em três grupos que seriam produzidos por três campos magnéticos, da seguinte maneira:

- Um campo magnético girando em uma direção;
- Um campo magnético girando em uma direção oposta;
- Um campo magnético estático, pulsatório.

Esses conceitos deram início ao desenvolvimento do estudo de um sistema elétrico desbalanceado através de componentes simétricas.

### 2.1.1. Componentes Simétricas

Os conceitos propostos por Lebranc influenciaram as ideias desenvolvidas por Fortescue, onde foi adaptada e aplicada aos elementos que compõem um sistema elétrico de potência. De maneira genérica, foi proposto a decomposição de qualquer sistema de “n” fases desequilibradas nas suas respectivas componentes simétricas equilibradas. Isso proporcionou um grande avanço: possibilitou a aplicação de todas as técnicas já conhecidas sobre circuitos equilibrados aos sistemas desbalanceados sob o efeito de um curto-circuito através da análise de componentes simétricas (KINDERMAN, 1997).

O Teorema desenvolvido por Fortescue será a de um sistema elétrico desbalanceado por um somatório de componentes simétricas. Através do teorema “Método de componentes simétricas aplicado à solução de circuitos polifásicos”, foi estabelecido que um sistema de “n” fasores desequilibrados pode ser decomposto em “n” sistemas de fasores equilibrados, denominados componentes simétricas dos fasores originais. A expressão analítica para um sistema desequilibrado com n fases é dado pelo conjunto de Equações 1.

$$\begin{aligned}
 \dot{V}_a &= \dot{V}_{a_0} + \dot{V}_{a_1} + \dots + \dot{V}_{a_i} + \dots + \dot{V}_{a_{(n-1)}} \\
 \dot{V}_b &= \dot{V}_{b_0} + \dot{V}_{b_1} + \dots + \dot{V}_{b_i} + \dots + \dot{V}_{b_{(n-1)}} \\
 \dot{V}_c &= \dot{V}_{c_0} + \dot{V}_{c_1} + \dots + \dot{V}_{c_i} + \dots + \dot{V}_{c_{(n-1)}} \\
 &\dots \\
 \dot{V}_n &= \dot{V}_{n_0} + \dot{V}_{n_1} + \dots + \dot{V}_{n_i} + \dots + \dot{V}_{n_{(n-1)}}
 \end{aligned} \tag{1}$$

Na Equação 1, os índices  $a, b, c \dots n$  fazem referência aos fasores do sistema original desequilibrado pelo efeito do curto-circuito, os quais giram em uma velocidade síncrona, na frequência da rede polifásica. Por outro lado os sub-índices dos componentes simétricos são dados pela notação  $0, 1 \dots i \dots n$ , representando as sequências do sistema equilibrado.

Dessa forma, é possível expressar o conjunto de  $n$  fasores do sistema original através de um conjunto de  $n$  sistemas equilibrados, onde a sequência é composta por  $n$  fasores equilibrados de mesmo módulo e igualmente defasados. Essa defasagem pode ser expressa, para dois fasores consecutivos de um sistema de sequência  $k$ -ésima, através da Equação 2.

$$\theta_k = k \left( \frac{2\pi}{n} \right) \tag{2}$$

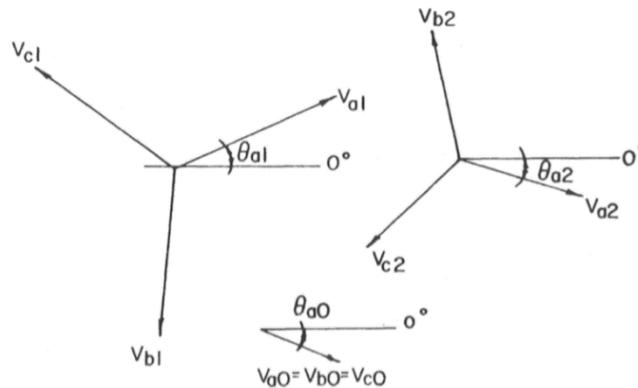
onde  $n$  é o número de fases do sistema.

Como o objetivo desse trabalho é realizar o estudo sobre um sistema elétrico trifásico, serão apresentadas todos os conceitos do Teorema de Fortescue para um sistema composto por  $n = 3$  fasores. O Teorema aplicado às redes trifásicas pode ser definido como:

*“Um sistema trifásico de três fasores desbalanceados pode ser decomposto em três sistemas trifásicos de três fasores balanceados chamados de componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero” (KINDERMAN, 1997).*

A nomenclatura zero, positiva e negativa referem-se à sequência de rotação das quantidades de fase que compõem o sistema. Essa sequência está ilustrada na Figura 1.

Figura 1 – Sequência de fases de um sistema trifásico



Fonte: ANDERSON, 1995

A sequência de fase positiva é um sistema composto por três fasores equilibrados, ou seja, com mesmo módulo, defasados por  $120^\circ$ , conforme indicado pelo índice 1 na Figura 1. Seus fasores apresentam um sequência de fase  $\overrightarrow{abc}$  igual ao sistema original desbalanceado, girando com uma velocidade síncrona  $w_{original}$ . Dessa forma, utilizando a notação com índice 1 para representação da sequência positiva, é possível expressar analiticamente esses fasores através da Equação 3.

$$\begin{aligned}\dot{V}_{a_1} &= |V_{a_1}| \angle 0^\circ \\ \dot{V}_{b_1} &= |V_{b_1}| \angle -120^\circ \\ \dot{V}_{c_1} &= |V_{c_1}| \angle -240^\circ\end{aligned}\quad (3)$$

Como o sistema é equilibrado, podemos analisar apenas a expressão de uma fase para concluir sobre as demais fases do sistema trifásico. Dessa forma, a fim de facilitar o

desenvolvimento do estudo, é comumente utilizado um operador rotacional  $\hat{a}$  para substituir a representação do ângulo e, conseqüentemente, do fasor em número complexo por uma representação literal. O operador pode ser representado em sua forma retangular e quadrática, respectivamente, através da Equação 4 e Equação 5.

$$\hat{a} = 1 \angle 120^\circ \quad (4)$$

$$\hat{a} = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (5)$$

Novamente, como se trata de fasores com mesmo módulo, podemos expressar as suas equações de tensão de seqüência positiva de um sistema trifásico, porém utilizando a notação do operador rotacional.

$$\begin{aligned} \dot{V}_a &= \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_b &= \hat{a}^2 \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_c &= \hat{a} \dot{V}_{a_1} \end{aligned} \quad (6)$$

Da mesma forma, o sistema de fasores de tensão de seqüência negativa é dado por um conjunto de três fasores equilibrados, ou seja, com mesmo módulo e igualmente espaçados. Porém, por sua vez, os fasores giram em uma seqüência de fase  $\overrightarrow{acb}$  em sentido oposto ao do sistema original desbalanceado, com uma velocidade síncrona contrária ao do sistema de seqüência positiva dada por  $w_2 = -w_1$ .

Para possibilitar a operação algébrica com fasores, é necessário tratar a o sentido de rotação dos fasores de seqüência negativa no mesmo sentido da seqüência positiva. Dessa forma, deve-se reajustar a disposição fasorial a fim de manter a seqüência de fases  $\overrightarrow{acb}$  no sentido de rotação do sistema original.

A expressão analítica da relação dos fasores com a utilização do operador rotacional, onde utiliza-se a notação de índice 2 para representar a seqüência negativa, pode ser representada conforme o conjunto de Equações 7.

$$\begin{aligned}
\dot{V}_a &= \dot{V}_{a_2} \\
\dot{V}_b &= \dot{a} \dot{V}_{a_2} \\
\dot{V}_c &= \dot{a}^2 \dot{V}_{a_2}
\end{aligned} \tag{7}$$

O sistema trifásico de sequência zero é composto por um conjunto de três fasores em fase, girando no mesmo sentido da sequência do sistema original desbalanceado. Os fasores apresentam o mesmo módulo e fase, ou seja, são idênticos, e são dados pela Equação 8

$$\dot{V}_{a_0} = \dot{V}_{b_0} = \dot{V}_{c_0} \tag{8}$$

onde a notação de índice 0 para referenciar a sequência zero.

Dessa forma, ao juntar todas as expressões analíticas de sequências, o Teorema de Fortescue para um sistema trifásico desequilibrado pode ser representado, fazendo o uso de notação matricial, através da Equação 9.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} \tag{9}$$

Para facilitar as representações matemáticas, é definida a Matriz de Transformação T das componentes de sequência dos fasores originais do sistema desbalanceado, permitindo a representação do sistema de sequências conforme Equação 11.

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \tag{10}$$

$$[V_{abc}] = [T] \times [V_{012}] \tag{11}$$

É possível obter as componentes de sequência equilibradas através dos fasores do sistema desequilibrado utilizando a matriz inversa da Matriz de Transformação T. Realizando a inversão da Matriz T, é obtida a expressão para  $T^{-1}$  (KINDERMAN, 1997)

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \tag{12}$$

ou seja,

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (13)$$

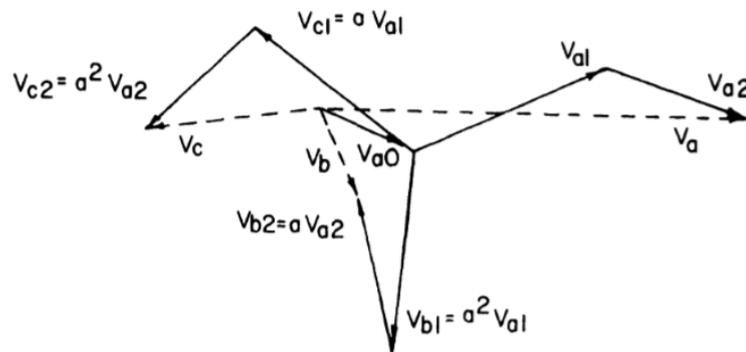
e

$$[V_{012}] = [T^{-1}] \times [V_{abc}] \quad (14)$$

Com base no que foi apresentado, pode-se realizar o estudo de um sistema elétrico de potência trifásico desequilibrado sob o efeito de uma falha caracterizada por um curto circuito e, através das componentes de sequência equilibradas, utilizar todas as expressões analíticas de sistemas equilibrados.

Na Figura 2 está representado um sistema trifásico aleatório desbalanceado pela ocorrência de uma falha, onde cada fasor do sistema original (com notação  $a$ ,  $b$  e  $c$ ) é expresso através do somatório de suas componentes simétricas.

Figura 2 – Exemplo de um sistema elétrico desbalanceado



Fonte: Adaptado de ANDERSON, 1995

Os fasores do sistema original foram assumidos como representação da tensão do sistema trifásico, porém pode-se utilizar a Matriz de Transformação  $T$  e a Matriz de Transformação Inversa  $T^{-1}$  para realizar operações de qualquer conjunto de fasores trifásicos. Dessa forma, o Teorema de Fortescue pode ser expresso em termos de corrente, conforme apresentado na Equação 15 e Equação 16

$$[I_{abc}] = [T] \times [I_{012}] \quad (15)$$

$$[I_{012}] = [T^{-1}] \times [I_{abc}] \quad (16)$$

onde  $[I_{abc}]$  é a matriz das correntes de fase do sistema desbalanceado e  $[I_{012}]$  é a matriz dos fasores de corrente das componentes simétricas de sequência zero, positiva e negativa.

### 2.1.2. Impedância de Sequência

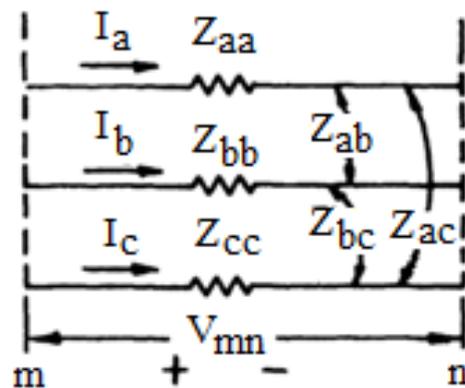
Considerando um sistema trifásico em que cada condutor de fase apresenta uma impedância, conforme Figura 3, é possível assumir que as impedâncias próprias e mútuas são diferentes. Ou seja:

$$Z_{aa} \neq Z_{bb} \neq Z_{cc} \quad (17)$$

$$Z_{ab} \neq Z_{bc} \neq Z_{ca} \quad (18)$$

O conjunto de impedâncias próprias e mútuas formam um conjunto de impedâncias complexas desbalanceadas, que quando é percorrida uma corrente de fase balanceada, produzem uma queda de tensão desequilibrada. Uma representação do sistema trifásico está apresentada na Figura 3, considerando a queda de tensão entre os terminais  $m$  e  $n$ , para uma sequência de fase  $a$ ,  $b$  e  $c$ .

Figura 3 – Representação de Sistema Trifásico



FONTE: Adaptado de ANDERSON, 1995

Utilizando as equações que relacionam a tensão em um sistema original desbalanceado com um sistemas de sequencias de fase simétricas através da matriz de transformação T, é possível expressar as tensões de um sistema de sequências através das relações abaixo:

$$V_{mn} = \begin{bmatrix} V_{mn-a} \\ V_{mn-b} \\ V_{mn-c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (19)$$

onde  $a$ ,  $b$  e  $c$  representam as fases para as tensões, impedâncias (mútuas e próprias) e correntes do sistema.

Realizando operações matriciais com a Matriz de Transformação  $T$ , é possível obter a relação entre a tensão e corrente para um sistema de componentes simétricas através da matriz de impedâncias

$$V_{mn-a} = Z_{mn-012} I_{012} \quad (20)$$

onde,

$$Z_{mn-012} = T^{-1} Z T \quad (21)$$

Realizando um estudo sobre a independência entre as sequências em função da sua influência sobre as demais sequências que compõe o sistema, pode-se concluir que muitas vezes o método de componentes simétricos é consideravelmente complicado para explicar o caso, necessitando de auxílio de um processamento computacional para auxiliar na resolução dos cálculos.

### 2.1.3. Redes de Sequência

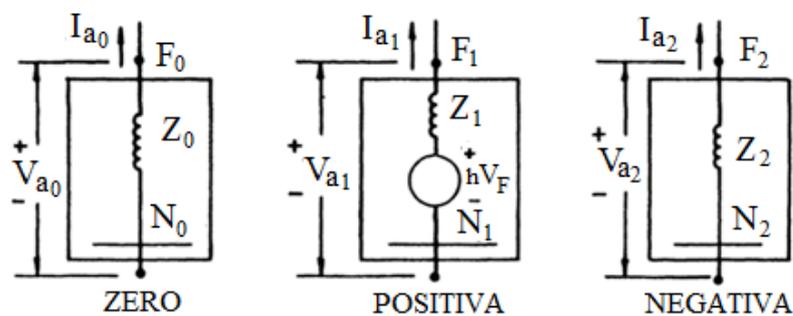
Em caso de ocorrência de alguma falha elétrica, tomando o conceito de "falha" como sendo qualquer situação que causa um desequilíbrio entre as três fases (KINDERMAN, 1997), o sistema se tornará desbalanceado no ponto da falha. Dessa forma, se faz necessário a realizar um estudo sobre as características elétricas do ponto de falha do circuito com relação ao sistema como um todo. Ou seja, é isolado o ponto desbalanceado pela falha, com o resto do circuito sendo considerado balanceado, e deve-se obter as relações do sistema de componentes simétricas com as componentes do sistema original desbalanceado. Por isso, deve-se determinar as componentes simétricas, se fazendo necessário apresentar os conceitos de Redes de Sequência.

Uma rede de sequência é uma cópia do sistema original equilibrado ao qual o ponto de falha está conectado e contém as mesmas impedâncias por fase que o sistema físico equilibrado (ANDERSON, 1995). Considerando que as componentes sequência positiva e negativa da corrente são um conjunto de correntes trifásicas balanceadas, elas possuem a mesma impedância em uma rede trifásica passiva. Por sua vez, as componentes de sequências zero

representam uma impedância diferente das componentes de sequência positiva e negativa, podendo apresentar uma impedância infinita equivalente.

As sequências de fase de um sistema de componentes simétricas podem ser apresentadas em blocos, conforme Figura 4. Cada rede de sequência pode ser avaliada através do Teorema de Thevenin entre os pontos  $N_{012}$  e  $F_{012}$ , os quais representam, respectivamente, os pontos de falha e de potencial zero do sistema.

Figura 4 – Diagrama de Blocos nas Redes de Sequência



Fonte: Adaptado de ANDERSON, 1995

#### 2.1.4. Redes de Sequência dos Componentes do Sistema

As conclusões teóricas e deduções matemáticas realizadas anteriormente para o Teorema de Fortescue necessitam ser adaptadas aos componentes do sistema para o cálculo das correntes de curto-circuito. Aplicando os conceitos do Teorema apresentado, é possível analisar os efeitos dos desbalanceamentos do sistema devido a uma falha. Por isso, cada componente que constitui o sistema elétrico deve ser estudado, incluindo ensaios realizados em laboratório, propriedades do material que compõe o equipamento, configuração ou até mesmo os dados dos fabricantes correspondentes ao modelo de cada equipamento, a fim da determinação das impedâncias de sequência.

Como mencionado anteriormente, Fortescue propôs expandir um sistema trifásico desequilibrado em três sistemas trifásicos equilibrados, denominados por sequência positiva, negativa e zero do sistema. Segundo Kinderman (1997), para os estudos de curto-circuito, os elementos importantes a considerar no sistema elétrico de potência analisado são os geradores, transformadores, linhas de transmissão – ramais de distribuição, no caso a ser estudado – e as configurações da rede. Dessa forma, será realizado um estudo das componentes de sequência

positiva, negativa e zero para cada um desses equipamentos, a fim de representar o sistema original desbalanceado através da aplicação do Teorema de Fortescue.

#### 2.1.4.1. Gerador Síncrono

O gerador síncrono é um dos principais componentes do sistema quando utilizado como fonte de alimentação. O seu papel é proporcionar o suprimento de energia solicitada pela carga de forma contínua e estável, dentro de uma faixa estreita de tensão elétrica estabelecida pelo projeto da instalação, a fim de não comprometer os elementos do sistema.

Frente à ocorrência de uma falha na carga, a impedância equivalente do sistema no ponto de conexão com o gerador apresenta uma queda brusca e, para manter o fluxo de potência constante de alimentação da carga, o equipamento injeta uma corrente da magnitude da corrente de curto circuito no caminho da falha, podendo danificar a infraestrutura e os equipamentos que compõem o restante do sistema.

As impedâncias de sequência positiva, negativa e zero são determinadas através de ensaios no equipamento. Esses ensaios, muitas vezes, são respectivos ao modelo do equipamento e não necessariamente ao equipamento instalado, com especificado número de série. A impedância de sequência positiva do gerador síncrono assume a sua reatância sub-transitória de eixo direto. O período sub-transitório, por sua vez, se refere ao período inicial da corrente de curto circuito, apresentando um pico de corrente que é atenuada e levará ao período transitório. Logo, é possível expressar a reatância sub-transitória através da Equação 22

$$X'' = \frac{E}{I''} \quad (22)$$

onde E é o valor eficaz da tensão de fase do gerador, antes do curto-circuito, e  $I''$  é o valor eficaz da corrente máxima de curto-circuito no período sub-transitório. Ou seja, tendo conhecimento do valor inicial de pico de corrente como sendo  $I''_{m\acute{a}x}$ , a corrente eficaz é dada pela Equação 23.

$$I'' = \frac{I''_{m\acute{a}x}}{\sqrt{2}} \quad (23)$$

As tensões e correntes de sequência positiva produzem fluxos magnéticos que giram na mesma direção e com a mesma velocidade do rotor. Internamente, a máquina só gera tensões

de sequência positiva, o que explica a rede de sequência equivalentes do gerador apresentar uma fonte de tensão apenas na sequência positiva.

Da mesma forma, a rede de sequência negativa é determinada através da realização de ensaios em laboratório, simulando as condições de sequência negativa vistas pelo gerador – o enrolamento de campo da máquina deve estar em curto-circuito, porém girando na velocidade síncrona no sentido de sequência positiva através de uma excitatriz que impõem as sequências negativas. Segundo Kinderman (1997), o período sub-transitório e o transitório praticamente não existem para as componentes de sequência negativa. A reatância de sequência negativa  $X_2$  é simplesmente dada pela Equação 24

$$X_2 = \frac{V_a}{I_a} \quad (24)$$

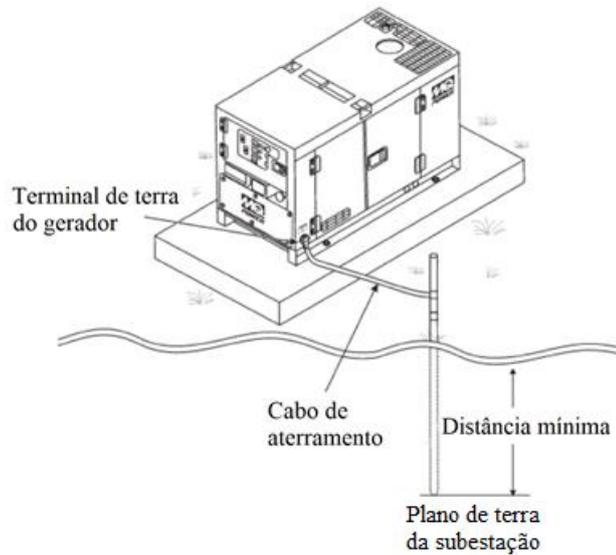
onde  $V_a$  e  $I_a$  representam a tensão e a corrente da fase a, respectivamente.

Conforme apresentado anteriormente, a sequência zero representa três fasores em fase e com mesma amplitude, ou seja, fasores idênticos. Assim sendo, as três fases do gerador devem ser submetidas a uma mesma tensão – utiliza-se um gerador síncrono monofásico para alimentar os terminais de fase curto-circuitados – com o enrolamento de campo em curto-circuito e girando na velocidade síncrona no sentido da sequência positiva. Como a tensão  $E$  sobre as bobinas do estator é a mesma, a corrente  $I_0$  para as três fases é igual e a reatância de sequência zero  $X_0$ , é dada pela Equação 25.

$$X_0 = \frac{E}{I_0} \quad (25)$$

Para que haja fluxo de correntes de sequência zero é necessário que o neutro do gerador esteja aterrado. Os geradores síncronos são comumente aterrados através de uma impedância  $Z_N$ , utilizada para limitar a corrente de curto-circuito monofásico à terra. Essa impedância assume um valor determinado pela impedância de Peterson (KINDERMAN, 1997) e é conectada entre ponto neutro da ligação **Y** e a malha de terra da subestação. Uma ilustração do aterramento de um gerador pode ser apresentado na Figura 5.

Figura 5 - Aterramento de gerador



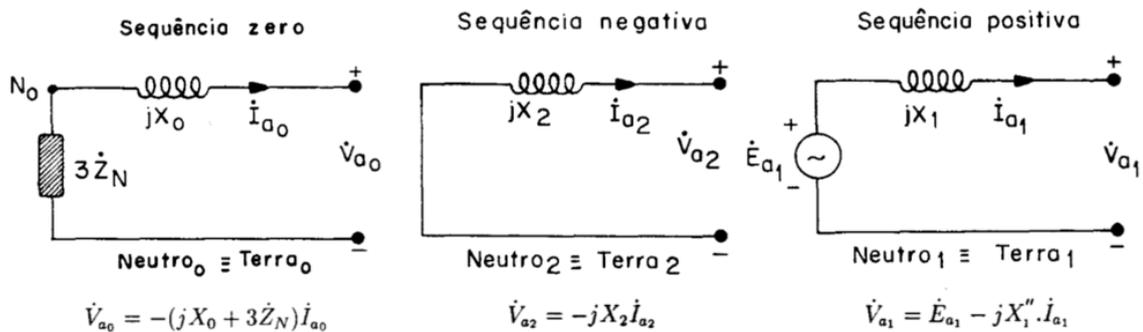
Fonte: Adaptado de MQ Power, 2004

Dessa forma, considerando uma corrente de sequência zero  $I_0$ , haverá um potencial no ponto neutro em relação à terra devido à queda de tensão de  $3 \times I_0 \times \dot{Z}_N$ . Realizando uma análise por fase, assumindo a fase  $a$  como referência, a relação entre tensão e corrente por fase do sistema de sequência zero é dado pela Equação 26.

$$\dot{V}_{a_0} = -(jX_0 + 3\dot{Z}_N)I_{a_0} \quad (26)$$

Os circuitos modelos das sequências de fase positiva, negativa e zero para um gerador síncrono em  $\mathbf{Y}$ , tendo a fase  $a$  como referência, estão apresentados na Figura 6.

Figura 6 - Modelos Equivalentes das Redes de Sequência do Gerador Síncrono



Fonte: Adaptado de Kinderman, 1997

Conforme é possível observar, a sequência negativa e zero são representados por circuitos com um comportamento passivo, ou seja, sem fonte de tensão. Para a sequência negativa, isso ocorre pelo fato de o gerador ser constituído perfeitamente equilibrado, com o campo magnético do seu rotor podendo gerar apenas tensões equilibradas na sequência *abc* (KINDERMAN, 1997).

Do ponto de vista prático, estes dados são obtidos pelos fabricantes dos geradores e são disponibilizados através de uma folha de dados para cada alternador síncrono, de acordo com o modelo, configuração e propriedades elétricas particulares de cada componente, conforme o estudo de caso realizado e dados que serão apresentados na seção 3.1.

#### ***2.1.4.2. Redes de Distribuição***

Um sistema de distribuição é composto por um conjunto de subestações, às quais comportam os alimentadores que servem como fonte de energia para um sistemas elétricos, se encontrando a grandes distâncias das mesmas e apresentando uma distância de cabeamento que pode representar uma grande impedância para o sistema. Ainda, no âmbito da distribuição de energia, as concessionárias alocam seus alimentadores, podendo ser dedicados ou não dedicados, de forma a aproximar a subestação correspondente ao consumidor final. Essas medidas reduzem riscos de ocorrências de danos na linha, queda de tensão, entrou outros problemas.

Devido a sua grande extensão territorial, as redes de distribuição estão submetidas à inúmeras condições que podem representar um risco para sua integridade e até mesmo para seu correto funcionamento. As redes de distribuição estão expostas à situações como vento, umidade, depredação e etc. Dessa forma, se tornam os componentes mais vulneráveis à ocorrência de falhas dentro de um sistema elétrico.

Do ponto de vista de um sistema elétrico de médio porte, como será apresentado no estudo de caso deste trabalho, o cabeamento da instalação é dimensionado e seus dados interferem na impedância equivalente para o cálculo das correntes de curto-circuito. As impedâncias de sequência, idealmente, devem ser dados fornecidos pelo fabricante, de acordo com as especificações de material, isolamento, blindagem, entre outras características.

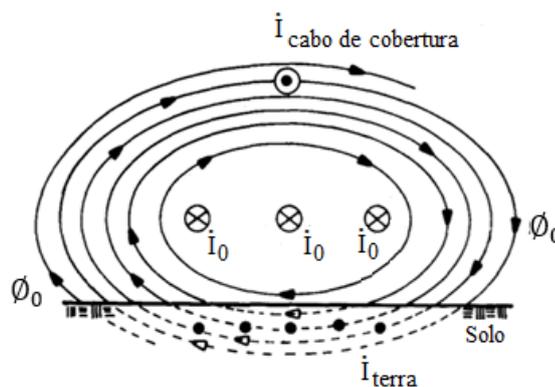
A impedância de sequência positiva é a impedância natural da linha. Um sistema equilibrado que opera normalmente alimentando cargas equilibradas só contém componentes de sequência positiva. Essa impedância pode ser obtida através da realização de ensaios, aplicando tensões trifásicas equilibradas no início da linha e curto-circuitando a sua outra extremidade. A impedância de sequência positiva pode ser dada pela Equação 27.

$$\dot{Z}_1 = \frac{\dot{E}_{a_1}}{\dot{I}_{a_1}} \quad (27)$$

onde  $\dot{E}_{a_1}$  e  $\dot{I}_{a_1}$  são a tensão e a corrente de alimentação por fase, utilizando a fase  $a$  como referência.

Como a linha não é um elemento ativo do sistema elétrico, as suas características não se alteram com a sequência de fase. A sequência de fase da tensão aplicada não faz diferença, uma vez que as quedas de tensão são as mesmas para a sequência  $a-b-c$  do que para  $a-c-b$  (ANDERSON,1994). Ou seja, é possível dizer que a impedância de sequência negativa  $\dot{Z}_2$  por fase é igual à impedância de sequência positiva  $\dot{Z}_1$ .

Quando uma corrente percorre um condutor, ela gera um campo eletromagnético nas periferias desse condutor. Dessa forma, considerando a sequência zero de uma linha de distribuição ou cabeamento do próprio sistema elétrico, é observado a presença de um campo que envolve o conjunto de fases. Partindo do princípio que as impedâncias de sequência zero são iguais para ambas as fases do sistema, é possível apresentar uma ilustração da LT (Linha de Transmissão), conforme Figura 7.



Fonte: Adaptado de KINDERMAN, 1997

Considerando que o solo também se comporta como um condutor, é necessário ter o conhecimento sobre a resistividade do solo sob o qual está instalado o cabeamento. Devido à diferença nas propriedades de cada terreno durante a linha, deve-se considerar uma resistência média do solo. Além disso, nem todo o fluxo magnético de sequência zero cruza pelo solo, ficando uma parcela de corrente de sequência zero livre e retornando pela menor distância do ponto de falta à subestação.

Devido à complexidade da estimação do percurso que a corrente de falha irá percorrer, a determinação da impedância de sequência zero pode ser realizada segundo a ideia proposta por Carson. Em sua teoria, a impedância de sequência zero é uma função da resistividade média do solo sobre a linha, da altura média da linha em relação ao solo, da frequência elétrica do sistema de energia e das características do condutor.

É possível obter a impedância de sequência zero através de um ensaio, alimentando uma barra inicial da linha e curto-circuitando o fim, aterrando o conjunto. É possível apresentar a equação da impedância de sequência zero

$$\dot{Z}_0 = \frac{\dot{E}}{\dot{I}_0} \quad (28)$$

onde  $\dot{E}$  é a tensão elétrica aplicada e  $\dot{I}_0$  é a corrente de sequência zero que percorre em cada fase do circuito.

A impedância de sequência zero é diferente das demais sequências pois deve incluir o circuito de retorno das correntes  $3 I_0$ , ou seja, composto pelo terra, cabos de aterramento, neutro, impedâncias próprias do circuito trifásico e do cabo para-raio.

Do ponto de vista prático, a concessionária responsável pela distribuição da energia elétrica possui os dados respectivos por cada linha que compõe a rede, se referindo à dados tanto estruturais como elétricos, a fim de estudos de curto circuito e seletividade na instalação do consumidor.

#### **2.1.4.3. Transformador**

O transformador é um componente de grande importância dentro de um sistema elétrico, onde sua principal função é a transformação do potencial elétrico com objetivo de interligar uma rede de distribuição de média tensão, por exemplo, com a carga de uma instalação, dentro

das características elétricas pré-estabelecidas em projeto. Em caso de uma falha elétrica, a corrente de curto-circuito pode passar pelo transformador, fazendo necessário o estudo do comportamento do equipamento submetido a uma corrente de dessa magnitude.

Os dados de placa de um transformador, fornecidos pelo fabricante, apresentam a impedância percentual do equipamento, na sua impedância base. Essa impedância é respectiva à sua impedância de sequência positiva e pode ser obtido através do ensaio de curto-circuito de um transformador. Esse ensaio é realizado sobre os transformadores a fim de caracterizar cada equipamento em seu circuito equivalente por fase. Resumidamente, o ensaio é realizado curto-circuitando o enrolamento secundário e energizando o enrolamento primário através de uma fonte trifásica equilibrada, com uma tensão reduzida e crescente, até que se obtenha a corrente nominal no secundário. Realizando o ensaio, é possível obter a impedância por fase vista pelo primário e, conseqüentemente, a impedância de sequência positiva do transformador, conforme Equação 29

$$Z_{\% \text{primário}} = \frac{V_{\text{linha}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{fase}}} [\Omega] \quad (29)$$

onde  $V_{\text{linha}}$  é a tensão de linha do primário e  $I_{\text{fase}}$  a leitura da corrente por fase do primário.

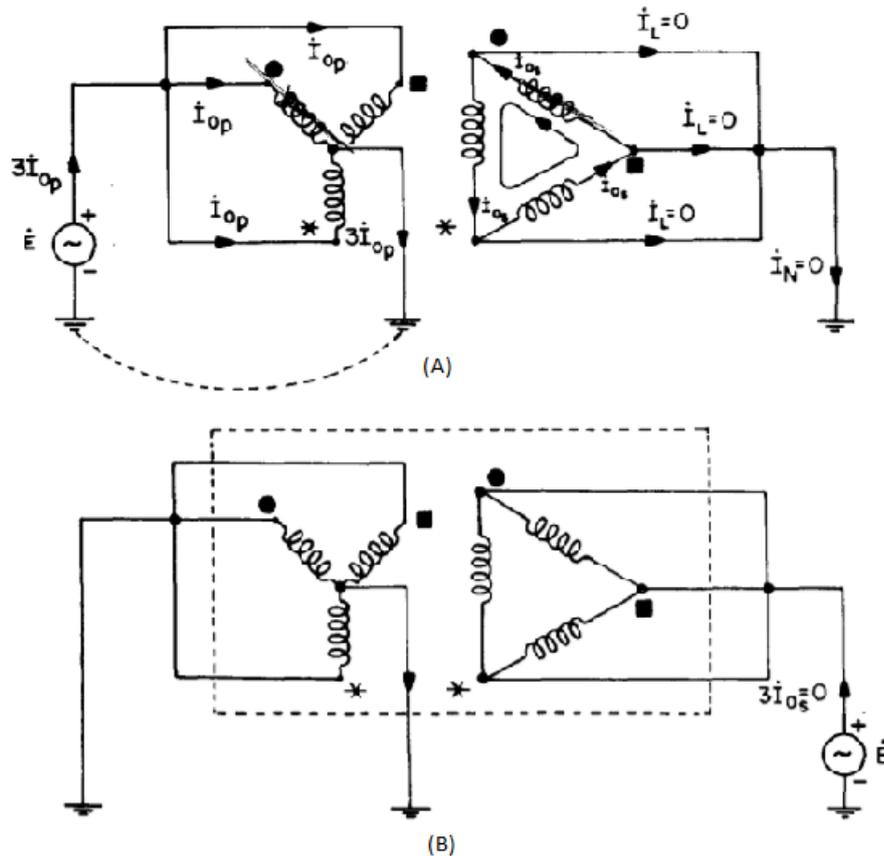
Novamente, como as três componentes de fase de sequência zero são iguais, a impedância de sequência zero  $\dot{Z}_0$  será obtida através de um ensaio de curto-circuito, considerando as condições de sequência zero, conforme apresentado na Figura 8. A obtenção da componente de sequência zero depende da configuração do transformador e, de acordo com o estudo de caso a ser apresentado na seção 3, deve ser analisada para uma configuração  $\Delta - Y_{\text{aterrado}}$ .

Deve ser alimentado o transformador com seus terminais do primário a partir de uma fonte monofásica, impondo as componentes de sequência zero da corrente nos enrolamentos dispostos em Y e do secundário curto-circuitados. As correntes  $I_{Op}$  (primário) obrigam as correntes  $I_{Os}$  (secundário) a circularem dentro do  $\Delta$ , fazendo as correntes de linha do secundário nulas. Como as correntes de sequência zero não passam para o lado secundário, o transformador apresenta duas impedâncias de sequência zero, que dependem do lado de alimentação (KINDERMAN, 1997). Caso o transformador apresente a alimentação a partir da configuração Y aterrado, a impedância de sequência zero pode ser dada pela Equação 30

$$\dot{Z}_0 = \frac{\dot{V}}{\dot{I}_{Op}} \quad (30)$$

onde  $\dot{V}$  representa a tensão de alimentação do circuito e  $\dot{I}_{0p}$  é a corrente referente ao primário do transformador. Por outro lado, caso o transformador seja alimentado pelo lado  $\Delta$ , a corrente não tem um retorno para a fonte, fazendo a impedância de sequência zero infinita nas linhas do lado  $\Delta$ .

Figura 8 – Ensaio de curto-circuito de transformador Y- $\Delta$  (estrela aterrado) para (a) alimentação em Y e (b) alimentação em  $\Delta$ .

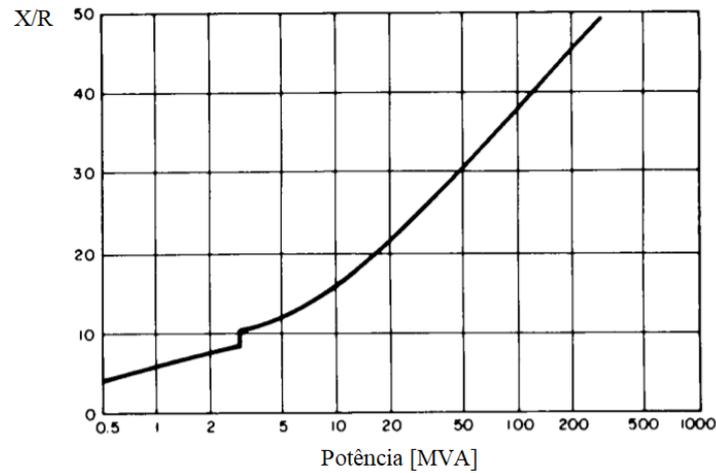


Fonte: KINDERMAN, 1995

Conforme mencionado, a sua impedância percentual é assumida como a impedância de sequência positiva e, através da relação típica de  $X/R$ , é possível obter a parcela real e imaginária da impedância. Segundo a norma IEEE Std 141 (1993), os valores de  $X/R$  podem ser obtidos através de um gráfico que relaciona essa razão com a potência nominal do transformador, conforme Figura 9. Ainda, segundo MARDEGAN (2012), essa equação pode ser expressa através da Equação 31, onde  $S_{MVA}$  é a potência aparente do transformador em MVA.

$$X/R = 5,738711 + 6,983725 * \log(S_{MVA}) \quad (31)$$

Figura 9 – Curva típica da razão X/R em função da potência do transformador.



Fonte: IEEE Std 141, 1993

Tendo o conhecimento da relação  $X/R$  e da impedância relativa do transformador, a resistência e a reatância da sequência de fase positiva pode ser obtida através da Equação 32 e Equação 33.

$$R_1 = \frac{Z_{\%}}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (32)$$

$$X_1 = R_1 * (X/R) \quad (33)$$

Segundo Mamede (2003), a componente de sequência zero também pode ser considerada igual á componente positiva por apresentar pequena variação em relação à mesma.

Ainda, conforme será apresentado na Seção 3.2 deste trabalho, referente à calibração dos relés, os transformadores apresentem um valor máximo de corrente que suportam durante um determinado tempo, conhecido como ponto ANSI. Esse ponto deve ser considerado no momento de dimensionar as proteções do sistema. Seu valor varia de acordo com a impedância de curto-circuito do transformador, dado fornecido pelo fabricante do equipamento, e é um múltiplo da corrente nominal do transformador. Segundo CEMIG (2005), o ponto ANSI de um transformador pode ser obtido através da Equação 34

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z_{\%}} * I_n \quad (34)$$

onde  $Z_{\%}$  é expresso na sua forma percentual e  $I_n$  é a corrente nominal do transformador referenciado ao primário. Para padronização do tempo máximo de operação sobre as condições resultantes da Equação 34 e para facilitar a estimação do ponto ANSI, a Tabela 1 apresenta o múltiplo da corrente nominal do equipamento e o relativo tempo de operação de acordo com o nível de impedância do transformador.

Tabela 1. Relação do ponto ANSI de transformadores

$Z_{\%}$ [ $\Omega$ ]	Ponto ANSI [A]	Tempo Máximo de Duração [s]
Até 4	25 x $I_n$	2
Até 5	20 x $I_n$	3
Até 6	16,6 x $I_n$	4
Até 7	14,3 x $I_n$	5

Fonte: CEMIG, 2005

Outro ponto que deve ser levado em consideração nos ajustes dos relés e devem ser analisados em conjunto com as curvas dos dispositivos de proteção são as correntes de magnetização dos transformadores. Os relés não devem ser sensibilizados por essas correntes, uma vez que caracterizam um comportamento normal do sistema – energização da subestação. O ponto de magnetização, que se refere à corrente e ao tempo de ocorrência, segundo CEMIG (2005), para um transformador com potência aparente de até 2000kVA, pode ser considerado como sendo oito vezes a corrente nominal do equipamento, com um tempo de duração de 0,1 segundo. Para transformadores com potência superior a 2000kVA, o valor deve ser informado pelo fabricante do equipamento. Ainda, caso haja mais de um transformador operando, a corrente de magnetização resultante é proveniente da energização de todos os equipamentos que compõe o sistema. Dessa forma, deverá ser considerada a corrente de magnetização do maior transformador acrescida das correntes nominais dos demais (CEMIG, 2005).

#### **2.1.4.4. Cabos**

Por sua vez, o cabeamento que compõe e interliga os componentes do sistema elétrico se caracteriza por ser um elemento não ativo no sistema, fazendo com que, a sua impedância de sequência negativa seja igual à componente de sequência positiva. Dessa forma, cada cabo, de acordo com a sua composição, apresenta uma impedância característica por unidade de comprimento que é atribuída à componente de sequência positiva e sequência zero. O valor da

impedância equivalente de um ramo do circuito deve considerar o número de cabos por fase e o comprimento do mesmo, de acordo com a Equação 35

$$R_{(1/0)} = \frac{R_{\Omega (1/0)} * L_c}{N_{cf}} \quad (35)$$

onde  $R_{\Omega}$  é a resistência por *kilômetro*,  $L_c$  é o comprimento em *kilômetro* e  $N_{cf}$  é o número de condutores por fase.

Os cabos geralmente apresentam certas características como, por exemplo, de isolamento, local da instalação, material condutor, entre outros. Essas características influenciam na sua impedância equivalente, tornando ideal a utilização dos dados fornecidos pelo fabricante do produto. Porém, muitas vezes essas informações não são apresentadas, fazendo necessário a utilização de tabelas que disponibilizam valores típicos para certos padrões e características. Segundo Mamede (2003), os valores podem ser obtidos conforme Tabela 1.

Tabela 2 – Relação de impedâncias de sequência para cabos

Seção	Impedância de Sequência Positiva (mohm/m)		Impedância de Sequência Zero (mohm/m)	
	Resistência	Reatância	Resistência	Reatância
1,5	14,8173	0,1378	16,6137	2,9262
2,5	8,8882	0,1345	10,6882	2,8755
4	5,5518	0,1279	7,3552	2,8349
6	3,7035	0,1225	5,5035	2,8
10	2,2221	0,1207	4,0222	2,7639
16	1,3899	0,1173	3,189	2,7173
25	0,8891	0,1164	2,6891	2,6692
35	0,6353	0,1128	2,4355	2,6382
50	0,445	0,1127	2,245	2,5991
70	0,3184	0,1096	2,1184	2,5681
95	0,2352	0,109	2,0352	2,5325
120	0,1868	0,1076	1,9868	2,5104
150	0,1502	0,1074	1,9502	2,4843
185	0,1226	0,1073	1,9226	2,4594
240	0,0958	0,107	1,8958	2,4312
300	0,0781	0,1068	1,8781	2,4067
400	0,0608	0,1058	1,8608	2,3757
500	0,0507	0,1051	1,855	2,3491
630	0,0292	0,1042	1,8376	2,3001

Fonte: Adaptado de MAMEDE (2003)

Segundo o autor, os valores de impedância da tabela acima consideram as seguintes condições:

- os cabos estão instalados contíguos, em configuração triangular (trifólio);
- a temperatura adotada para o condutor é a de valor máximo permitido para a isolação;
- os condutores são de encordoamento compacto;
- os condutores não possuem blindagem metálica.

Dessa forma, as características dos cabos, no que se refere à seção dos condutores, número de cabos por fase, tipo de isolamento, entre outras informações, foram obtidas de acordo com o projeto da instalação, verificadas em campo e inseridas no programa para caracterizar os cabos do sistema elétrico.

### 2.1.5. Tipos de Curto Circuito

Segundo Caminha (1997), as falhas em um sistema elétrico podem ser divididas em:

- Falhas devidas a natureza elétrica diversa, 73%;
- falhas de atuação de relés e outros dispositivos automáticos, 12%;
- falhas devido à erros de pessoal, 15%.

As falhas caracterizadas por curto-circuitos podem ocorrer de diversas formas e necessitam ser representadas de diferentes maneiras a fim de realizar uma análise através das componentes simétricas do sistema, conforme será apresentado a seguir. Tendo o conhecimento sobre a notação de componentes simétricas e sobre redes de sequência, pode-se seguir o procedimento para representação das faltas, caracterizando-as em um sistema elétrico de potência.

O objetivo dessa análise é descobrir a sequência de fase que está relacionada ou qual a configuração da falta. Em função da necessidade da realização contínua desse tipo de análise, ANDERSON (1994) estabeleceu um procedimento para sua realização.

- I. Esboçar o *diagrama do circuito* no ponto de falha e apresentar todas as conexões de falha. Identificar tensões, sentidos das correntes e impedâncias, assumindo um referencial e tomando atenção para as polaridades.

- II. Escrever as *condições de fronteira* relacionando as correntes e tensões elétricas conhecidas para o tipo de falha ocorrida.
- III. *Transformar* as tensões e correntes do sistema original a-b-c para o sistema de seqüências 0-1-2, utilizando a matriz de transformação  $T$  ou  $T^{-1}$ .
- IV. Examinar as correntes de seqüência para determinar a conexão apropriada dos terminais da rede de seqüência.
- V. Examinar a tensão de seqüência para determinar a conexão dos terminais restantes das redes de seqüência, adicionando impedâncias conforme necessário para satisfazer III e IV.

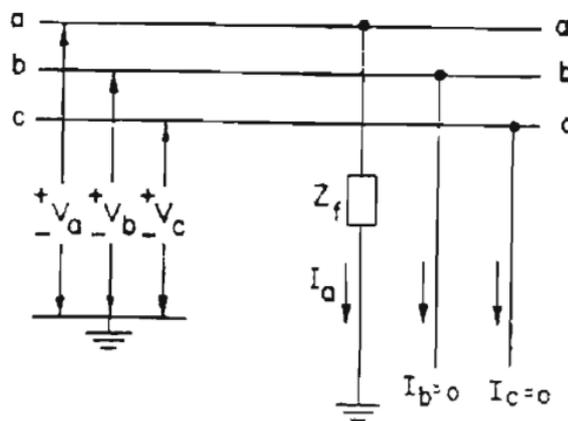
Importante notar que o termo “falha” se refere à toda situação de desbalanceamento apresentada em um ponto do circuito.

O resultado das análises será apresentado a seguir, baseado nos passos anteriormente mencionados e de acordo com as deduções apresentadas segundo Anderson (1994).

#### 2.1.5.1. Faltas Monofásicas à terra

As faltas monofásicas à terra também podem ser referenciadas como uma falta SLG (*Single Line-to-Ground*). O diagrama de fase do circuito sob a ocorrência de uma falta monofásica à terra pode ser apresentado conforma Figura 10.

Figura 10 – Diagrama do circuito da falha monofásica à terra



Fonte: ANDERSON, 1994

As condições de fronteira para a configuração são dadas através da inspeção da Figura 10 de podem ser expressas pelas expressões a seguir.

$$I_b = I_c = 0 \quad (36)$$

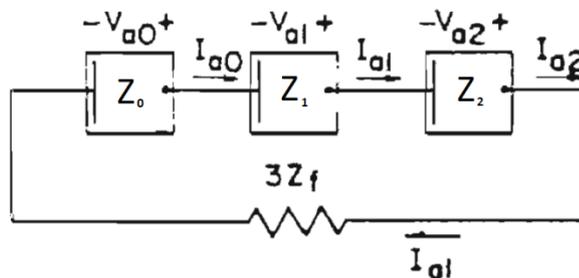
$$V_a = Z_f I_a \quad (37)$$

Utilizando a Equação 12 e Equação 16, as quais expressam a transformação do sistema original desequilibrado pela falha em um sistema de componentes simétricas equilibradas, e aplicando as condições de fronteira estabelecidas, é possível obter a relação entre as componentes simétricas do sistema. Segundo ANDERSON (1994), se considerarmos as três fases como sendo iguais, pode-se dizer que

$$V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} = 3Z_f * I_{a_1} \quad (38)$$

A partir da Equação 38, a soma de tensões de sequência são dadas por  $3Z_f * I_{a_1}$ , onde  $3Z_f$  representa a impedância externa adicional, conforme apresentado na Figura 11.

Figura 11 – Configuração final do diagrama para uma falha monofásica à terra



Fonte: ANDERSON, 1994

A partir desta configuração, podemos dizer que

$$I_{a_0} = I_{a_1} = I_{a_2} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad (39)$$

onde, tendo o conhecimento das correntes de sequência, podemos obter as componentes de tensões de sequência simétricas através da Equação 15. Segundo análise realizada por J.C. DAS (2010), em sua obra *Transients in Electrical Systems*, pode-se dizer que

$$I_a = 3I_0 = \frac{3V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad (40)$$

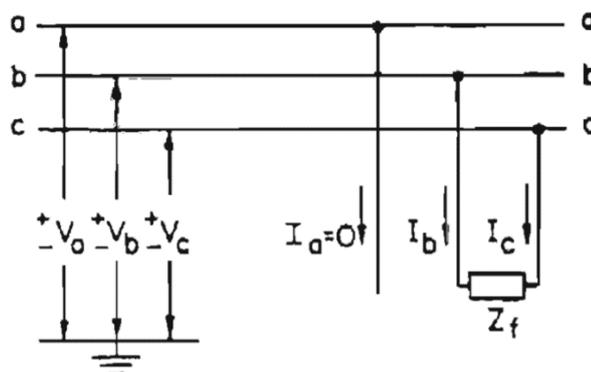
onde  $I_a$  é a componente da fase a do sistema original. Tendo o conhecimento de  $I_b$  e  $I_c$  pelas condições de fronteira, o sistema pode ser dado como caracterizado.

Há casos de curtos-circuitos monofásicos à terra mínimos em sistemas elétricos, os quais apresentam um valor mínimo devido à impedância de falta e podem ter seu valor tão baixo a ponto de assumir uma magnitude próxima das correntes nominais do sistema elétrico, causando um problema de sensibilidade para as proteções. Dessa forma, comum utilizar uma impedância de aterramento de  $40\Omega$  no neutro para simular um curto-circuito mínimo à terra, com o intuito de avaliar a sensibilidade da proteção de falta à terra para baixos valores de corrente (O Setor Elétrico, 2010). Do ponto de vista de alimentação do sistema via rede de distribuição, os dados são fornecidos pela concessionária, conforme pode ser analisado em destaque na Figura 35 e Figura 36 do estudo de caso a ser apresentado.

### 2.1.5.2. Faltas Bifásicas

Segundo ANDERSON (1994), o curto-circuito bifásico é uma topologia que se caracteriza pelo curto-circuito entre duas fases distintas e o seu diagrama pode ser expresso conforme Figura 12.

Figura 12 – Diagrama do circuito para uma falha bifásica



Fonte: ANDERSON, 1994

Analisando a topologia representada acima, as expressões de contorno que modelam o sistema estão apresentadas nas Equações 41, 42 e 43.

$$I_a = 0 \quad (41)$$

$$I_b = -I_c \quad (42)$$

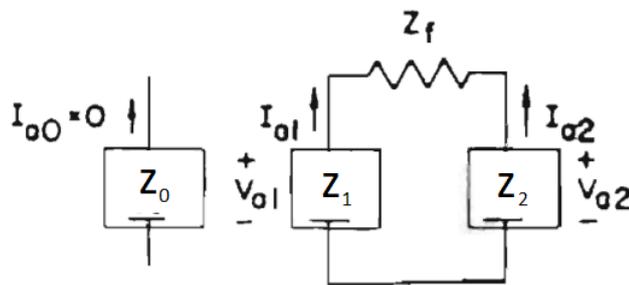
$$V_b - V_c = I_b Z_f \quad (43)$$

Conforme Equação 16, podemos afirmar que  $I_{012} = T^{-1}I_{abc}$ . Aplicando as condições de contorno da Equação 41 e Equação 42, é obtida a expressão abaixo

$$[I_{012}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} = \frac{jI_b}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -1 \end{bmatrix} \quad (44)$$

onde é possível concluir que  $I_{a_0} = 0$ , ou seja, a rede de sequência zero está em aberto, e  $I_{a_1} = -I_{a_2}$ , apresentando a mesma corrente, porém em sentidos contrários. Considerando essas premissas e a Equação 44, podemos montar o diagrama da rede de sequência sob o efeito de uma falha bifásica.

Figura 13 – Diagrama da rede de sequência sob o efeito de uma falha bifásica



Fonte: Adaptado de ANDERSON, 1994

Aplicando as equações de transformação para o sistema de componentes simétricas na Equação 43 e utilizando as condições de contorno, segundo Anderson (1994), é possível expressar

$$V_{a_1} - V_{a_2} = Z_f I_{a_1} \quad (45)$$

que representa a queda de potencial entre as tensões de sequência positiva e negativa sobre a resistência  $Z_f$ . Segundo J. C. Das (2010), a partir da análise do circuito equivalente da falta bifásica, conforme Figura 13, e utilizando as relações da Equação 44, pode-se apresentar

$$I_1 = \frac{V_a}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (46)$$

$$I_b = -I_c = \frac{-j\sqrt{3}V_a}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (47)$$

onde  $I_b$  é a corrente de falta. O módulo da corrente  $I_b$ , considerando  $Z_1 = Z_2$ , o que é verdade para a maioria dos componentes do sistema elétrico, e a impedância de falta nula, conforme será proposto posteriormente, a Equação 47 pode ser simplificada para a Equação 48

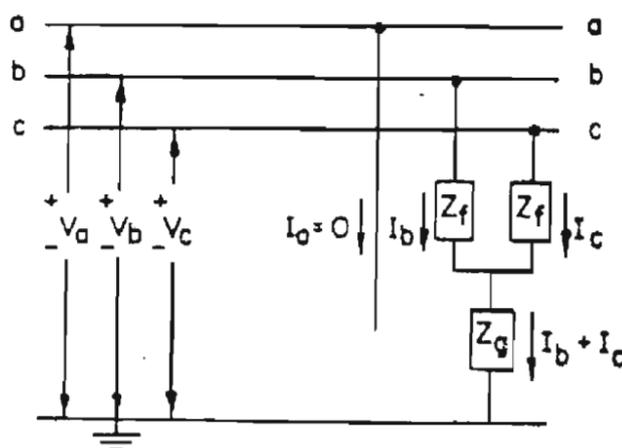
$$|I_b| = \frac{\sqrt{3}V_a}{2 * Z_1} \quad (48)$$

onde será visto que o termo  $V_a/Z_1$  é o valor da corrente de curto-circuito trifásica.

### 2.1.5.3. Falta Bifásicas à Terra

A falta bifásica à terra é a configuração de contato entre dois condutores e o plano de terra, conforme ilustrado na Figura 14. Para se referenciar a esse tipo de configuração, é utilizada a nomenclatura 2LG (*Double Line-to-Ground*).

Figura 14 – Diagrama elétrico de uma falta bifásica à terra.



Fonte: Adaptado de ANDERSON, 1994.

Realizando uma breve análise da topologia apresentada na Figura 14, é possível concluir sobre as condições de fronteira para modelar os cálculos.

$$I_a = 0 \quad (49)$$

$$V_b = I_c Z_g + I_b (Z_f + Z_g) \quad (50)$$

$$V_c = I_c (Z_f + Z_g) + I_b Z_g \quad (51)$$

Utilizando as relações de transformação do sistema original com as componentes simétricas e as condições de fronteira, segundo Anderson (1994), através das relações de soma e subtração de  $V_b$  e  $V_c$  é possível expressar:

$$V_{a_0} - Z_f I_{a_0} - 3Z_g I_{a_0} = V_{a_1} - Z_f I_{a_1} \quad (52)$$

A partir da Equação 49 e sabendo que  $[I_{abc}] = [T] \times [I_{012}]$ , é possível apresentar

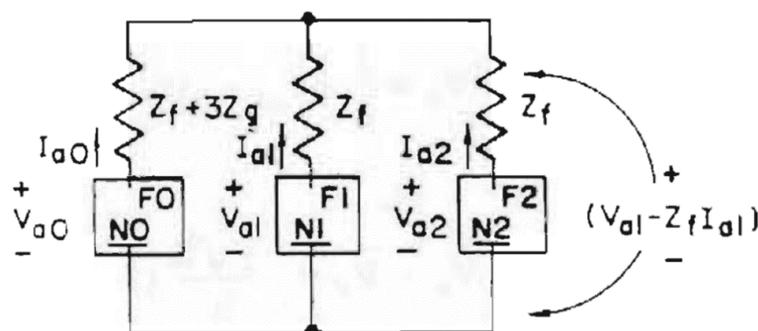
$$I_a = 0 = I_{a_0} + I_{a_1} + I_{a_2} \quad (53)$$

onde conclui-se imediatamente que os terminais das redes de seqüência estão conectados em um ponto comum.

Segundo Anderson (1994), a partir das deduções para se obter a Equação 52 e da Equação 53, a rede de seqüência pode ser dada pela Figura 15 e obtém-se a corrente de falta, conforme Equação 54.

$$I_{a_1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f + \frac{(Z_2 + Z_f)(Z_0 + Z_f + 3Z_g)}{Z_0 + Z_2 + 2Z_f + 3Z_g}} \quad (54)$$

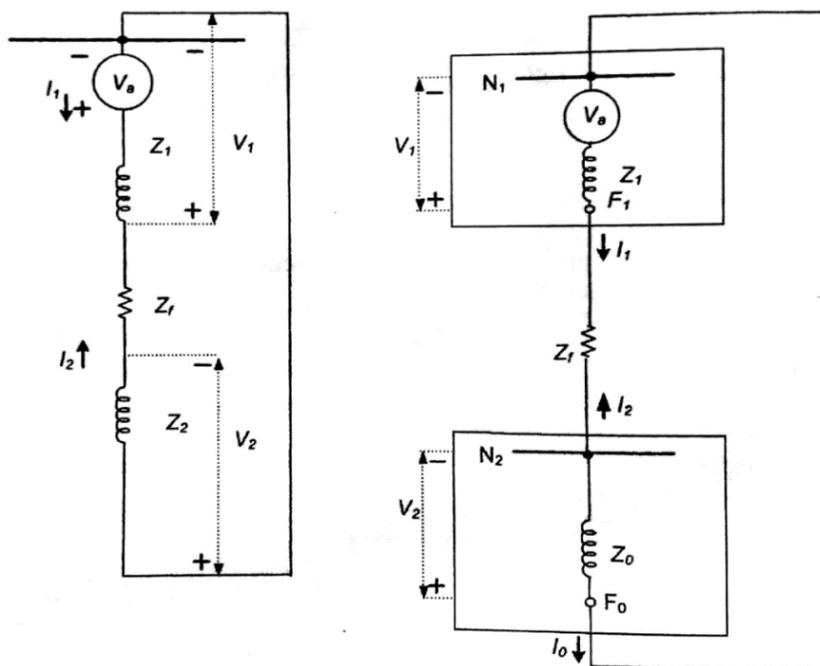
Figura 15 – Rede de seqüência para uma falta bifásica à terra



Por sua vez, J. C. DAS (2010) apresenta a topologia do circuito não contendo a impedância  $Z_f$ . Dessa forma, a corrente de falta e a rede de seqüência seriam dadas conforme Equação 55 e Figura 16, respectivamente.

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + \frac{Z_2(Z_0 + 3Z_g)}{Z_0 + Z_2 + 3Z_g}} \quad (55)$$

Figura 16. Rede de seqüência de falta bifásica à terra, desconsiderando a impedância  $Z_f$



Fonte: J. C. DAS, 2010

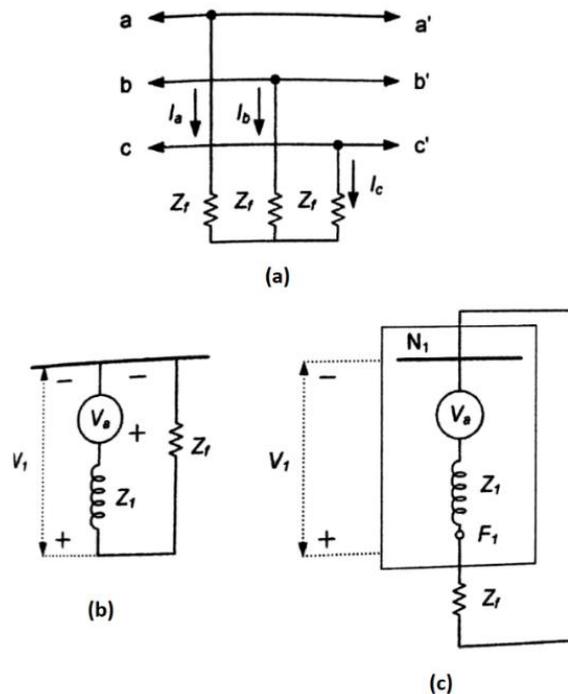
#### 2.1.5.4. Falhas Trifásicas

As três fases são curto-circuitadas e submetidas individualmente à uma impedância de falta  $Z_f$ , possuindo um neutro em comum, conforme Figura 17 (a). Como todas as correntes são equilibradas, não há diferença entre curto circuito trifásico e curto circuito trifásico à terra. Seu estudo é realizado com a aplicação das componentes simétricas a fim de facilitar as deduções.

É assumido que outros tipos de falta, caso não tenha sido anteriormente especificado, sejam desenvolvidas como faltas  $3\phi$  (ANDERSON, 1994). Segundo o autor, essa falta é importante pelas seguintes razões:

- É o caso mais crítico e deve ser calculado a fim de verificar se as proteções possuem a faixa de interrupção adequada;
- É a falta mais simples de se determinar analiticamente e é, muitas vezes, o único caso a ser calculado quando não há informações completas sobre o sistema.

Figura 17. Topologia da falta (a), circuito equivalente do sistema (b) e rede de sequência (c) de uma falta trifásica.



Fonte: J. C. DAS, 2010

A soma dos vetores das correntes de falta é igual a zero, considerando uma falta simétrica. Ainda, como não há caminho para o terra, podemos dizer que as condições de fronteira para o caso de faltas trifásicas é

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (56)$$

$$I_0 = 0 \quad (57)$$

Analisando a topologia do circuito, conforme Figura 17, e considerando a simetria do circuito

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_a \\ \dot{I}_a \end{bmatrix} \quad (58)$$

Aplicando as equações de transformação de componentes simétricas, a sequência de tensão pode ser dada por

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a_0} \\ \dot{V}_{a_1} \\ \dot{V}_{a_2} \end{bmatrix} = T^{-1} \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} T \begin{bmatrix} \dot{I}_{a_0} \\ \dot{I}_{a_1} \\ \dot{I}_{a_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{a_0} \\ \dot{I}_{a_1} \\ \dot{I}_{a_2} \end{bmatrix} \quad (59)$$

A partir das equações acima, pode ser traçado os circuitos equivalentes, conforme (b) e (c) da Figura 17. Segundo J. C. Das (2010), as correntes de falta do sistema original são dadas por:

$$I_a = \frac{V_a}{Z_1 + Z_f} \quad (60)$$

$$I_b = a^2 I_1 \quad (61)$$

$$I_c = a I_1 \quad (62)$$

## 2.2. CONCEITOS DE PROTEÇÃO E ESTUDO DE DISPOSITIVOS

Um sistema elétrico de potência está sujeito aos efeitos causados pela ocorrência de uma falha elétrica que podem danificar a instalação, causar prejuízos de continuidade da operação de um processo e submeter os equipamentos à situações anormais de funcionamento. As medidas possíveis de serem tomadas incluem o correto tratamento desses incidentes, o qual depende diretamente do sistema de proteções responsável por aqueles equipamentos em particular.

Dentro de um estudo sobre as proteções de um sistema elétrico, devem ser levadas em conta certas considerações (CAMINHA, 1997):

- Elétricas, devido às características do sistema elétrico de potência. Essas características incluem a natureza das faltas, sensibilidade de acordo com a tolerância, características geradas dos equipamentos, etc.;

- econômicas, devido à importância funcional dos equipamentos no sistema, custo do equipamento e custo do dispositivo de proteção – segundo o autor, os dispositivos de proteção têm um custo da ordem de 2% a 5% do correspondente equipamento protegido;
- físicas, devido às necessidades de manutenções, disposição em quadros, distância entre o dispositivo sensível e o de interrupção, entre outras.

Segundo CAMINHA (1997), na proteção de um sistema elétrico, devem ser examinados três aspectos principais: a operação normal do sistema, a prevenção contra as falhas elétricas e a limitação dos defeitos devidos às falhas. O projeto das proteções deve conter um estudo sobre as condições normais de operação de um sistema com o intuito de prevenir que as proteções atuem de forma indesejada, causando uma interrupção no funcionamento de equipamentos e a desconexão de ramos do circuito que não participam do evento. A prevenção contra falhas pode ser realizada através de uma previsão de isolamento adequado, apropriadas instruções de operação e manutenção e frequentes análises sobre as mudanças no sistema, resultando no reajuste das proteções. A limitação dos efeitos das falhas, por sua vez, inclui um projeto capaz de suportar os efeitos mecânicos e térmicos da falha e dispositivos de proteção com suficiente capacidade de interrupção, de acordo com os ajustes realizados.

De um modo geral, os sistemas elétricos estão frequentemente sujeitos a perturbações que, segundo Mamede (2017), podem ser resumidas em:

- Curtos-circuitos;
- Sobrecargas;
- Variações de nível de tensão;
- Variações do nível de frequência.

Os curtos-circuitos submetem o sistema elétrico a valores de corrente extremamente elevados, capazes de acarretar em danos irreparáveis à instalação. As sobrecargas são caracterizadas por apresentarem uma elevação moderada da corrente, acima dos valores admitidos em projeto. Por sua vez, as variações no nível de tensão resultam, frequentemente, em uma falha na instalação. Para tensão de regime permanente, com tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV, a situação crítica de atendimento se situa na faixa de variação definida pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) com um valor mínimo de -10% e um valor máximo de +5% em relação à tensão de referência, resultando em uma faixa de variação total de 15% (PRODIST, 2010).

Todas essas perturbações acabam influenciando uma série de parâmetros de grande importância dentro do sistema elétrico como, por exemplo, fator de potência, potência ativa, potência reativa, tensão elétrica, corrente elétrica, etc. Essa influência acaba desequilibrando o sistema e retirando alguns parâmetros da faixa de tolerância de funcionamento de certos componentes do circuito. Para cada um desses parâmetros, são aplicados dispositivos de proteção conhecidos como *relés*, que possuem para cada caso uma particularidade do princípio de atuação e dos parâmetros de operação da carga, que proporciona um melhor desempenho para a aplicação. O relé representa um grupo numeroso de dispositivos de proteção, com diferentes formas de operação e princípios, podendo ser aplicado para situações diversas, variando com a importância, porte e segurança da instalação considerada.

Os relés são dispositivos sensíveis à determinadas grandezas e são responsáveis por controlar a operação dentro de uma faixa dinâmica. Os limites da faixa de operação são dados por valores de referência, conhecidos como valores de *pickup*, acima ou abaixo dos quais o relé deve enviar um comando para o dispositivo de interrupção atuar sobre o circuito. Importante salientar que o relé não é um dispositivo capaz de seccionar um cabo de uma instalação elétrica, o seu papel é ser sensibilizado pela grandeza monitorada e acionar um segundo dispositivo responsável pela desconexão de um circuito.

A utilização de relés dentro de um sistema de proteções tem como objetivo reduzir os efeitos causados por uma falha do sistema elétrico, porém tamanha é a sua importância que são comumente utilizados para proteção de geradores, transformadores, motores, cabos, linhas de transmissão, entre outros. Devido à sua diversidade, serão detalhados os princípios de funcionamento e os diferentes tipos e aplicações de dispositivos do tipo *relé*.

### **2.2.1. Características dos Relés**

Segundo CAMINHA (1997), a função principal de um relé é promover a rápida retirada de serviço de um elemento do sistema quando o mesmo começa a operar de um modo anormal ou quando submetido à um curto-circuito. Além disso, como função secundária, promove a indicação da localização e do tipo de defeito, visando a mais rápida reparação e análise da mitigação da proteção. Dentro das características gerais dos relés, é possível definir os princípios fundamentais do releamento (CAMINHA, 1997):

- *releamento primário*: é aquele em que uma zona de proteção é estabelecida ao redor de cada elemento do sistema, com vistas à seletividade, onde há a presença de um dispositivo interruptor entre dois elementos. Dessa forma, ocorre uma superposição das zonas de proteção, visando a atuação em caso da falha da proteção principal;
- *releamento de retaguarda*: tem a finalidade de atuar na manutenção ou em caso de falha do releamento primário. Essa função só é utilizada em determinados equipamentos de maior importância e somente contra curto-circuito. É desejável que o releamento por retaguarda seja arranjado independentemente das possibilidades de falha do releamento primário;
- *releamento auxiliar*: tem a função de multiplicador de contatos, sinalizador, temporizador, etc.

Por outro lado, do ponto de vista de acionamento do disjuntor, os relés podem ser constituídos de duas diferentes formas: relés primários e secundários. Os relés primários atuam mecanicamente sobre o disjuntor por meio de varetas isolantes. Já os relés secundários acionam os disjuntores fechando um contato interno que conecta uma fonte de energia externa – normalmente um banco de baterias – sobre a bobina de abertura do disjuntor (MAMEDE, 2011).

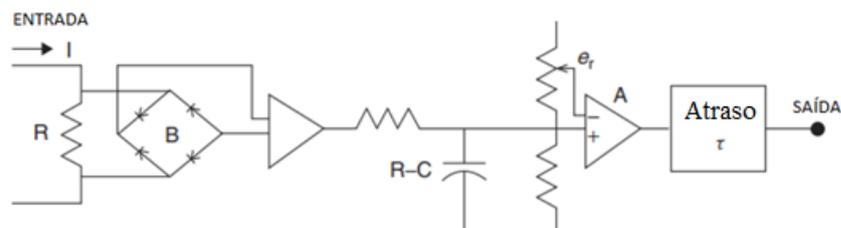
Os relés de proteção são constituídos de um sistema que segue diferentes princípios de funcionamento. Cada princípio possui uma melhor aplicação em um determinado sistema, de acordo com os requisitos exigidos. Analisando as características dos relés quanto à sua forma construtiva, é possível classificá-los, conforme apresentado a seguir.

Inicialmente, os relés eletromagnéticos apresentavam uma solução para proteções de pequenas subestações (MAMEDE, 2017) e funcionavam a partir da energização de bobinas e do deslocamentos de uma armadura com contatos que são responsáveis pelo acionamento elétrico. Além do tamanho, esses equipamentos tem por desvantagem a presença de partes mecânicas móveis que se desgastam e produzem ruído. Em sequência, os relés fluidodinâmicos se apresentaram como uma solução para pequenas e médias instalações industriais, porém apresentam limitação na coordenação com elo fusíveis de proteção da rede e apresentam a necessidade de utilização em local protegido do tempo (MAMEDE, 2017).

Com o desenvolvimento tecnológico de áreas como a eletrônica aplicada a sistemas de potências, houve o avanço da tecnologia estática (estado sólido), apresentando vantagens adicionais de compatibilidade, tamanho, peso, precisão nos ajustes e facilidade de modificação

de configuração de curvas de operação. O termo relé de estado sólido se refere aos relés estáticos e é a tradução da expressão em inglês *Solid State Relay (SSR)*, os quais operam por meio de um circuito eletrônico composto por transistores, triacs ou tiristores, eliminando a necessidade de contato físico e acionamentos mecânicos. As suas características podem ser ajustadas em elementos lógicos, em oposição às características fixas dos discos de indução dos relés eletromagnéticos. Segundo Horowitz (2014), há uma grande variedade de arranjos que podem produzir um dispositivo com características de um relé de estado sólido. Como exemplo de funcionamento e aplicação de circuitos eletrônicos, a Figura 18 apresenta o circuito de uma unidade instantânea de um relé de sobrecorrente de estado sólido. Considerando as duas entradas do circuito como sendo a corrente monitorada  $I$  e o parâmetro de ajuste do acionamento da unidade  $e_r$ , a corrente de entrada passa por uma resistência *shunt*  $R$  e a tensão sobre esse resistor é retificada por um retificador em ponte  $B$ . O sinal é então filtrado por um filtro R-C a fim de remover as oscilações (*ripple*) resultantes do processo de retificação e então entra em um bloco comparador  $A$  que ajusta o estado da sua saída de acordo com o ajuste  $e_r$  pré-estipulado. Caso ocorra uma falha, a corrente de entrada terá uma magnitude elevada, fazendo o divisor de tensão da entrada positiva do bloco comparador ser superior que o ajuste realizado de  $e_r$  e, conseqüentemente, a saída será positiva – de acordo com a alimentação do bloco comparador – e acionará o bloco de contagem de tempo, indicado como “Atraso  $\tau$ ”, na Figura 18. Implementando um circuito de atraso de tempo  $\tau$  que dependa da magnitude da corrente de entrada, é possível então obter uma curva de atuação de tempo não definido para um relé de sobrecorrente.

Figura 18 – Exemplo de circuito da unidade instantânea de um relé de sobrecorrente de estado sólido

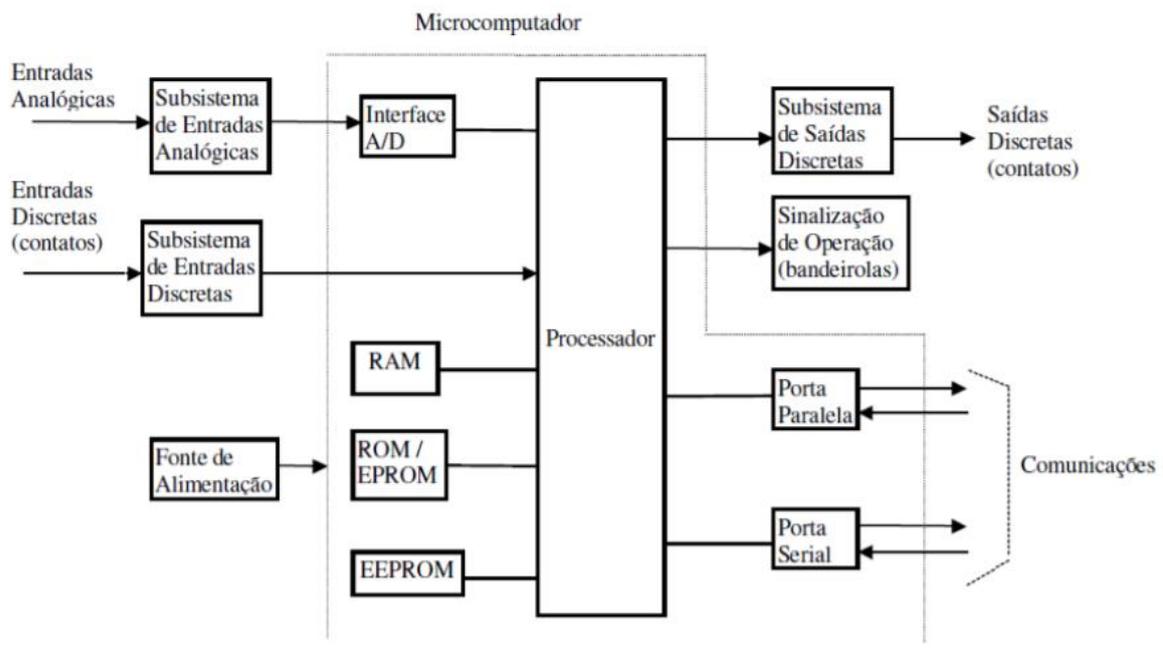


Fonte: Adaptado de HOROWITZ, 2014

Seguindo a linha do desenvolvimento, os relés digitais surgiram do crescimento da tecnologia digital e se caracterizaram pela implantação de um sistema microprocessado para

controle, conversão, processamento e armazenamento de dados. Essa classe de relés apresenta as mesmas funções que as demais, além de maior velocidade de processamento, maior sensibilidade, sistema mais amigável e interativo, acesso remoto, armazenamento de informações, etc. O diagrama de blocos que representa o funcionamento de um relé digital está apresentado na Figura 19.

Figura 19. Diagrama de blocos de um relé digital



Fonte: ALMEIDA, 2000

As entradas do sistema podem ser digitais, provenientes de contatos, chaves, contadoras, entre outras, e podem ser analógicas e então serão convertidas através de um ADC (*Analog to Digital Converter*). Os sinais analógicos de entrada passam por filtros analógicos a fim de reduzir os efeitos de ruído no sinal. Os dados de saída do ADC e a entrada digital são interpretados pelo microprocessador e processados da forma com a qual foi programado. Os microprocessadores executam funções de medição, proteção, controle, auto-supervisão, comunicação serial, armazenamento de dados, geração de relatório de falhas através de *log* de eventos e uma interface homem-máquina que possibilita o ajuste de parâmetros e a gerência completa do equipamento (MAMEDE, 2017).

Outra maneira de classificar os relés é quanto ao seu desempenho, baseado nos requisitos básicos de um relé: a sensibilidade, a rapidez e a confiabilidade (MAMEDE, 2017). Esses equipamentos devem ser sensíveis a fim de não permitir que haja uma variação não perceptível pela proteção e que submeta a carga a situações indesejadas. Devem apresentar rapidez, para expor a carga à um defeito no menor tempo possível, e confiabilidade, uma vez que são equipamentos dedicados para a proteção de cargas de grande importância.

Um relé é sensibilizado por três grandezas físicas essenciais: frequência, tensão e corrente. A partir dessas informações é possível obter uma grande quantidade outras grandezas, as quais agregam funcionalidade às proteções. De modo geral, os relés podem ser classificados em (MAMEDE, 2017):

- relés de tensão;
- relés de corrente;
- relés de frequência;
- relés direcionais de potência e corrente;
- relés de impedância.

Os relés de tensão devem ser projetados para trabalhar com proteção para sub e sobretensão, uma vez que a tensão pode apresentar valores acima e abaixo da faixa indicada de operação. Os relés de corrente possuem grande importância em consequência da grande variação com que a corrente pode circular sobre a instalação, sendo praticamente essenciais para o sistema de proteção (MAMEDE, 2017). Os relés direcionais são acionados pelo fluxo de potência e pela corrente de seus bobinados, necessitando de leitura de corrente e tensão para que se obtenha o fluxo de demanda a cada instante. Esse tipo de relé possui a aplicação obrigatória em instalações de grande porte supridas por mais de uma fonte de alimentação (MAMEDE, 2017), conforme o caso que será estudado neste trabalho. Ainda, também necessitando de informações de tensão e corrente (par de *bornes*), os relés de impedância são muito utilizados em sistemas de potência das concessionárias de energia elétrica para a proteção das linhas de transmissão.

Uma possível caracterização para os relés é a temporização, relativo ao tempo de disparo dos dispositivos. Para manter a seletividade das proteções, as mesmas devem possuir uma temporização que permite a sua classificação: relés instantâneos, relés temporizados com retardo dependente e relés temporizados com retardo independente.

Os relés instantâneos não possuem nenhum tempo de retardo, apresentando apenas a inércia original do mecanismo do dispositivo. Os relés temporizados com retardo dependente

são os mais encontrados em sistemas elétricos de modo geral (MAMEDE, 2017), sendo esses dependentes da magnitude da corrente incidente. Esses relés apresentam uma variedade de modelos que apresentam diferentes curvas de atuação em função das aplicações dentro de um sistema de proteções. Ainda, o relé temporizado com tempo independente é uma classe de relés que não apresenta variação no tempo de retardo da atuação em função da magnitude da grandeza que o sensibiliza, porém permite o ajuste da curva de disparo.

Por fim, é possível classificar os relés a partir da sua forma de acionamento. Há relés que possuem uma atuação direta sobre o equipamento interruptor. Algumas vezes é possível notar a presença de um transformador de potencial ou de corrente para alimentar o relé ou para transformar a corrente em parâmetros dentro da faixa do dispositivo de proteção. Por outro lado, há relés que possuem uma ação indireta, necessitando de algum mecanismo intermediário entre o relé e o dispositivo interruptor. Nesse tipo de caso é comum a presença de um banco de baterias que alimenta uma bobina e, em caso do contato controlado pelos relés atuar, realiza o acionamento do disjuntor.

### **2.2.2. Relés de Sobrecorrente Instantânea (50) e Temporizada (51)**

As proteções contra sobrecorrentes são essenciais para um sistema elétrico de potência e compõe um conjunto de dispositivos básicos de uma instalação. Segundo Horowitz (2005), a principal aplicação dos relés de sobrecorrente é em sistemas radiais – sistema no qual a fonte de alimentação, como uma subestação, por exemplo, é interligada com a carga por apenas uma extremidade do circuito – promovendo a proteção tanto da fase como do terra do circuito.

Historicamente, havia o conhecimento de que as características das curvas de disparo geradas por um disco de indução de um relé (relé de indução) não poderiam ser precisamente reproduzidas em circuitos de estado-sólido – deveria ser aplicado uma complexa combinação de filtros para reproduzir as mesmas características. Porém, a tendência de utilização desse tipo de proteção são os relés digitais microprocessados, os quais permitem o processamento e obtenção de curvas com características complexas (HOROWITZ, 2008). Segundo o autor, os relés eletrônicos – de estado sólido – são uma cópia avançada dos relés eletromecânicos de indução, diferentemente do que ocorre com a classe de relés digitais, que além de incorporar as funções dos relés de indução e as facilidades de ajustes do dispositivo, oferecem uma séria de

vantagens do ponto de vista de tecnologia da informação, como geração de relatórios, monitoração, comunicação, entre outras.

Esses relés possuem duas unidades de operação: a unidade de sobrecorrente temporizada e a unidade instantânea. A unidade de sobrecorrente temporizada permite ajustes da curva de atuação do relé a uma larga faixa de corrente. Os ajustes a serem realizados nessa unidade se referem à corrente de partida (corrente de *pickup*) e o *time dial*, sendo esse o deslocamento temporal da curva de disparo da unidade temporizada. Segundo Mamede (2017), os ajustes na unidade temporizada devem satisfazer as condições a seguir:

- O relé não deve operar para a condição máxima de carga admitida, sendo ela 150% do valor nominal do equipamento;
- o relé deve operar de acordo com a curva de temporização para o múltiplo da corrente ajustada. A determinação do tempo do ajuste é em função da coordenação e seletividade prevista. No entanto, é indicado manter uma diferença mínima de 0,4s entre os tempos de operação de relés operando em cascata em função da inercia atrelada ao sistema – tempo de operação do disjuntor, tolerância do fabricante, etc.;
- a corrente de acionamento deve ser, no máximo, igual à corrente térmica do transformador de corrente, resguardando a integridade deste equipamento;
- o relé deve operar para a menor corrente de curto-circuito do trecho protegido. Para o caso de relés de proteção de fase, a menor corrente de defeito que envolve o plano de terra é a corrente proveniente do curto-circuito bifásico. Para relés destinados à proteção de neutro, a menor corrente é proveniente do curto-circuito fase-terra.

A unidade instantânea dos relés de indução apresenta a característica de ser sensível ao componente contínuo da corrente de curto-circuito de valor assimétrico, que deve ser considerada na determinação do ajuste (MAMEDE, 2017). Segundo o autor, além da necessidade de o projetista assumir inúmeras particularidades da planta analisada, esse ajuste deve satisfazer algumas condições:

- a corrente mínima de acionamento deve ser inferior à menor corrente simétrica de curto-circuito no trecho protegido;
- a corrente mínima de acionamento deve ser superior à corrente de magnetização do transformador, considerando que essa corrente pode assumir valores de até oito vezes a corrente nominal do equipamento.

Os relés de sobrecorrente digitais incorporaram as funções dos relés de tecnologias antecessoras e se caracterizam por serem dotados das funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51). Essa nomenclatura é oriunda do conceito ANSI (American National Standart Institute), onde é possível referenciar a proteção do neutro como sendo 50N e 51N, e a proteção do terra como sendo 50G e 51G. O Anexo A apresenta a tabela ANSI utilizada como referência nesse trabalho.

Os relés, como elementos de proteção, devem apresentar características para se ajustar de acordo com a carga e com o sistema de proteção. A partir da declividade da curva e do tempo de atuação com relação à magnitude da corrente do caminho protegido, é possível projetar um dispositivo de acordo com as necessidades e de forma seletiva com os demais dispositivos de proteção. Dessa forma, para a função temporizada existe uma série de curvas de temporização que definem os modelos de operação de atuação, conforme pode ser analisado na Figura 20. Segundo Mamede (2017), a aplicação de cada tipo de curva de temporização é válida tanto para relés de indução, como estáticos ou relés digitais, e se definem conforme a seguir:

- ***Relés de temporização de inversa curta***

Relés que apresentam uma família de curvas que permite um baixo tempo de operação da unidade temporizada, eliminando possíveis danos nos equipamentos e circuitos que protegem.

- ***Relés de temporização inversa longa***

Família de curvas que permite uma longa temporização, eliminando a atuação do disjuntor em sobrecargas elevadas. São aplicados na proteção de motores elétricos ou em cargas que demandem de um grande tempo de energização - os motores elétricos solicitam uma corrente inicial que pode atingir oito vezes a sua corrente nominal.

- ***Relés de temporização moderadamente inversa***

Apresenta uma família de curvas apropriadas a elevados valores de sobrecorrente. É possível ajustar o tape do relé a fim de deslocar a curva de atuação para um tempo desejado.

- ***Relés de temporização muito inversa***

Família de curvas com temporização baixa para elevados níveis de corrente de curto-circuito. São mais aplicados em sistemas em que a corrente de curto-circuito no relé depende essencialmente da localização do defeito.

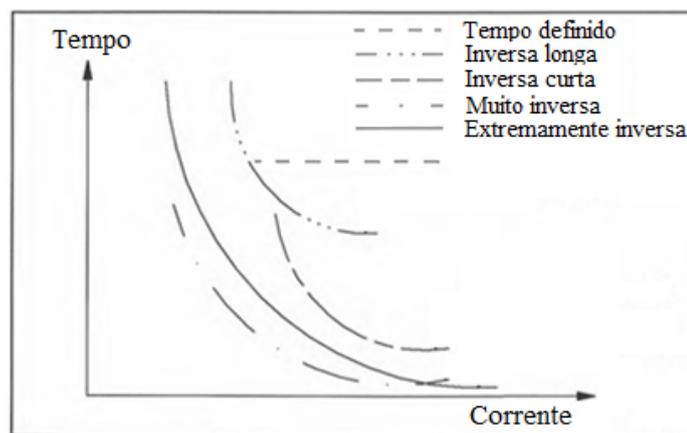
- ***Relés de temporização extremamente inversa***

Estes relés se caracterizam por apresentar uma família de curvas com temporização baixa para elevados níveis de corrente de curto-circuito. São mais aplicados em redes primárias de distribuição urbana e rural das concessionárias de energia, em função das características das curvas que se adaptam melhor ao comportamento dos elos fusíveis e religadores do sistema, permitindo uma melhor coordenação dos dispositivos. Além disso, favorece a reenergização de redes submetidas a elevadas correntes de magnetização.

- **Relés de temporização definido**

O tempo de operação é contínuo para qualquer valor de corrente acima da corrente de acionamento, apresentando uma curva paralela ao eixo do tempo.

Figura 20 – Curvas de temporização de relés de sobrecorrente



Fonte: Adaptado de MAMEDE, 2017

As diferentes curvas de temporização apresentadas acima são padronizadas segundo normas internacionais, às quais definem equações com parâmetros específicos de acordo com cada tipo de curva. Os padrões de curvas mais utilizados são do padrão IEEE, IAC, IEC e ANSI, conforme pode ser analisado nos dados das Figura 21 e Figura 22, retiradas da folha de dados de equipamentos da fabricante Schneider e General Eléctric, respectivamente. Na Figura 21, os parâmetros  $T$  e  $I_s$  são, respectivamente, o tempo e a corrente de disparo da função temporizada. Da mesma forma, na Figura 22, os termos  $M$  e  $I_{pu}$  se referem, respectivamente, ao multiplicador da curva – parâmetro de ajuste – e à corrente de *pickup*.

Figura 21 – Padrão de curvas de temporização IEC, IEEE e IAC

Equação		Curvas IEC			
	Curva tipo	Valores dos coeficientes			
		k	$\alpha$	$\beta$	
$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$	Normal inverso / A	0.14	0.02	2.97	
	Muito inverso / B	13.5	1	1.50	
	Tempo longo inverso / B	120	1	13.33	
	Extremamente inverso / C	80	2	0.808	
	Ultra inverso	315.2	2.5	1	

Equação		Curvas IEEE			
	Curva tipo	Valores dos coeficientes			
		A	B	p	$\beta$
$t_d(I) = \left( \frac{A}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^p - 1} + B \right) \times \frac{T}{\beta}$	Moderadamente inverso	0.010	0.023	0.02	0.241
	Muito inverso	3.922	0.098	2	0.138
	Extremamente inverso	5.64	0.0243	2	0.081

Equação		Curvas IAC					
	Curva tipo	Valores dos coeficientes					
		A	B	C	D	E	$\beta$
$t_d(I) = \left( A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_s} - C\right)} + \frac{D}{\left(\frac{I}{I_s} - C\right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{I}{I_s} - C\right)^3} \right) \times \frac{T}{\beta}$	Inverso	0.208	0.863	0.800	-0.418	0.195	0.297
	Muito inverso	0.090	0.795	0.100	-1.288	7.958	0.165
	Extremamente inverso	0.004	0.638	0.620	1.787	0.246	0.092

Fonte: Datasheet SEPAM (SCHNEIDER), 2009

Figura 22. Padrão de curvas de temporização ANSI

$$T = M \times \left( A + \frac{B}{(I/I_{pu}) - C} + \frac{D}{((I/I_{pu}) - C)^2} + \frac{E}{((I/I_{pu}) - C)^3} \right)$$

ANSI Padrão de Curvas	A	B	C	D	E
ANSI Extremamente Inversa	0.0399	0.2294	0.5000	3.0094	0.7222
ANSI Muito Inversa	0.0615	0.7989	0.3400	-0.2840	4.0505
ANSI Normalmente Inversa	0.0274	2.2614	0.3000	-4.1899	9.1272
ANSI Moderadamente Inversa	0.1735	0.6791	0.8000	-0.0800	0.1271

Fonte: Datasheet DDS (GE), 2005

Algumas nomenclaturas de curvas na figura acima não estão exemplificadas na Figura 20, porém o fabricante especifica a relação entre as curvas na folha de dados do equipamento. Em um projeto, normalmente, é estipulado um padrão de curva que será utilizado para a calibração dos relés.

### 2.2.3. Relé Diferencial de Corrente (87)

Os relés diferenciais compõem um grupo de dispositivos de proteção muito utilizados em transformadores, geradores e barramentos contra curto-circuito na região protegida e contra

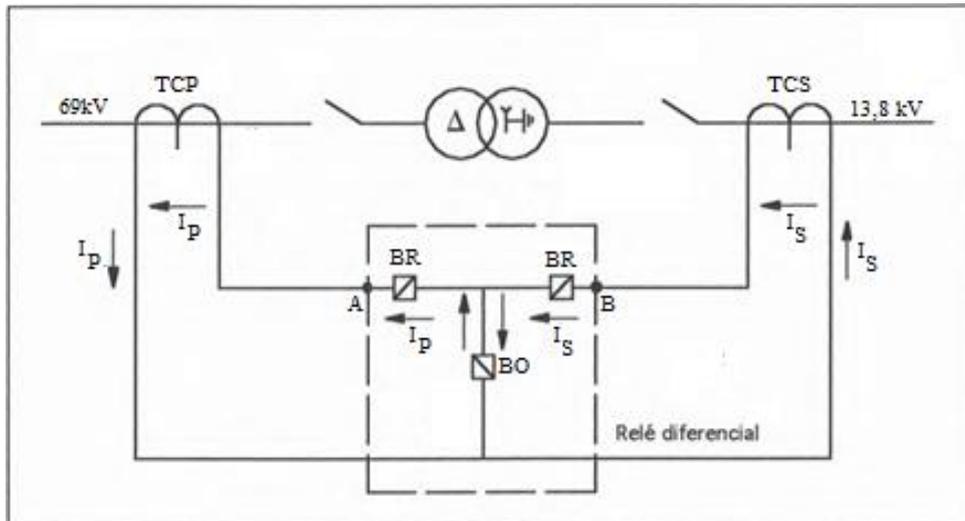
falhas internas no próprio equipamento. A configuração que o caracteriza é a operação através de uma grandeza diferencial, observada através da soma vetorial das grandezas de dois TCs (Transformadores de Corrente), o primário e secundário situados à montante e a jusante do equipamento, respectivamente. Segundo CAMINHA (1997), um relé diferencial é aquele que opera quando o vetor da diferença de duas ou mais grandezas elétricas semelhantes excede uma quantidade pré-determinada.

O relé diferencial é a mais importante forma de proteção de transformadores de potência, porém podem estar submetidos a operações indesejadas do disjuntor, causando uma interrupção indevida na operação do sistema. Como se trata de um grandeza diferencial, de acordo com a sensibilidade estabelecida, uma pequena variação do valor teórico pode representar uma inconformidade na atuação. Segundo Mamede (2017), as causas de atuações indevidas das proteções são:

- correntes de magnetização transitória do transformador;
- defasamentos angulares;
- diferenças de corrente em função dos erros introduzidos pelos transformadores de corrente;
- diferenças de corrente no circuito de conexão do relé em função dos *tapes* do transformador de potência.

A configuração de um relé diferencial como proteção de um transformador de potência está apresentado na Figura 23. Existem dois TCs, o primário e o secundário, situados a montante e a jusante do equipamento, respectivamente. Caso as correntes dos secundários dos TCs sofram um desequilíbrio superior a um determinado valor ajustado, o relé é sensibilizado e o disjuntor responsável recebe o sinal de disparo.

Figura 23 – Relé em configuração diferencial



Fonte: MAMEDE, 1995

Ao observar a Figura 23, nota-se que é possível delimitar zonas de proteção a fim de alocar as proteções em configurações mais elaboradas e eficientes. Dessa forma, denomina-se zona protegida aquela presente entre ambos os TCs. Toda e qualquer falha dentro da região citada deve ser eliminada pelo relé diferencial. Por outro lado, caso ocorra uma falha além da zona protegida, o relé diferencial não será sensibilizado. Para faltas externas à zona de proteção, os relés diferenciais devem ser associados a relés de sobrecorrente, os quais se responsabilizam também por cumprir a função de proteção de retaguarda para o relé diferencial.

O circuito do relé diferencial tem seu princípio implementado através de duas bobinas, sendo uma de restrição e outra de operação. A bobina de operação é percorrida por uma corrente diferencial referente à soma das correntes do secundário dos transformadores de corrente. Por sua vez, a bobina de restrição é dividida em duas metades e tem por finalidade a atuação do relé quando percorrida por correntes de mesmo sentido. Esse modelo é significativo devido à sua aplicação, porém os relés de estado sólido e digitais não dispõem de bobinas com estas funções em sua configuração. Todas as ações dos relés digitais são microprocessadas, aplicando uma lógica de programa sobre as grandezas medidas pelos TCs, permitindo uma aplicação muito maior do dispositivo. Por sua vez, os relés estáticos também se apresentam com uma versatilidade e aplicação muito maior que os relés eletromecânicos, tendo seu funcionamento descrito conforme apresentado na Seção 2.2.1.

Os transformadores de corrente não devem apresentar erro superior a 20% até uma corrente correspondente a oito vezes a corrente do *tape* a que o relé está ligado, a fim de evitar

uma atuação intempestiva do disjuntor (MAMEDE, 2017). Importante observar que as correntes lidas por cada TC devem estar em fase para viabilizar a sensibilização da bobina de operação através da diferença do sinal.

Esse tipo de configuração apresenta uma situação específica quando aplicado à transformadores no que se refere a corrente de magnetização do equipamento. Os transformadores possuem uma corrente inicial, quando energizados, que pode chegar a um valor de pico de 8 vezes a corrente nominal (CEMIG, 2005). Essa corrente passa pelo TC primário e é consumida pelo transformador, não sendo presente no TC secundário, causando a sensibilização do relé. Ainda, quando o equipamento é energizado próximo do ponto o qual a tensão senoidal está muito baixa ou próxima de zero, ocorre um pico de corrente que contribui para esse caso.

Os relés diferenciais podem ser de sobrecorrente, porém são limitados em sua aplicação por favorecer operações intempestivas do sistema. Dessa forma, a fim de evitar essas atuações indevidas, deve-se empregar uma restrição, permitindo um ajuste mais sensível e com maior rapidez na operação para as faltas dentro da zona protegida. Os relés que apresentam uma bobina de restrição, cuja função é restringir a sua operação, conforme Figura 23, são conhecidos como relés diferenciais com restrição percentual. O valor da restrição imposta pela bobina de restrição é determinado por um percentual da corrente solicitada pela bobina diferencial para vencer o conjugado de restrição, o qual é estabelecido através de uma reta de inclinação característica cujo o valor pode variar de 15 a 50% (MAMEDE, 1995). Independente da aplicação, conforme já foi comentado, esse tipo de relé foi substituído por relés digitais, os quais possuem essa e inúmeras funções programadas e microcontroladas.

Uma das causas de ocorrência de operações intempestivas do relé é a corrente de magnetização do transformador, conforme comentado. As correntes de magnetização são elevadas e possuem uma forma de onda distorcida, possuindo componentes de diferentes frequências quando decomposta em seu espectro de frequências. O condicionamento das grandezas do sistema permite dessensibilizar o relé para essas situações e isso pode ser feito através do reconhecimento das harmônicas presentes na corrente que flui no esquema diferencial. Para isso, são aplicados filtros que permitem a seleção de frequências características da operação normal do sistema.

Segundo MAMEDE(1995), os relés que utilizam o sistema de filtros de harmônicas são os mais empregados em esquemas de proteção diferencial, utilizam as informações das

componentes harmônicas, tornando viável o ajuste de correntes de baixo valor e tempos de retardo reduzidos sem a atuação indevida do sistema.

Nessas condições, a proteção em operação normal ocorre quando a relação entre as harmônicas para a onda fundamental é inferior à um valor pré-determinado. Da mesma forma, quando este valor é superior ao valor ajustado, o relé interpreta como uma condição de não operação. De modo geral, se a corrente diferencial se caracteriza por uma onda senoidal na frequência fundamental do sistema, o sistema de proteção deve atuar. Em casos onde há presença de um certo percentual harmônico, o relé será impedido de funcionar pelas correntes harmônicas.

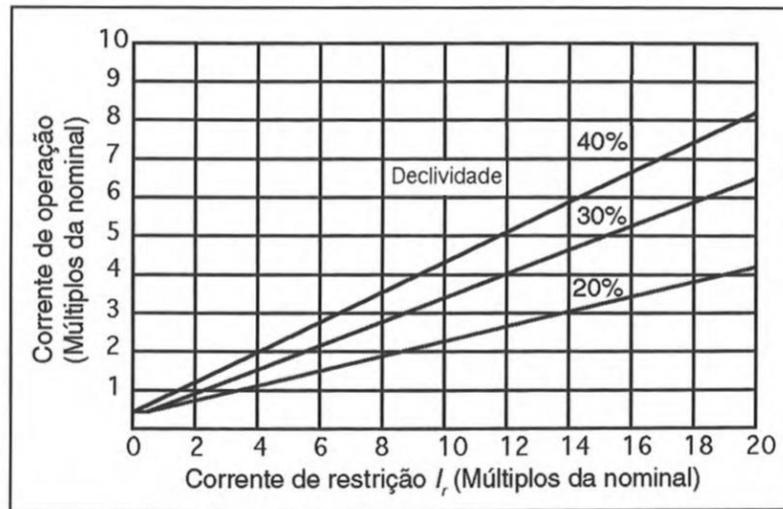
Segundo MAMEDE (1995), a restrição da 2ª harmônica inibe a atuação do disjuntor durante a energização do transformador. A restrição da 3ª e 5ª harmônicas é empregada para inibir o disparo do disjuntor durante um processo de sobre-excitação do transformador, como, por exemplo, quando submetido à uma carga de elevado efeito capacitivo. Ainda, segundo o autor, o relé apresenta certos valores de percentual harmônico que consegue restringir:

- 24% para componentes de 2ª harmônica;
- 23% para componentes de 3ª harmônica;
- 22% para componentes de 5ª harmônica;
- 21% para componentes de 7ª harmônica.

Para aplicação em transformadores trifásicos, como regra básica, os TCs devem ser ligados em configuração estrela quando a configuração do lado do transformador estiver em triângulo. Da mesma forma, quando a configuração do lado do transformador for estrela, os TCs devem ser arranjados em triângulo. Além disso, segundo MAMEDE (1995), quando houver uma diferença de 10 a 15% entre as correntes do TC primário e do secundário, devem ser aplicados transformadores de correntes auxiliares.

A curva que caracteriza a operação dos relés diferenciais está apresentada na Figura 24, onde a região situada acima das retas consideradas corresponde à situação de operação e a região abaixo das retas representa a região de retenção do relé. As retas que delimitam as regiões de operação são chamadas de inclinação característica ou ajuste de declividade percentual do relé.

Figura 24 – Curva de operação de um relé diferencial



Fonte: MAMEDE, 1995

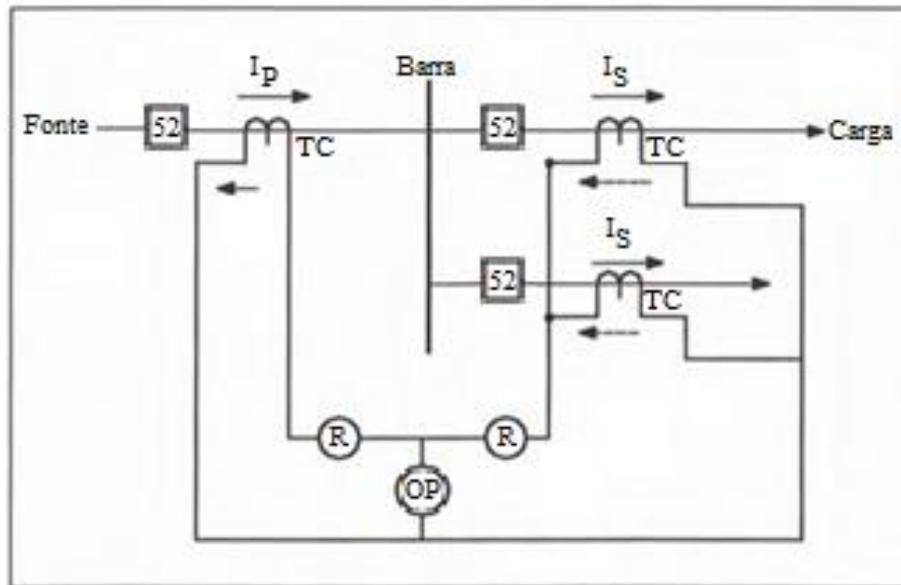
O autor MAMEDE (1995) indica o emprego de proteção diferencial para a proteção de barramentos. Os barramentos das instalações concentram a distribuição de energia e, dessa forma, podem concentrar grande quantidade de potência. Dessa forma, sob a ocorrência de uma falta em um barramento, pode haver sérias perturbações do sistema elétrico.

Da mesma forma como foi analisado para o caso de transformadores de potência, é indicado a utilização de esquemas diferenciais percentuais para composição da proteção dos barramentos. A Figura 25 apresenta a configuração diferencial para proteção de barramento.

A proteção diferencial pode exercer também o papel de proteção para o caso de geradores síncronos. A proteção diferencial e a de sobrecorrente destacam-se por sua aplicação para esse tipo de equipamento. A Figura 26 apresenta a configuração de uma proteção diferencial para gerador. A proteção é aplicada entre os enrolamentos do estator do gerador e tem a mesma concepção utilizada para os transformadores, conforme apresentado anteriormente.

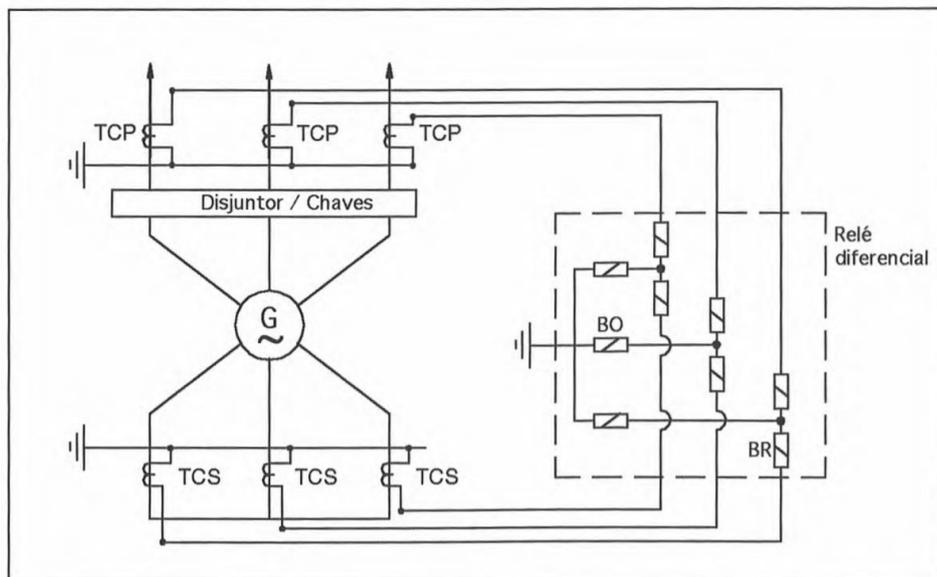
Mesmo se apresentando como de grande utilização, os relés diferenciais não garantem a proteção do equipamento sob certas situações como defeitos entre as espiras dos enrolamentos, rompimentos dos enrolamentos do estator, originando circuitos abertos e defeitos monopolares entre enrolamentos e carcaça no caso do sistema não ser aterrado (MAMEDE, 1995).

Figura 25 – Relé diferencial aplicado à proteção de um barramento



Fonte: Adaptado de MAMEDE, 1995

Figura 26 – Relé diferencial aplicado para proteção de um gerador síncrono



Fonte: MAMEDE, 1995

A impedância de aterramento do gerador deve apresentar valores suficientemente pequenos a ponto de sensibilizar o relé para faltas monofásicas. Geradores com neutro solidamente aterrado possuem uma aplicação mais expressiva de sistemas de proteção diferencial. Caso o gerador opere isolado, o relé diferencial somente será útil para proteção de

faltas tripolares ou bipolares. Segundo Mamede (1995), recomenda-se a aplicação da proteção diferencial para geradores com capacidade nominal igual ou superior a 1000 kVA, independente da tensão nominal.

Da mesma forma que foi apresentado para o caso de relés de sobrecorrente, o avanço da ciência propôs a aplicação de tecnologias digitais que possibilitaram a ampliação das funções e consequente aplicação de dispositivos. Nesse contexto, os relés diferenciais digitais incorporaram todas as funções de relés diferenciais de sobrecorrente e de indução e adicionaram características de proteção muito utilizadas no caso de transformadores e geradores. Esses equipamentos se caracterizam por sua fácil configuração e ampla funcionalidade na aplicação. As suas principais funções, segundo Mamede (1995), são:

- Proteção contra curto-circuito para transformadores de dois e três enrolamentos;
- Proteção contra curto-circuito para motores e geradores;
- Proteção de sobrecarga com característica térmica;
- Proteção de sobrecorrente de retaguarda de tempo definido e tempo inverso;
- Entradas digitais parametrizáveis, relés de alarme e disparo, além de sinalização através de LEDs;
- Medição de parâmetros operacionais;
- Relógio de tempo real e indicadores de falha e de operação;
- Registro de falha através de *logs* de eventos armazenados pelo dispositivo.

Em casos de utilização desse sistema de proteção diferencial, a proteção de retaguarda deve ser realizada através de um relé de sobrecorrente temporizada utilizando características da curva de disparo de tempo definido ou tempo inverso (MAMEDE, 1995).

#### **2.2.4. Relé Direcional (67)**

Em sistemas elétricos de potência de baixa complexidade, são utilizadas apenas proteções com relés de sobrecorrente temporizados. Porém, quando se trabalha com sistemas de dupla alimentação ou com sistemas em anel, há a necessidade de associar relés direcionais em conjuntos com os relés de sobrecorrente. Esses dispositivos são sensibilizados ou não de acordo com o sentido da corrente ou da potência que flui, respectivamente, no relé direcional de corrente e no relé direcional de potência.

Segundo Caminha (1997), os relés direcionais, de maneira geral, são dispositivos ajustados para atuar a partir de uma determinada quantia de energia que flui pelo sistema num sentido inverso ao normalmente requerido. Esse equipamento tem o papel de identificar o caminho que a corrente ou a potência está fluindo no ponto analisado. Caso o sentido da grandeza esteja contrário ao previsto para uma operação normal do sistema, o relé direcional manda um comando de atuação para o disjuntor responsável. Como esse tipo de relé utiliza dados da corrente e tensão de um ponto do sistema, devem ser utilizados transformadores de potencial e transformadores de corrente para sua aplicação.

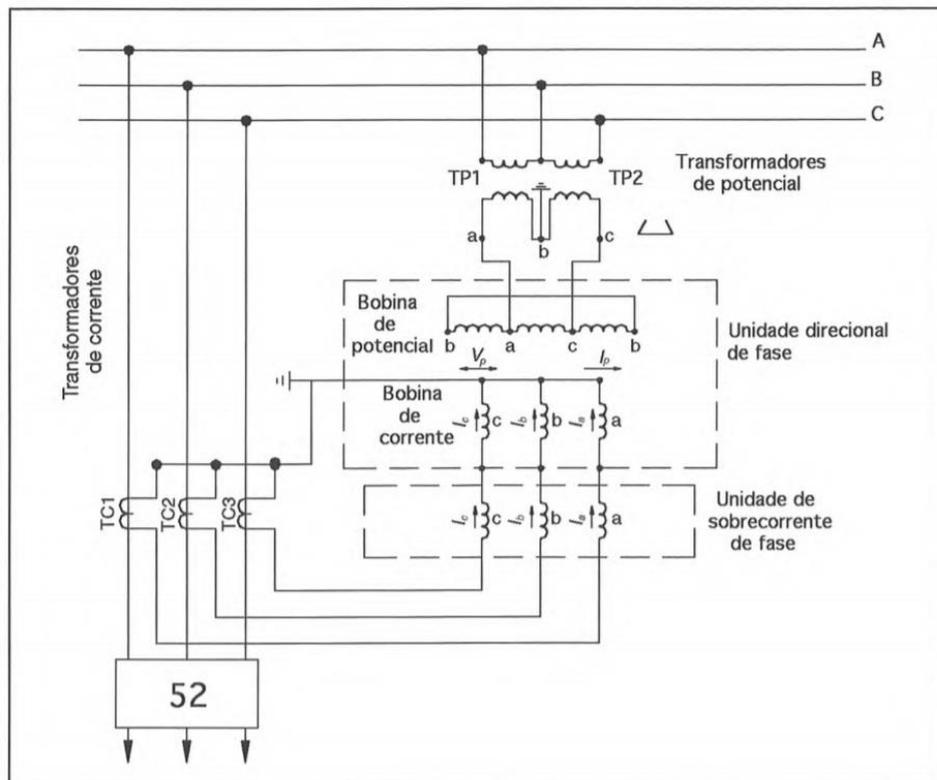
Segundo Mamede (1995), os relés direcionais são aplicados normalmente para defeitos entre fases ou entre fase e terra, além da sua aplicação para controle excessivo de potência em geradores. Há três tipos de relés direcionais: o relé direcional de sobrecorrente de fase, o relé direcional de sobrecorrente de terra e o relé direcional de potência.

Os relés direcionais de sobrecorrente de fase são somente utilizados em sistemas com configuração em anel ou em sistemas que apresentam uma dupla fonte de alimentação operando em paralelo. São compostos por uma unidade temporizada de sobrecorrente, uma unidade direcional de potência, uma unidade instantânea e a unidade de bandeirola e selagem, responsável pelo reporte e *status* de alarmes. As características de tempo de disparo das unidades de sobrecorrente podem apresentar diferentes curvas de acordo com a sua aplicação. Característica de tempo inverso é indicada para sistemas onde a corrente de curto-circuito depende principalmente da capacidade de geração no instante do defeito. A característica de tempo muito inverso e de tempo extremamente inverso são normalmente indicadas para sistemas onde a corrente de curto-circuito depende da distância entre o local onde ocorre o defeito e o ponto de instalação do relé – a curva de tempo extremamente inverso possui um tempo de atuação significativamente mais rápido (MAMEDE, 1995).

A unidade direcional do relé possui uma bobina de corrente, que é percorrida pela corrente da fase correspondente à fase de ligação do relé, e uma bobina de potencial, que é alimentada por uma tensão referente às outras duas fases. A bobina de corrente e a de tensão, respectivamente, são conectadas aos terminais de transformadores de corrente e de tensão nos devidos pontos do circuito. A bobina de corrente da unidade direcional é conectada em série com a bobina de corrente da unidade de sobrecorrente e, em função disso, para que haja operação do relé direcional, é necessário que a unidade de sobrecorrente seja sensibilizada. Dessa forma, se a corrente de uma fase excede o valor de corrente ajustada para o relé de sobrecorrente e caso o fluxo de corrente ou potência estiver no sentido de operação da unidade

direcional, o relé atua e envia um sinal de comando para o disjuntor responsável. A Figura 27 apresenta um diagrama básico de um relé direcional que possui as unidades direcionais e de sobrecorrente com as indicações de alimentação de tensão das bobinas de potências e das correntes das fases às quais os relés estão protegendo.

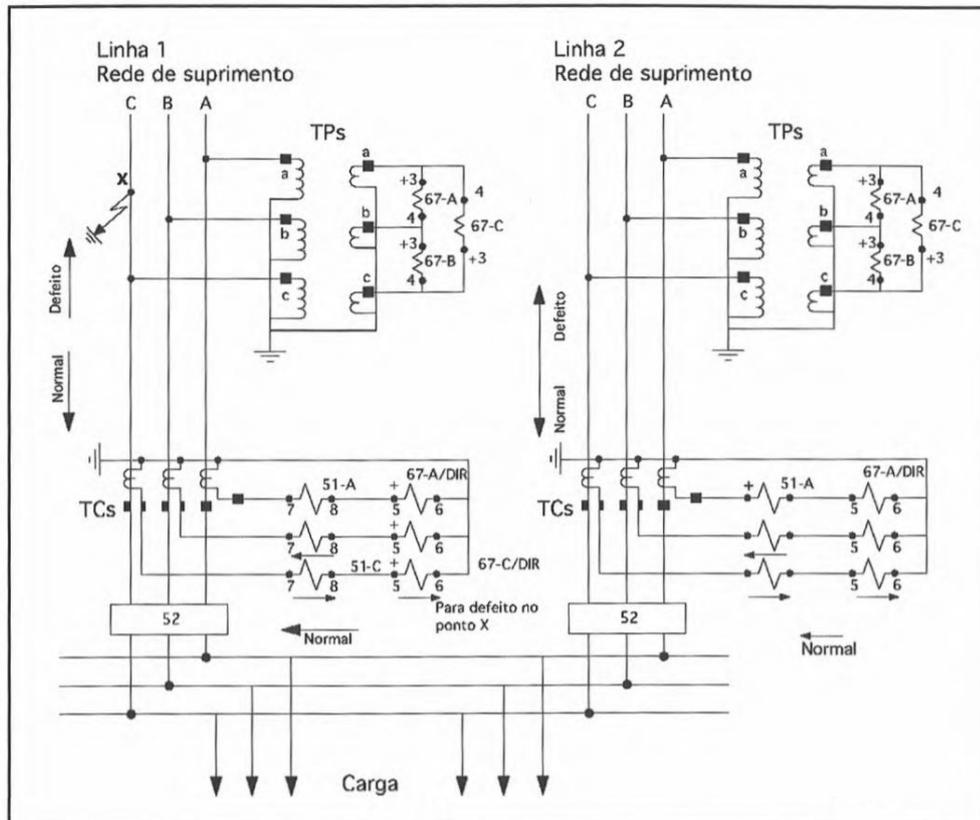
Figura 27 – Topologia de um relé direcional



Fonte: MAMEDE, 1995

A Figura 28, por sua vez, representa um sistema elétrico alimentado por duas redes de suprimento, nomeadas de Linha 1 e Linha 2. Supondo que ocorra uma falha na fase C de distribuição da Linha 1, o fluxo de corrente na fase será direcionado para o ponto da falha e a corrente que passa pela unidade direcional (67-C/DIR) e pela unidade de sobrecorrente (51-C) da fase C serão sensibilizados. Por sua vez, segundo MAMEDE (1995), o sistema de proteção da fase C da Linha 2 será percorrido por uma corrente de valor elevado, sensibilizando o relé da unidade de sobrecorrente, porém não inverte o sentido do fluxo de corrente, não sensibilizando a unidade direcional e não ocorrendo a atuação do relé.

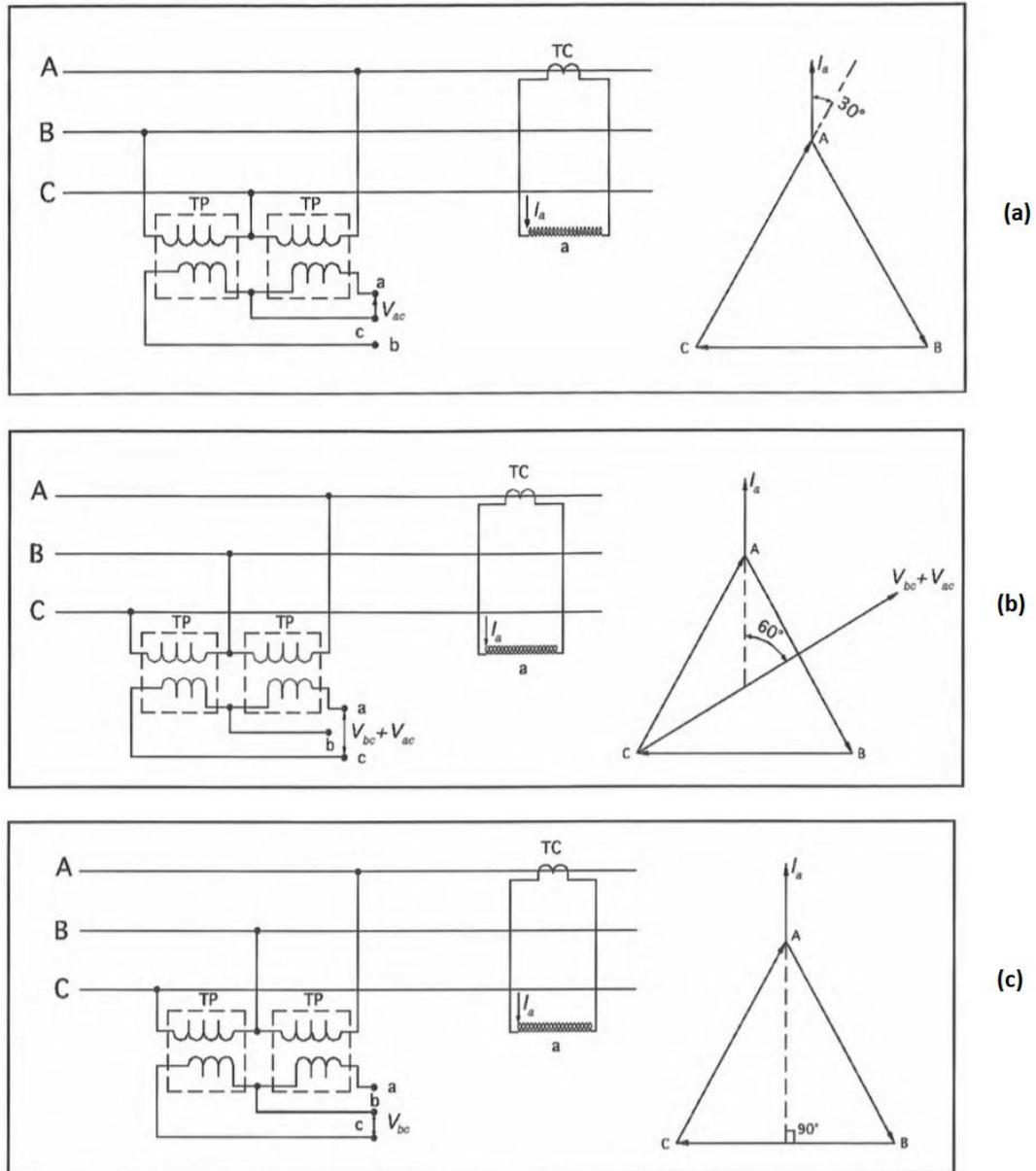
Figura 28 – Diagrama trifilar com uma instalação com duas linhas de alimentação



Fonte: MAMEDE, 1995

Segundo Mamede (1995), existem três tipos de ligações convencionais quando se utiliza relés direcionais polarizados por tensão-corrente – esses casos estão exemplificados na Figura 29. Essas configurações especificam o ângulo máximo de conjugado, os quais podem ser divididos na conexão de  $30^\circ$ , onde a corrente de operação  $I_a$  está adiantada da tensão de polarização  $V_{ac}$  em  $30^\circ$ , conexão a  $60^\circ$ , onde a corrente de operação está adiantada em  $60^\circ$  da tensão de polarização  $V_{bc} + V_{ac}$ , e a conexão  $90^\circ$ , que corresponde a configuração onde a corrente de operação  $I_a$  está adiantada da tensão de polarização  $V_{bc}$  de um ângulo de  $90^\circ$  elétricos. Pode ser observado que a configuração dos TPs é a mesma para os três casos, alterando apenas a tensão de polarização.

Figura 29 – (a) Conexão 30°, (b) conexão 60° e (c) conexão 90° ou em quadratura

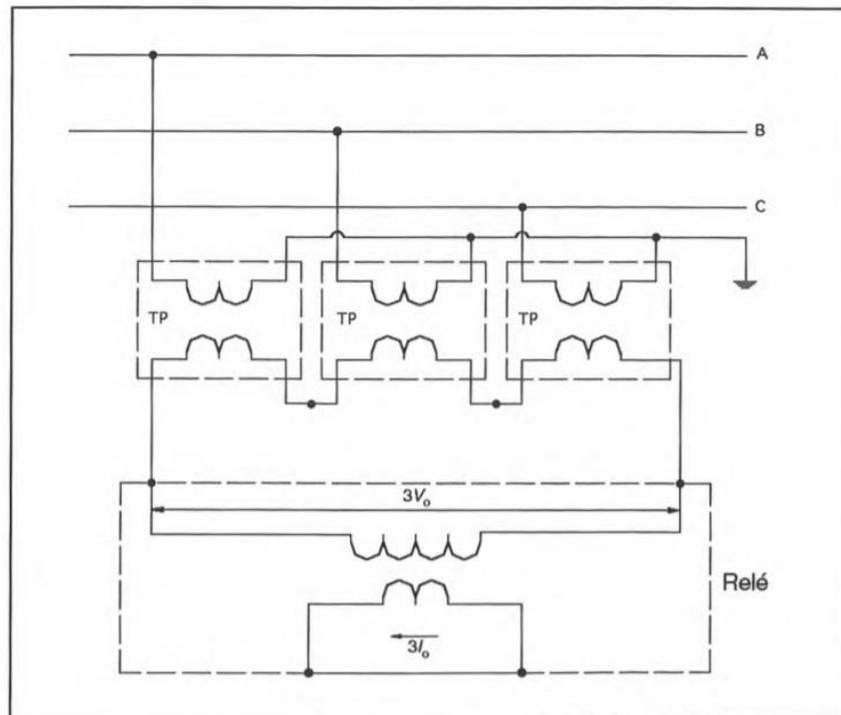


Fonte: MAMEDE, 1995

O relé direcional de sobrecorrente de terra é utilizado para proteção de linhas de transmissão contra faltas fase-terra. Esse tipo de relé apresenta praticamente todas as características descritas para os relés de sobrecorrente de fase, tanto no seu aspecto construtivo como nas composições de duas unidades e curvas de disparo de sobrecorrente. Porém, em caso de defeitos de alta impedância no sistema elétrico, onde a corrente que flui é próxima da corrente de carga, o relé não é sensibilizado devido a apresentar seus parâmetros de correntes muito superiores. Dessa forma, segundo Mamede (1995), deve-se projetar a configuração

apresentada na Figura 30, onde é possível haver a proteção em casos de correntes próximas às correntes da carga. Nessa configuração, os TPs são conectados em delta aberto e a corrente de operação é a corrente que circula pelo neutro. Dessa forma, em casos de falta monopolar, haverá circulação de corrente de sequência zero  $3I_0$  e a consequente atuação do relé que está polarizado com a tensão  $3V_0$ .

Figura 30 – Configuração da proteção de neutro sensível a  $3V_0$



Fonte: MAMEDE, 1995

Uma grande aplicação de relés direcionais é obtida através do relé direcional de potência. Esse dispositivo permite a identificação do sentido do fluxo de potência em um circuito, em um determinado momento, sendo apropriado o seu uso em sistemas de geração onde o conhecimento do sentido do fluxo de potência para a correta operação do sistema é de grande relevância. Segundo Mamede (1995), os relés direcionais de potência são utilizados para realizar a proteção contra a motorização dos geradores – o fabricante normalmente informa o valor da potência ativa de motorização da máquina. Ainda, segundo o autor, quando aplicados a sistemas de potência trifásicos equilibrados, pode ser utilizada apenas a unidade de uma fase qualquer. Para sistemas desequilibrados devem ser aplicadas três unidades.

Especificamente para os relés digitais, as correntes secundárias dos transformadores de corrente são convertidas através de conversores A/D e interpretadas por um microcontrolador.

Esse dispositivo realiza todas as operações de atuação do relé e os eventos são salvos em na memória do dispositivo. As atuações do relé podem ser selecionadas e personalizadas de acordo com a aplicação, caracterizando a unidade direcional temporizada de fase ou a unidade direcional instantânea de fase. A unidade temporizada deve ser configurada com a curva de atuação desejada e acordo com o tempo ajustado de projeto, e a unidade instantânea atua com o valor de registro do pico de corrente e compara com os valores pré-estipulados.

Nos relés direcionais digitais, se ocorrer um evento que faça a corrente de fase exceder os limites ajustadas pela proteção, o relé inicia a sua partida, denominada *drop-out*. Após um determinado tempo configurado no dispositivo, o relé energiza seu contato de atuação que envia o comando de acionamento para o dispositivo interruptor. Dentro de um evento de acionamento do relé, a unidade direcional tem prioridade de comando sobre a unidade de sobrecorrente, impedindo que o relé entre em operação para uma corrente fluindo no sentido contrário ao estipulado para atuação da proteção – sentido normal de funcionamento.

### 3. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso a ser realizado neste trabalho é referente ao sistema elétrico de potência do Site de Transmissão do Morro da Polícia, em Porto Alegre (RS). Esse site tem uma grande importância para a rota de transmissão de sinais de rádio e televisão do estado do Rio Grande do Sul pois é um site de recepção e distribuição de sinal via satélite, é um importante link para a transmissão de dados para as demais emissoras e localidades do estado e é o ponto para a transmissão de conteúdo para a região metropolitana de Porto Alegre. Dessa maneira, é interessante realizar um estudo que aumente a confiabilidade do sistema do ponto de vista de continuidade da operação, podendo ser obtida através da correta operação das proteções do sistema frente à uma falha, reduzindo os prejuízos materiais e a indisponibilidade dos serviços da empresa.

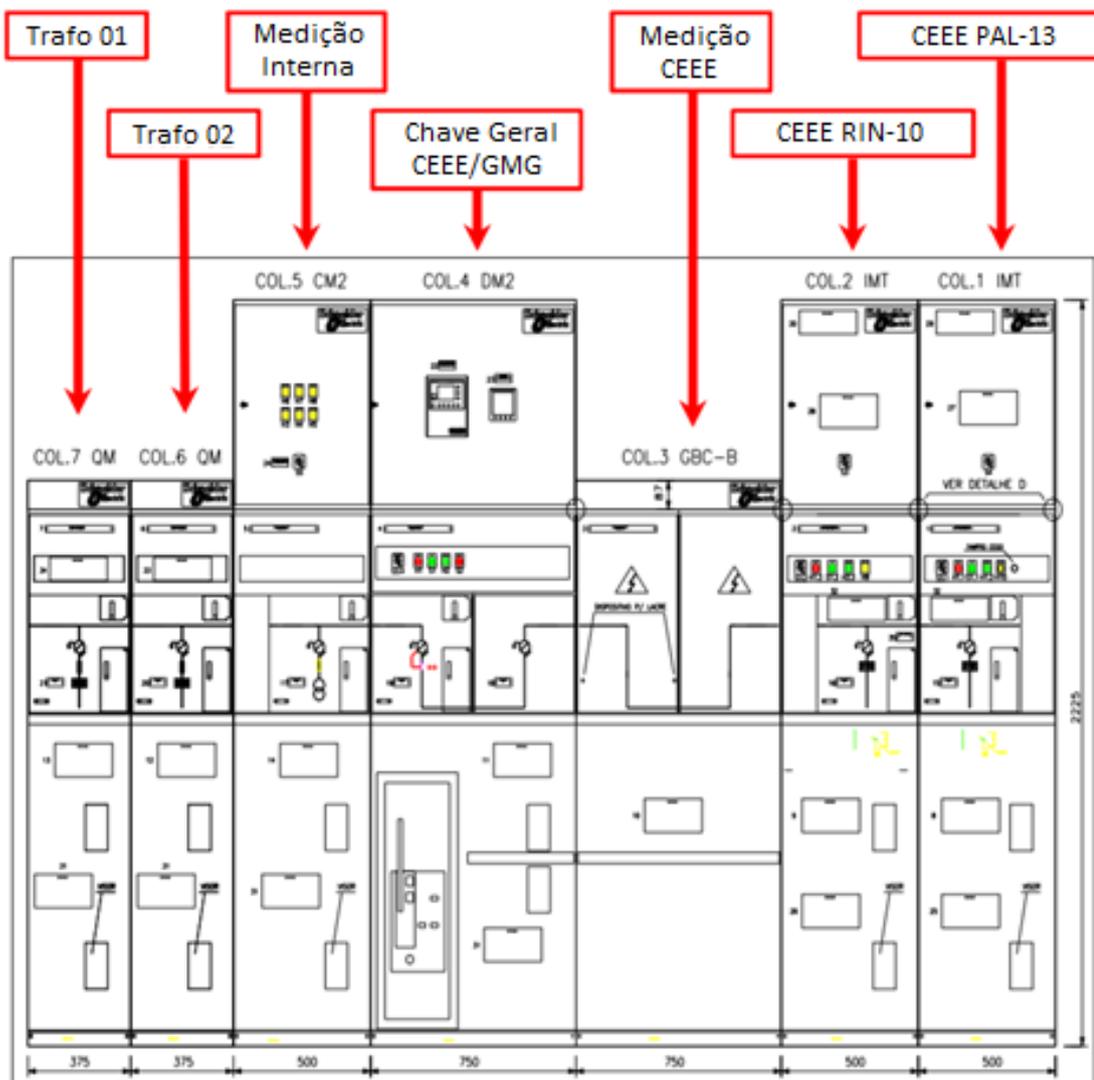
A seguir será realizada uma descrição aprofundada sobre a instalação, onde serão apresentados alguns equipamentos presentes, mais detalhadamente sobre os dispositivos de proteção. Essas descrições podem ser acompanhadas através do ANEXO 7, que apresenta o diagrama elétrico unifilar simplificado do projeto da instalação. Em sequência, serão apresentados os estudos de curto-circuito e os parâmetros de ajuste a serem realizados nos relés e demais dispositivos de proteção utilizados. O estudo das proteções, incluindo a avaliação de ajuste dos parâmetros, serão analisados com o auxílio do software PTW (Power Tools for Windows), o qual possibilita a obtenção das correntes de curto circuitos nas barras e componentes da instalação, análise em *p.u.* do sistema através de componentes simétricas e a simulação dos dispositivos de proteção.

#### 3.1. APRESENTAÇÃO DA INSTALAÇÃO

A instalação possui duas principais fontes de energia que caracterizam uma redundância na alimentação da carga. Essa situação é obtida através da presença da rede de distribuição de energia da CEEE e de um sistema de geração de emergência, controlados de modo automático de modo a manter a continuidade na alimentação do sistema elétrico. Ainda, a carga crítica da instalação conta com a presença de sistemas UPS (*Uninterruptible Power Supply*) que alimenta os equipamentos em caso de falta de energia. Dessa forma, a análise dos dispositivos de proteção deve considerar todo o caminho percorrido pelo fluxo de potência, para ambas as fontes, desde a sua origem até a carga instalada.

Os ramais de entrada de energia elétrica da concessionária derivam da rede de distribuição aérea e seguem caminho subterrâneo até o acesso ao Quadro de Alta Tensão – 01 (QAT-01), dentro da sala da subestação. A subestação do Site de Transmissão do Morro da Polícia é composta por 7 cubículos de média tensão da SCHNEIDER e dois transformadores rebaixadores de média tensão (MT) para baixa tensão (BT). O projeto da subestação foi realizado com base nas normas da ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, para Instalações Elétricas em Alta Tensão (NBR-14039) e Instalações Elétricas em Baixa Tensão (NBR-5410) e ainda, com base no Regulamento para Instalações Consumidoras em Alta Tensão (RIC-MT) da CEEE. Para ilustração, a Figura 31 é uma representação dos cubículos que compõem o QAT-01 e as suas correspondentes identificações.

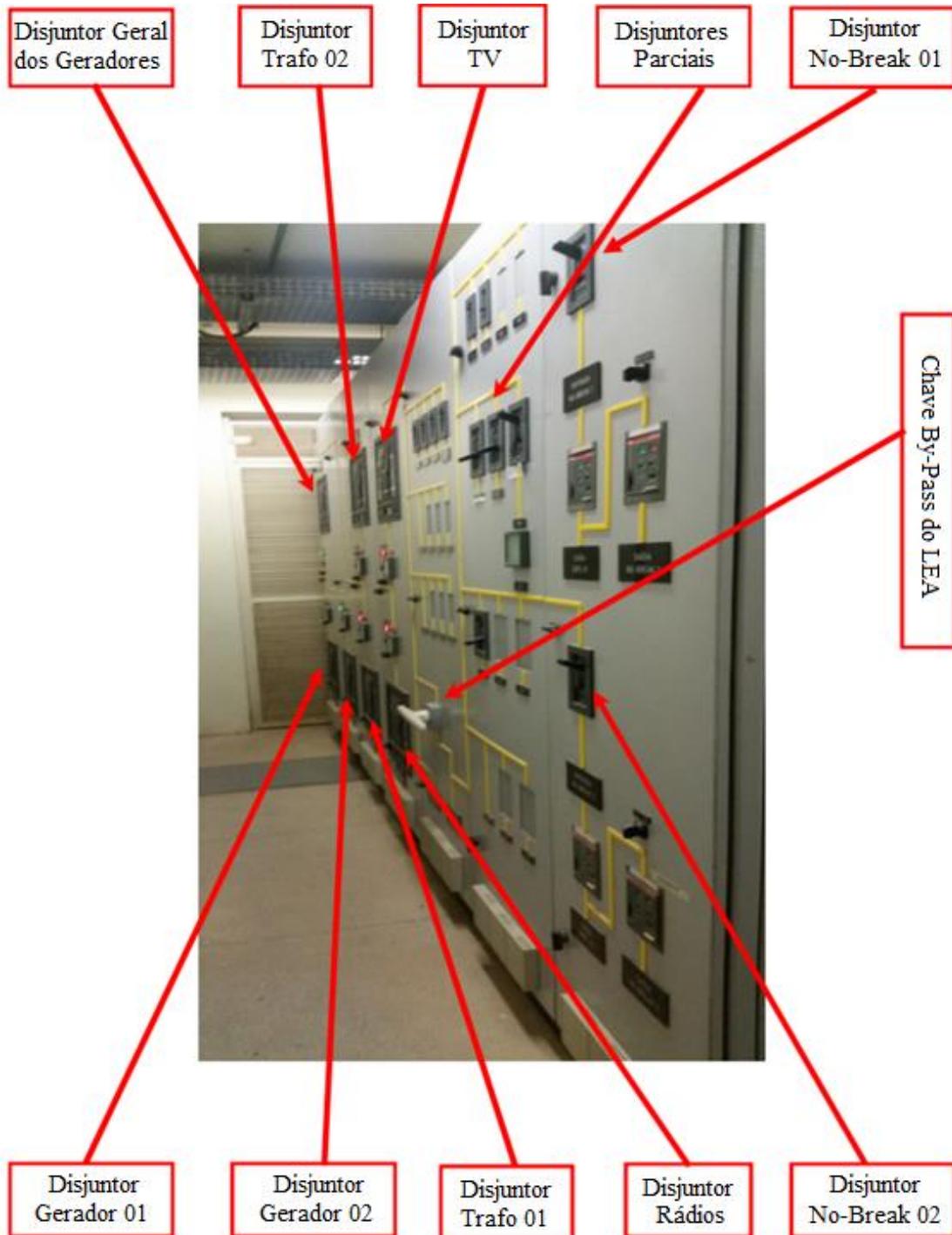
Figura 31 – Representação dos cubículos do QAT-01



Fonte: Manual de Operadores do Morro da Polícia, 2016

Os transformadores da subestação conectam o QAT-01 com o Quadro Geral de Baixa Tensão 1 (QGBT-01), o qual é composto pelo sistema de proteção que envolve os circuitos conectados à Barra Comum. Esses circuitos contemplam a distribuição da energia para a carga da TV, das Rádios e também se conecta à dois *nobreak's* para melhorar a continuidade na alimentação da carga crítica. O QGBT-01 está apresentado na Figura 32, a seguir.

Figura 32 – Imagem e identificação dos equipamentos de proteção do QGBT-01



O Quadro Geral de Baixa Tensão 02 (QGBT-02) também está conectado à barra comum através do disjuntor das Rádios e é onde estão instalados os disjuntores de alimentação dos equipamentos que atendem os equipamentos das rádios do Grupo RBS. A Figura 33 apresenta os cubículos que formam o QGBT-02.

Figura 33 – Imagem dos equipamentos de proteção do QGBT-02



Fonte: Manual de Operadores do Morro da Polícia, 2016

Conforme comentado anteriormente, o sistema elétrico pode ser dividido de acordo com a sua fonte de alimentação: a rede de distribuição provenientes da concessionária e um sistema de geração de emergência. Por sua vez, a carga pode ser dividida nas cargas responsáveis pelo sistema de TV e os equipamentos das rádios, presentes no QGBT-01 e QGBT-02, respectivamente. Os quadros de distribuição que derivam dos quadros gerais serão apresentados porém não fazem parte do escopo de cálculo e simulação deste trabalho. Dessa forma, a instalação será apresentada detalhadamente a seguir.

### 3.1.1. Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Os cubículos de entrada (Cubículo-1 e Cubículo-2 do QAT-01) recebem dois ramais trifásicos de 13,8kV, derivados dos alimentadores AL-36 e AL-131 da rede aérea de distribuição da CEEE, os quais se interligam com instalação a partir de dois fusíveis de alta capacidade de ruptura do tipo HH, com capacidade de 15kV e corrente nominal de operação de 100A. Os ramais de entrada da instalação são monitorados por um CLP (Controlador Lógico Programável), o qual é conectado aos alimentadores através de TPs – tensão de 13,8kV-115V e classe de precisão de 0,3P50 – que verificam a presença de tensão na rede. Em conjunto com os fusíveis de entrada estão os para-raios – poliméricos, para instalação ao tempo e capacidades de 12kV-10kA – atuando como dispositivo de proteção contra sobretensões, mitigando os efeitos de uma descarga atmosférica, por exemplo.

O CLP controla duas chaves seccionadoras rotativas e motorizadas, que conectam os alimentadores a uma barra em comum e que servem como dispositivos de manobra para selecionar o alimentador que atuará como fonte de alimentação para a carga – tendo como preferencial o PAL-13 e o RIN-10 como reserva. Por esse motivo, as seccionadoras são intertravadas mecanicamente com o objetivo de nunca ocorrer o contato e consequente paralelo entre os alimentadores da CEEE. A barra que une os circuitos dos ramais de entrada dos alimentadores é trifásica, com tensão de 13,8kV, corrente nominal de 630A e corrente de curto-circuito de 20kA. É importante observar que os circuitos de controle e de proteção possuem relés de supervisão de falta de tensão (27), com sinalização e alarme local, bem como, para o Sistema Supervisório.

Em sequência, no ponto comum dos ramais dos alimentadores, após a seleção realizada pelo CLP, está a medição da CEEE (Cubículo-3), responsáveis pela medição do consumo de energia elétrica. Após o cubículo de medição da concessionária, o circuito se conecta ao disjuntor geral da instalação (Cubículo-4), tripolar, com acionamento manual e motorizado, corrente e tensão nominal de 630A e 17,5kV, respectivamente, e uma capacidade de interrupção de 20kA em 13,8kV. Este disjuntor é controlado por um relé digital microprocessado com função 50/51F(N), tipo SEPAM 1000+S20 da SCHNEIDER. O relé apresenta uma porta RS-485 para conexão e comunicação em rede Modbus-RTU, possibilitando indicação de estado, registro de falhas, arquivo de eventos, análise de falha, forma de onda e medições de correntes.

Após o disjuntor geral, o circuito se conecta ao barramento de entrada dos transformadores trifásicos, com tensão e corrente nominal de 13,8kV e 630A, respectivamente,

e uma corrente de curto-circuito de 20kA. Esse barramento alimenta os dois transformadores através de duas chaves seccionadoras tripolares de acionamento manual sob carga e com capacidade para 630A em 17,5kV. Os transformadores foram projetados com o objetivo de cada equipamento suportar a condição de alimentar a carga da instalação independentemente. Essa situação proporciona uma redundância no circuito de rebaixamento da tensão de entrada e em caso de existir a necessidade de retirar um transformador de operação, para algum tipo de manobra ou manutenções, um equipamento é capaz de fornecer a demanda solicitada pela carga em operação normal. Atualmente, em função de agregar confiabilidade ao sistema, ambos os transformadores estão operando constantemente em paralelo. Em série com as chaves seccionadoras e servindo como proteção para os transformadores estão presentes fusíveis de alta capacidade de ruptura, tipo HH de 32A e 15kV.

Conforme comentado, existem dois transformadores (TR-01 e TR-02) do fabricante TRAF0, com configuração delta-estrela ( $\Delta$ - $\lambda$ ), diagrama fasorial Dyn1, isolamento a óleo mineral, potência de 500kVA, frequência de 60Hz, tensão em MT do primário de 13,8/13,2/12,6kV, secundário com BT de 220/127V e impedância percentual de 5,02% e 4,84% para o TR-01 e TR-02, respectivamente. O circuito de entrada do TF-02 faz parte do Cubículo-6 e o ramal de acesso do transformador TF-01 compõe o Cubículo-7. Os transformadores foram instalados e antes de suas energizações foram ensaiados e comissionados, resultados que servirão de base para as análises e serem realizadas.

Cada transformador é interligado com o restante da instalação através do QGBT-01, se conectando com a Barra Comum com uma tensão de 220/127V. O QGBT-01 compõe a parte nova do sistema elétrico do Morro da Polícia, situando-se no pavimento térreo. Os dois transformadores rebaixadores são conectados através de dois disjuntores (DJ-T1 e DJ-T2) do tipo *Masterpact* NW 20-H1 da SCHNEIDER – tripolares, de acionamento motorizado, de 2000A, 690V e capacidade de interrupção de 65kA em 220V. O disjuntor é acionado através de um relé digital *Micrológic 2.0A*, regulável de 800 a 2000A, ajustado para uma corrente de operação de 1400A, equipado com bobinas de fechamento e abertura e 3 pares de contato auxiliares. Os ramais provenientes da saída dos transformadores são conectados aos disjuntores e compõem os dois circuitos de rebaixamento. Ambos se conectam à Barra Comum e possuem seu fluxo de potência monitorados por multimedidores digitais do tipo PM710 da SCHNEIDER. A Barra Comum, presente no QGBT-01, é a principal barra da instalação e se caracteriza pelo nó do circuito responsável pela alimentação de toda a planta. Dessa forma, se torna um ponto crítico devido à sua importância e, conseqüentemente, um ponto relevante para

o estudo que está sendo realizado. A Barra Comum é trifásica, com corrente nominal de 4000A e uma corrente de curto-circuito simétrica de 65kA.

### 3.1.2. Grupo Motor Gerador (GMG)

Com o objetivo de garantir a disponibilidade de energia na Barra Comum e manter a carga em normal funcionamento, a instalação é formada por um sistema de geração auxiliar de emergência que alimenta o sistema elétrico em caso de falta da energia dos ramais de alimentação da concessionária de energia elétrica. O GMG é formado por dois geradores (G1 e G2) da marca WEG e modelo GTA312AllB, com motor SCANIA, modelo DC16. Os geradores são trifásicos em configuração estrela aterrado, tensão de 220/127V, potência total de 650kVA e potência ativa de geração de 480kW por equipamento. Ambos os geradores são controlados por um dispositivo mestre DeepSea, modelo DSE8660, o qual também monitora o Disjuntor Geral da instalação, e duas controladoras dedicadas, modelo DES8610. O sistema de controle monitora o fluxo de potência de entrada da concessionária através do transformador de corrente do cubículo-4 do QAT-01, citado na seção anterior. Em caso de falta da energia da concessionária, as controladoras DSE acionam as USCA's (Unidade de Supervisão de Corrente Alternada), as quais dão partida ao GMG, que assume a carga da instalação em paralelo uma vez que não apresenta capacidade de apenas um gerador assumir a carga total da instalação – apenas sob condições de redução das potências dos transmissores que compõem a carga.

Os geradores são conectados a disjuntores (DJ-G1 e DJ-G2) com de mesmo modelo que os disjuntores que interligam os transformadores à Barra Comum, ou seja, disjuntores do tipo *Masterpact*, modelo NW20-H1 da SCNEIDER, acionados por um relé digital *Micrologic 2.0A*, o qual é ajustado para uma corrente de 1800A (REG. = 1800A).

Os ramais de alimentação dos geradores, proveniente do DJ-G1 e DJ-G2, se conectam ao disjuntor geral do grupo gerador (DJ-GG), modelo NW40-H1 da fabricante SCHNEIDER, com corrente nominal máxima de 4000A e capacidade de interrupção de corrente de 65kA. Da mesma forma que para os demais disjuntores de baixa tensão, é controlado por um relé digital *Micrologic 2.0A*, com regulagem da faixa de 1600 a 4000A e ajustado para uma corrente de 3600A (REG. = 3600A). Por sua vez, o DJ-GG se conecta à Barra Comum, interligando o GMG ao restante do sistema elétrico.

### 3.1.3. Carga da TV

A carga da TV corresponde ao conjunto de equipamentos que compõe o sistema que mantém a operação do sinal da RBS TV e parte da infraestrutura do prédio. A carga se conecta à Barra Comum através do disjuntor DJ-TV – tripolar, do modelo *Masterpact* NW20-H1 da fabricante SCHNEIDER, com acionamento motorizado, corrente nominal de 2000A e tensão nominal de operação 690V. Novamente, esse disjuntor é controlado pelo sinal de comando de um relé digital *Micrológic* 2.0A regulável de 800 a 2000A (R-800/2000A). O fluxo de potência destinado à carga da TV é supervisionado por um multimedidor com medição indireta. Ainda, alimentando uma das barras da carga da TV está o LEA, caracterizado por ser um supressor de surtos e filtro de harmônicas, trifásico, para 240V e 60Hz. A utilização de dispositivos série, de modo geral, são pontos críticos do ponto de vista de confiabilidade, uma vez que a sua falha ocasiona o desligamento do restante do sistema. Porém, são fabricados com altos índices de confiabilidade em sua operação.

A carga alimentada pelo DJ-TV pode ser dividida em duas: a carga estabilizada e a carga comum (não estabilizada). A primeira, se refere à carga essencial que mantém a TV no ar e possui um sistema que integra dois *nobreak's* – não paralelos – a fim de alimentar a carga durante a falta de energia da Barra Comum. Essa situação ocorre, por exemplo, em todos os casos de falta da energia da concessionária e consequente partida automática do GMG, o qual apresenta um tempo de partida de 20 segundos, aproximadamente, tempo o qual a barra não se apresenta energizada. Durante esse período, a carga essencial é alimentada através da energia de um banco de baterias que compõe o sistema dos *nobreaks*, em conjunto com um retificador, responsável pela alimentação do banco em caso das baterias estarem em *stand-by*, e de um inversor, o qual converte a tensão contínua em tensão alternada para alimentação da carga.

A carga comum da TV, por sua vez, sofre uma interrupção em casos de falta de alimentação da Barra Comum, uma vez que não possui um sistema de UPS. Dessa forma, a carga é disposta de acordo com a importância, sendo a carga comum composta, por exemplo, por circuitos de uso geral como iluminação, sistemas de ar-condicionado, TUG's (Tomadas de Uso Geral). Por sua vez, a carga estabilizada é composta por equipamentos do circuito essencial que mantém o sistema de TV em estado operacional como, por exemplo, moduladores de sinal, receptores, rádios, guias de onda, transmissores, entre outros.

A divisão de cargas apresentadas caracteriza o conceito de carga crítica de uma instalação do ponto de vista de qualidade de energia elétrica. Dessa forma, a carga alimentada

pelo DJ-TV é dividida em três circuitos: Quadro de Força Estabilizado 01 (QDFE-01), Quadro de Força Estabilizado 02 (QDFE-02) e os quadros que alimentam as cargas não estabilizadas, compostos por quadros QF-AC, QDFN e QDN-I/T. Ainda, conforme comentado, o circuito de alimentação da carga da TV conta com a presença de 2 *nobreak's*. O *Nobreak* 1 (NB-01) é responsável pela alimentação do QDFE-01, que contempla os circuitos do Transmissor RBS TV Digital e do Transmissor RBS TV Analógico Reserva. Por sua vez, o *Nobreak* 02 (NB-02) é responsável pela alimentação do QDFE-02, que se conecta ao circuito do Transmissor RBS TV Analógico Principal e o Transmissor TV OCTO.

#### ***3.1.3.1. Carga Estabilizada do QDFE-01***

O QDFE-01 possui a característica de ser alimentado pelo NB-01. O NB-01 é do fabricante EATON, modelo Powerware 9315, com potência total de 160kVA. O equipamento é trifásico, com entrada 480/277V e saída 200/127V, possui dois bancos de baterias ligados em paralelo, fornecendo uma autonomia de, aproximadamente, 20 minutos. Cada banco de baterias é composto por 40 baterias de 12V e 150Ah. Esse equipamento alimenta o QDFE-01 através de uma chave de transferência automática com disjuntores trifásicos de 630A tipo NS630-N, com controle ACP-BA da SCHNEIDER. Quando há presença de energia na barra comum e, conseqüentemente, no caminho do DJ-TV para a carga, o NB-01 é alimentado para carregamento do banco de baterias e realiza uma espécie de estabilizador na tensão através da conversão do sinal pelo sistema retificador-inversor. Por outro lado, em caso de falta de energia, a chave automática comuta e o banco de baterias do NB-01 passa a alimentar a carga do QDFE-01.

#### ***3.1.3.2. Carga Estabilizada do QDFE-02***

Conforme comentado, o QDFE-02 é a carga alimentada pelo NB-02 em caso de falta de energia na Barra Comum. De forma semelhante ao NB-01, o NB-02 é um modelo Powerware 9390 da EATON, potência total de 160kVA, trifásico, com tensão de entrada e saída de 220/127V. O equipamento possui três bancos de baterias ligados em paralelo que oferece uma autonomia de aproximadamente 35 minutos. Cada banco de baterias é composto por 40 baterias 12500W 4FR. Da mesma forma que o NB-01, o NB-02 possui uma chave de transferência

automática com disjuntores trifásicos de 630A, modelo NS630-N, com controle ACP-BA da SCHNEIDER.

### ***3.1.3.3. Carga dos Quadros não Estabilizados da TV***

A carga não estabilizada da TV compõe os quadros responsáveis pela alimentação dos circuitos de ar-condicionado (QF-AC1, QF-AC2, QF-AC3 e QF-AC4), pelas cargas dos Quadros de Força Normal (QDFN-01, QDFN-02 e QDFN-03) e pelo Quadro N IT. (QDN-I/T).

O sistema de refrigeração do morro da polícia se divide em dois grupos: áreas de conforto e áreas técnicas. São designadas áreas de conforto no morro da polícia a guarita dos guardas e a sala de operadores.

### **3.1.4. Carga das Rádios**

O QGBT-02 é composto por disjuntores que atendem os equipamentos das rádios. A instalação elétrica que contempla o QGBT-02 corresponde à antiga instalação do Site de Transmissão do Morro da Polícia, sendo que houve uma expansão da instalação e que deu origem ao QGBT-01, os cubículos de entrada do QAT-01 e do sistema GMG que atualmente compõe a instalação.

Uma visão geral sobre o circuito das rádios divide a mesma em: Barra Comercial e na Barra Regulada. O Disjuntor das Rádios (DJ-RD) alimenta a Barra Comercial, a qual se conecta a uma chave comutadora SIEMENS S32g/3 de corrente nominal de 1250A – equipamento da antiga instalação. Através de um dispositivo LEA, que se caracteriza por ser um supressor de surto e filtro de harmônicas para 240V e 60Hz, a Barra comercial se conecta à Barra Regulada das Rádios. Do ponto de vista de relevância e potência, a principal carga conectada à Barra Regulada são os circuitos dos transmissores principais e reservas das rádios. Os demais circuitos que estão conectados à Barra Regulada são de baixa potência e são protegidos por mini disjuntores. Dessa forma, os circuitos conectados tanto à Barra Comercial como à Barra Regulada não serão levados em consideração nesse estudo uma vez que não compõe o escopo do trabalho.

#### **3.1.4.1. Cargas da Barra Comercial**

A carga conectada à Barra Comercial é composta por circuitos de ar condicionado (AC2, AC4, AC6, AC8, AC10, AC12), iluminação (CD-ILUM) e TUG (CD-TOM). O Disjuntor das Rádios (DJ-RD) possui as mesmas características que o DJ-TV, com o relé de acionamento (*micrologic 2.0* de 800A a 2000A) ajustado para os mesmos parâmetros, os quais serão revisados nesse trabalho.

#### **3.1.4.2. Cargas da Barra Regulada**

Existem cerca de 40 circuitos conectados à Barra Regulada que apresenta diferentes modelos de dispositivos de proteção. Desses circuitos, devido à sua importância e potência, destacam-se aqueles responsáveis pela alimentação dos transmissores. Esses equipamentos apresentam uma potência consideravelmente superior em relação as demais cargas das rádios e são conectados à Barra Regulada através de três diferentes reguladores: STB, STP e CP. Cada regulador é conectado à Barra Regulada por um disjuntor – caixa moldada, trifásico, da SCHNEIDER, modelos Compact NS de diferentes correntes nominais. Ainda, os reguladores fazem parte de uma configuração que a partir de uma chave seccionadora e de uma chave comutadora permite o *bypass* do equipamento e a conexão direta com o disjuntor de alimentação. Existe um disjuntor que se conecta à Barra Regulada – modelo NS400N da SCHNEIDER, com corrente nominal 3x250A – o qual alimenta circuitos da infraestrutura do prédio como equipamentos de menor relevância para o sistema. Esses circuitos representavam a carga não estabilizada da antiga instalação e seguem com essa topologia na atual situação, por esse motivo não apresenta um regulador. Ainda, completando a descrição dos circuitos conectados à barra, está presente o disjuntor NS630N de corrente nominal 3x500A, o qual é responsável pela alimentação dos rádios digitais.

Conhecida a instalação elétrica e seus componentes, foram realizados os cálculos dos parâmetros de projeto e das correntes de curto-circuito. Esses cálculos consideraram os conceitos teóricos discutidos na Seção 2 e foram analisados sob a perspectiva da instalação apresentada anteriormente, no item 3.1.

### 3.2. PARÂMETROS DE PROJETO

O projeto de expansão para criação do QGBT-01 representou um aumento na demanda de 275kW para 700kW, que se resumiu na implantação dos novos transmissores da TV digital e das Rádios digitais. A partir da demanda contratada é possível dimensionar a unidade temporizada do relé do disjuntor geral a partir da corrente resultante, onde, no projeto original da subestação, foi considerada uma demanda de 800kW, deixando uma folga sobre a demanda contratada. Considerando um fator de potência 0,92, a corrente nominal da subestação a partir da demanda é  $I_{n_{SE}} = 36,4A$ . Porém, a fim de calibração do relé foi considerado a potência total instalada em transformadores, somando 1000kVA, resultando em uma corrente nominal de  $I_{n_{SE}} = 41,8A$ . Dessa forma, para o *tap* do relé temporizado foi escolhida uma corrente de 48A que fica com folga com relação à corrente nominal da subestação.

Segundo CEMIG (2005), a corrente nominal utilizada para regulagem dos *taps* da unidade temporizada do relé do Disjuntor Geral – Relé SEPAM S20 – é a corrente proveniente da demanda contratada, da tensão de linha no ponto de entrega da concessionária e de um fator de potência mínimo de 0,92, resultando em uma corrente nominal de  $I_n = 31,83A$ . Ainda, segundo CEMIG (2005), a corrente de disparo da função temporizada do relé do disjuntor geral deve ser  $1,1xI_n$ , considerando uma margem de 10%, ou seja, igual a  $I_{n_{SE}} \cong 35A$ . Deve-se estipular a corrente de partida de neutro como, no máximo,  $1/3$  da corrente de partida de fase.

Da mesma forma que deve-se proteger a instalação frente à um curto-circuito, as proteções devem salvaguardar os transformadores da instalação, o qual pode ser analisado através do ponto ANSI, representando um limite superior no ajuste das curvas do disparo dos dispositivos de proteção. Conforme apresentado na Seção 2.1.4.3, o ponto ANSI do transformador pode ser definido segundo a sua impedância de curto-circuito  $Z_{\%}$  e a corrente nominal do equipamento. Segundo o projeto original, o ponto ANSI dos transformadores é 432A para o transformador com menor impedância percentual, ou seja  $Z_{tr-02} = 4,84\%$ , para um tempo de 4 segundos. Por outro lado, utilizando uma aproximação proposta pela CEMIG (2005), o ponto ANSI dos transformadores podem ser aproximados, conforme apresentado na Tabela 1, como sendo  $20xI_n$  (corrente nominal do transformador), com uma duração máxima de 3 segundos, para uma impedância máxima de curto-circuito de até 5%. Como o valor da impedância do transformador TR-01 é 5,02%, extrapolando por um valor muito pequeno o limite estipulado, e tendo o conhecimento que a multiplicação de  $20xI_n$  surge da razão para

uma impedância de 5%, a impedância do transformador TR-01 será considerada dentro dessa faixa para obtenção do ponto ANSI. Dessa forma, o ponto ANSI de ambos os transformadores seria expresso conforme Equação 63.

$$I_{ANSI_{TR01}} = I_{ANSI_{TR02}} = 20 * \frac{500kVA}{\sqrt{3} * 13,8kV} = 418,37A \quad \therefore t = 3s \quad (63)$$

No diagrama de coordenação e seletividade, onde são apresentadas a sequência de curvas de disparo dos dispositivos de proteção, deve ser verificado que a curva de atuação do dispositivo de proteção que se conecta com a o ramal de distribuição não seja superior ao menor ponto ANSI (CEMIG, 2005), em caso de operação de mais de um equipamento – conforme o caso estudado, operam dois transformadores, Ainda, observando a disposição no coordenograma, as curvas de disparo dos relés devem estar abaixo das menores correntes de curto-circuito, tanto para proteção de fase quanto de neutro, protegendo a instalação pra correntes de alta magnitude.

Conforme também foi comentado anteriormente, os transformadores apresentam um pico de corrente na sua magnetização, conhecido como *inrush* do transformador, que pode chegar a valores de 8 vezes a sua corrente nominal para transformadores até 2000kVA, com tempo de duração da ordem de 0,1 segundo (CEMIG, 2005). Assim sendo, os transformadores TR-01 e TR-02 apresentam os mesmos valores de corrente de magnetização, conforme Equação 64.

$$I_{m_{TR-01}} = I_{m_{TR-02}} = 8 * \frac{500kVA}{\sqrt{3} * 13,8kV} = 167,35A \quad \therefore t = 0,1s \quad (64)$$

Como se está trabalhando com dois transformadores em paralelo, o projeto da subestação considera a corrente de magnetização equivalente de ambos os transformadores como sendo o dobro da corrente individual. Ou seja, um valor de  $I_{m_{eq}} = 334,4A$ , para um tempo de 0,1 segundos. Porém, conforme apresentado na Seção 2.1.4.3, segundo CEMIG (2005), caso haja mais de um transformador, deverá ser considerada a corrente de magnetização do maior transformador acrescida da corrente nominal dos demais. Dessa forma, como ambos tem a mesma potência, a Equação 65 apresenta a corrente de magnetização equivalente da subestação segundo dados da CEMIG (2005).

$$I_{m_{TR}} = 8 * \left( \frac{500kVA}{\sqrt{3} * 13,8kV} + \frac{500kVA}{\sqrt{3} * 13,8kV} \right) = 188,27A \quad \therefore t = 0,1s \quad (65)$$

A corrente de magnetização do projeto está consideravelmente acima da corrente de magnetização segundo a referência utilizada. Dessa forma, não apresenta um risco, porém pode ser analisada a disposição da região da curva de disparo instantâneo. A corrente de magnetização não deve provocar a atuação dos relés de proteção, fazendo necessário a sua consideração no momento de realizar os ajustes e análise das curvas de disparo dos relés no coordenograma.

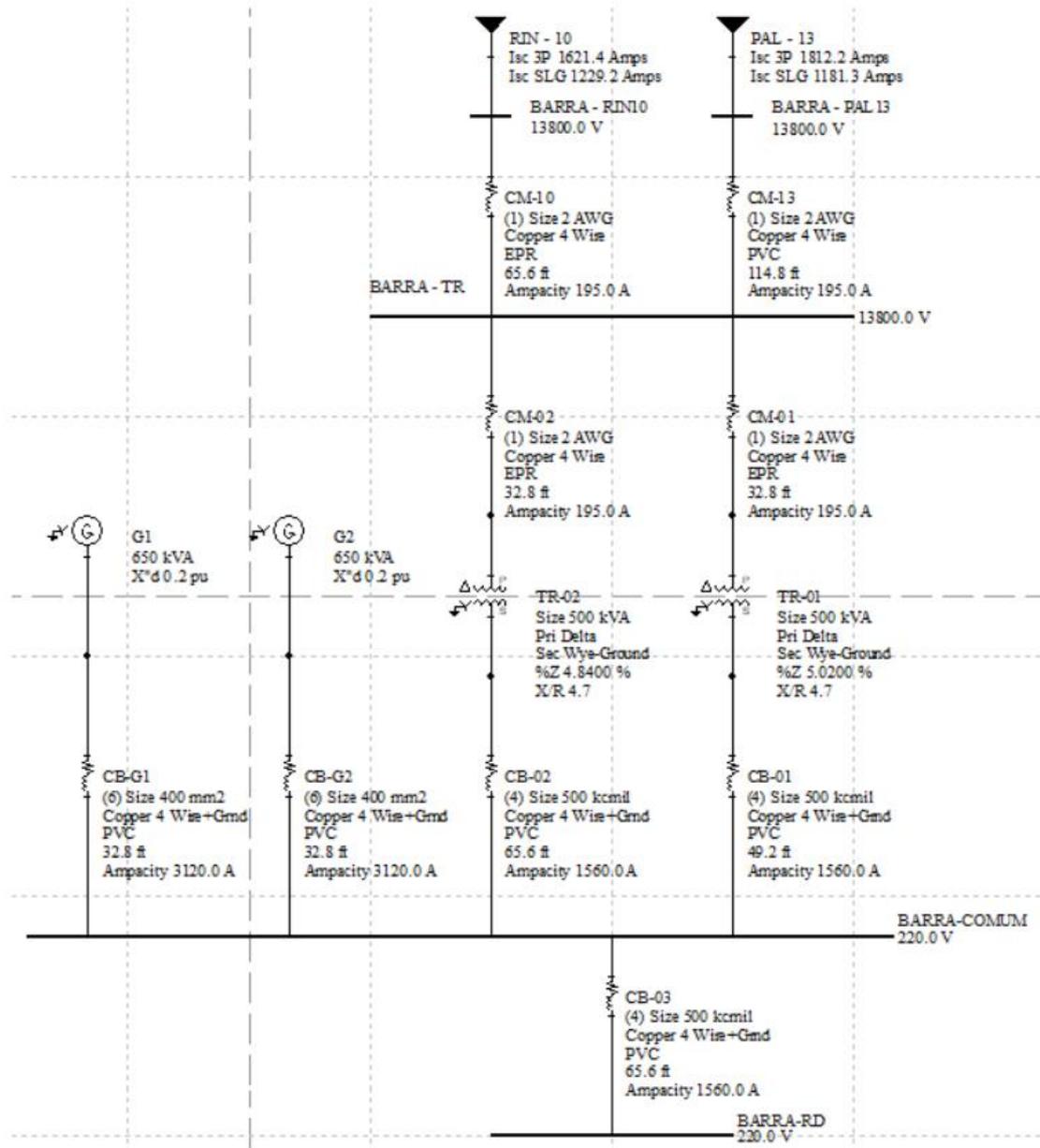
Para a análise dos pontos e parâmetros de projeto em conjunto com as curvas e ajustes atualmente utilizados serão considerados os valores apresentados segundo o projeto da instalação, mesmo que os dados obtidos a partir das referências utilizadas se apresentaram diferentes – apenas serão comentados conforme necessário.

### 3.3. CALCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Com o conhecimento da instalação considerando os conceitos teóricos apresentados, é possível realizar o cálculo das correntes de curto-circuito em alguns pontos do sistema, de acordo com a sua relevância. Para a realização dos cálculos, é necessário o conhecimento das impedâncias dos componentes a fim de obter as correntes de curto-circuito através das componentes de sequência da impedância equivalente no ponto da falta. As impedâncias equivalentes do sistema e os valores das correntes de curto-circuito foram obtidas através de cálculos manuais e foi realizada a verificação através da simulação no software PTW Power Tools. Os dados apresentados a seguir se referem aos dados gerados pelo programa. Porém, se tratando de um trabalho acadêmico, foi estipulada a realização dos cálculos manuais a fim de validar os dados obtidos pelo software. Dessa forma, os dados referentes aos curtos-circuitos calculados estão apresentados no APÊNDICE B – não foram calculados os valores de curto-circuito bifásico a terra (apenas simulado) uma vez que sua obtenção demandava cálculos mais complexos, que fugiram do objetivo de verificação dos valores simulados. Ainda, a fim de conhecer o funcionamento do programa, é possível apresentar alguns parâmetros de entrada necessários para a simulação para cada componente do sistema.

A fim de auxiliar o entendimento do sistema, a Figura 34 apresenta um diagrama unifilar simplificado, que possibilita o acompanhamento junto com a descrição do estudo de caso.

Figura 34 – Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico de potência



### 3.2.1. Impedâncias Equivalentes nos Pontos das Falhas

Os dados referentes aos ramais de distribuição foram obtidos com a concessionária da rede de energia elétrica, os quais estão apresentados na Figura 35 e Figura 36. Entre os dados fornecidos, estão as impedâncias de sequência e as contribuições de curto-circuito equivalente do alimentador. O programa PTW aceita ambas as formas de inserção dos parâmetros, uma vez que estima variáveis a partir dos dados fornecidos. Ou seja, é possível inserir as contribuições

de curto-circuito monofásico-terra e trifásico, com as respectivas relações  $X/R$ , e estimar as componentes de impedância em *p.u.* de acordo com a base arbitrada. De forma contrária, a inserção dos parâmetros de impedância possibilita a estimação das contribuições de curto-circuito.

Figura 35 – Dados do alimentador PAL13-1313

**Detalhes da Rede Primária**

**Rede Primária**  
 Alimentador: **PAL13 - 1313** Bloco: **149005279**  
 Nº: **482391,072 - 6672397,505** Nível: **350**  
 Fonte: **482383,095 - 6672395,06** Jumper: **N? Fonte**  
 Fases: **ABC** Classe de Tensão (kV): **15**  
 Nº Físico Nó: Nº Físico Fonte: **1134384**  
 Natureza: **Tronco** Comprimento (m): **9,1**  
 Proprietário: **COMPANHIA** Cablagem (m): **0**  
 Instalação: **(IS) 149005279P** Desenergizado: **Não**  
 Tipo de Rede: **A?rea** **Caminho Cr?tico**  
 Código ANEEL

**Estrutura** SUBTERRANEO

	Fase	Neutro	Guarda
<b>Formação</b>	SINGELO		
<b>Bitola</b>	35		
<b>Material</b>	C		
<b>Isolação</b>	X		
<b>Cor. Admissível</b>	200		

Dados do Ultimo Projeto  
 Data:  
 Projeto: **CADASTRO**

**Dados Elétricos** | **Curto Circuito**

Curto Circuito	Fases	Simétrico (A)		Assimétrico (A)			Relação X/R	Fator	Impedâncias Equivalentes	
		Módulo	Ângulo	Máxima	Eficaz	Contínua				
Trifásico	A	1812	-49,6	2812	1829	249	1,18	1,01	<b>Seqüencial (Ω)</b> <b>R1 = 2,84797</b> <b>X1 = 3,34951</b> <b>R0 = 6,36569</b> <b>X0 = 9,54619</b> <b>Trifásica (Ω)</b> <b>Ra = 4,01881</b> <b>Xa = 5,41494</b> <b>Rb = 3,90214</b> <b>Xb = 5,84344</b> <b>Rc = 4,0183</b> <b>Xc = 5,41607</b> <b>Comprimento Acumulado</b> <b>km = 9,9008</b>	
	B	1818	-167,2	2887	1845	316	1,18	1,02		
	C	1810	71	2809	1827	249	1,18	1,01		
Bifásico	AB	1548	-47,8	2402	1563	213				
	BC	1587	-169,1	2520	1611	275				
	CA	1572	71,3	2439	1587	216				
M o n o f á s i c o	Franco	AN	1181	-53,4	1833	1192	162	1,35		1,01
		BN	1134	-176,3	1800	1151	197	1,35		0,97
		CN	1181	66,6	1833	1192	162	1,35		1,01
	40 Ω	AN	180	-7	279	181	25	0,12	1,01	
		BN	180	-127,6	286	183	31	0,12	1,02	
		CN	180	113	279	181	25	0,12	1,01	
	80 Ω	AN	95	-3,7	147	96	13	0,06	1,01	
		BN	95	-124	150	96	16	0,06	1,02	
		CN	95	116,3	147	96	13	0,06	1,01	
	100 Ω	AN	76	-3	119	77	11	0,05	1,01	
		BN	77	-123,2	122	78	13	0,05	1,02	
		CN	76	117	119	77	11	0,05	1,01	

Subestação | Barramento | Alimentador | Análise | Instalação | Sair

Fonte: CEEE Distribuição, 2017

A relação  $X/R$  define o ângulo da impedância complexa. Ainda, esse termo faz referência ao ângulo da corrente de curto-circuito, uma vez que o ângulo da corrente é dado pela diferença entre o ângulo da tensão – sendo esse igual a 0 graus – e o ângulo da impedância complexa, resultando em  $\delta_{ICC} = -\delta_{z_0}$ .



Por sua vez, segundo informações apresentadas na Seção 2.1, na análise das redes de sequência, as impedâncias de sequência dos geradores síncronos são obtidas através de ensaios e são geralmente fornecidas pelo fabricante do equipamento. A folha de dados dos geradores que compõe a instalação pode ser observada no Anexo 3.

Conforme apresentado por KINDERMAN (1995), a impedância de sequência positiva do equipamento assume o valor da reatância subtransitória de eixo direto  $X''d$ . Os valores de impedância de sequência negativa e zero são obtidos diretamente na folha de dados do modelo do equipamento. Ainda, a fim de melhor modelar o equipamento instalado aos parâmetros da simulação, alguns dados que normalmente são estimados pelo PTW e que estão na folha de dados do equipamento foram inseridos manualmente a partir do Anexo 3.

Por sua vez, a impedância de sequência dos cabos de interligação pode ser calculada através das informações de comprimento, impedâncias de sequência por unidade de comprimento e número de cabos por fase. Por fim, caracterizando os componentes do sistema elétrico, os transformadores tiveram seus parâmetros baseados nos dados da IEEE std 141 (1993) para estimação da relação  $X/R$  do equipamento, apresentados na Figura 9, e na sua impedância de curto-circuito  $Z_{\%}$ .

Na Tabela 3 são apresentadas as impedâncias de sequência dos cabos e os parâmetros necessários para o cálculo, conforme Equação 35, e a impedância inserida foi obtida através da Tabela 2.

Tabela 3 - Impedâncias de sequência dos cabos

Identificação do Cabo	Impedância [ohms/km]		Comprimento [m]	Número de Condutores por Fase	Seção Transversal [mm <sup>2</sup> ]
	$Z_0$	$Z_1 = Z_2$			
CA-13	2,4355 + j2,6382	0,1936 + j0,0344	20	1	35
CA-10	2,4355 + j2,6382	0,1936 + j0,0344	35	1	35
CA-01	2,4355 + j2,6382	0,1936 + j0,0344	10	1	35
CA-02	2,4355 + j2,6382	0,1936 + j0,0344	10	1	35
CB-01	1,8958 + j2,4312	0,0958 + j0,1070	15	4	240
CB-02	1,8958 + j2,4312	0,0958 + j0,1070	20	4	240
CB-03	1,8958 + j2,4312	0,0958 + j0,1070	20	4	240
CB-G1	1,8608 + j2,3757	0,0608 + j0,1058	10	6	400
CB-G2	1,8608 + j2,3757	0,0608 + j0,1058	10	6	400

Da mesma forma, a impedância dos transformadores é dada pela Tabela 4.

Tabela 4 – Impedância de sequência dos transformadores

Transformador	Potência (KVA)	Tensão (kV)		Impedância [%]		
		Primário	Secundário	$Z_0$	$Z_1$	$Z_2$
TR-01	500	13,8	0,22	$1,3311 + j4,8403$	$1,3311 + j4,8403$	$1,3311 + j4,8403$
TR-02	500	13,8	0,22	$1,2833 + j4,6667$	$1,2833 + j4,6667$	$1,2833 + j4,6667$

A impedância para as fontes do sistema, fazendo referência aos alimentadores da rede de distribuição e do grupo gerador, estão apresentadas na Tabela 5 e Tabela 6, respectivamente.

Tabela 5 – Impedâncias de sequência para os alimentadores da rede de distribuição

Fonte	Tensão (kV)	Impedância [ $\Omega$ ]		
		$Z_0$	$Z_1$	$Z_2$
PAL13	13,8	$6,3657 + j9,5462$	$2,8480 + j3,3495$	$2,8480 + j3,3495$
RIN10	13,8	$4,9849 + j8,2273$	$2,6494 + j4,1385$	$2,6494 + j4,1385$

Tabela 6 – Impedância de sequência para os geradores síncronos

Fonte	Potência (KVA)	Fator de Potência	Tensão (kV)	Impedância [%]		
				$Z_0$	$Z_1$	$Z_2$
G1	650	0,8	0,22	3	18	17,5
G2	650	0,8	0,22	3	18	17,5

Primeiramente, é necessário estipular os pontos das falhas a serem analisados e que serão submetidos à correntes da magnitude de um curto-circuito. Os pontos arbitrados foram as barras do sistema, conforme pode ser observado no ANEXO 7, no que se refere às barras dos alimentadores da rede de distribuição (BARRA-PAL13 e BARRA-RIN10), o barramento de alimentação dos transformadores (BARRA-TR), a barra comum da instalação (BARRA-COMUM), a qual alimenta diretamente a carga da TV, e a barra das Rádios (BARRA-RÁDIOS).

A análise deve levar em conta a fonte de energia que será utilizada para alimentação do sistema. Dessa forma, foram analisados do ponto de vista de ambos os ramais de entrada da concessionária de energia e do grupo gerador de emergência. Os geradores, devidos às suas

capacidades, trabalham sempre em paralelo, afim de aumentar a confiabilidade e vida útil dos equipamentos. Além disso, foi considerado a operação dos transformadores TR-01 e TR-02 em paralelo, uma vez que trabalham nessa configuração a fim de aumentar a confiabilidade do sistema.

A impedância equivalente nas barras do sistema elétrico a partir da simulação no *software* PTW está apresentada na Tabela 7, Tabela 8 e Tabela 9. Os valores estão em *p.u.*, para uma potência base de 100MVA e uma tensão de base conforme indicado.

Tabela 7 – Impedâncias equivalentes nas barras através do alimentador PAL13

Barra	Impedâncias Equivalentes [p.u.]			Tensão de Base [kV]
	$Z_0$	$Z_1$	$Z_2$	
BARRA-PAL13	6,0250	2,3087	2,3087	13,8
BARRA-RIN10	6,0850	2,3231	2,3231	13,8
BARRA-TR	6,0631	2,3178	2,3178	13,8
BARRA-COMUM	5,5027	7,6650	7,6650	0,22
BARRA-RÁDIOS	6,8622	9,0796	9,0796	0,22

Tabela 8 – Impedâncias equivalentes nas barras através do alimentador RIN10

Barra	Impedâncias Equivalentes [p.u.]			Tensão de Base [kV]
	$Z_0$	$Z_1$	$Z_2$	
BARRA-PAL13	5,1090	2,5930	2,5930	13,8
BARRA-RIN10	5,0513	2,5803	2,5803	13,8
BARRA-TR	5,0722	2,5849	2,5849	13,8
BARRA-COMUM	5,5027	8,0081	8,0081	0,22
BARRA-RÁDIOS	6,8622	9,4081	9,4081	0,22

Tabela 9 – Impedâncias equivalentes nas barras através dos geradores G1 e G2

Barra	Impedâncias Equivalentes [p.u.]			Tensão de Base [kV]
	$Z_0$	$Z_1$	$Z_2$	
BARRA-PAL13	$\infty$	19,4393	19,0550	13,8
BARRA-RIN10	$\infty$	19,4378	19,0536	13,8
BARRA-TR	$\infty$	19,4358	19,0516	13,8
BARRA-COMUM	1,9645	14,0212	13,6361	0,22
BARRA-RÁDIOS	3,3466	15,2083	14,8241	0,22

É possível observar que a impedância de sequência zero do lado de média tensão do transformador, quando alimentado pelo lado de baixa tensão a partir do grupo gerador, é infinita uma vez que a configuração do transformador é em Y- $\Delta$ . Ou seja, conforme apresentado na Seção 2.1.4.3, segundo KINDERMAN (1995), as correntes de sequência ficam confinadas dentro do  $\Delta$  e as correntes de linha são nulas, caracterizando a impedância de sequência zero infinita.

### 3.2.2. Cálculo das Correntes de Curto-Circuito.

Tendo o conhecimento das impedâncias de sequência dos componentes do sistema e, conseqüentemente, das impedâncias equivalentes nas barras, é possível obter os valores das correntes de curtos-circuitos através das Equações 40, 48, 55 e 60, considerando a impedância de falta nula. Utilizando o *software* PTW, são inseridos os dados de entrada para a obtenção das impedância, possibilitando gerar os relatórios de dados de curtos-circuitos nas barras. Os valores das correntes de curto-circuito equivalente nas barras, baseado nas impedâncias de seqüências apresentadas anteriormente e considerando as diferentes fontes de alimentação do sistema, estão apresentadas na

Tabela 10, Tabela 11 e Tabela 12, onde as indicações 3F, FF, FFT e FT correspondem, respectivamente, à faltas de configuração trifásica, bifásica, bifásica a terra e monofásica a terra. Além disso, os valores das impedâncias estão apresentados em *p.u.* para uma potência base de 100MVA e uma tensão de base indicada conforme as tabelas.

Tabela 10 – Correntes de curto-circuito através do alimentador PAL13

Barra	Correntes de Faltas [A]				Tensão de Base [kV]
	3F	FF	FFT	FT	
BARRA-PAL13	1812,2	1569,4	1669,9	1181,3	13,8
BARRA-RIN10	1800,9	1559,7	1657,8	1171,4	13,8
BARRA-TR	1805,0	1563,2	1662,2	1175,0	13,8
BARRA-COMUM	34237,7	29650,7	37693,8	37852,7	0,22
BARRA-RÁDIOS	28903,6	25031,2	31142,8	31488,2	0,22

Tabela 11 – Correntes de curto-circuito através do alimentador RIN10

Barra	Correntes de Faltas [A]				Tensão de Base [kV]
	3F	FF	FFT	FT	
BARRA-PAL13	1613,5	1397,3	1487,7	1219,2	13,8
BARRA-RIN10	1621,4	1404,2	1498,0	1229,2	13,8
BARRA-TR	1618,5	1401,7	1494,2	1225,5	13,8
BARRA-COMUM	32770,9	28380,4	36066,7	36618,8	0,22
BARRA-RÁDIOS	27894,2	24157,0	30015,3	30669,4	0,22

Tabela 12 – Correntes de curto-circuito através dos geradores G1 e G2

Barra	Correntes de Faltas [A]				Tensão de Base [kV]
	3F	FF	FFT	FT	
BARRA-PAL13	215,2	188,2	188,2	-	13,8
BARRA-RIN10	215,2	188,3	188,3	-	13,8
BARRA-TR	215,3	188,3	188,3	-	13,8
BARRA-COMUM	18716,8	16434,9	27827,2	26606,1	0,22
BARRA-RÁDIOS	17255,8	15135,1	24676,0	23703,7	0,22

Para auxiliar na visualização e entendimento, o ANEXO 4, ANEXO 5 e ANEXO 6 apresentam os valores de correntes de curto-circuito sob a alimentação dos ramais PAL13, RIN10 e do sistema de geração.

É possível observar que quando o sistema é alimentado pelos ramais de distribuição e pelos geradores, os curtos-circuitos monofásicos a terra no lado de baixa tensão apresentaram-se maiores que os valores para uma falta trifásica. Isso ocorre uma vez que a impedância de sequência zero equivalente do lado de média tensão não é considerada (transformador ligado em Y- $\Delta$ ). De modo geral, desconsiderando a presença do transformador em Y- $\Delta$ , a impedância de sequência zero dos equipamentos é, em média, maior que as impedâncias de sequência positiva, resultando em correntes de falta fase-terra menores que as trifásicas.

Os valores de curto-circuito serão considerados para a análise do dimensionamento dos dispositivos de proteção. As curvas de disparo dos dispositivos à montante do ponto da falha, seja por proteção primária ou de retaguarda, devem apresentar a curva de disparo abaixo da menor corrente de curto-circuito. Ainda, os valores de curto-circuito são necessários para o correto dimensionamento das barras do sistema. Conforme apresentado na Seção 3.1., as barras da média tensão e baixa tensão suportam correntes de curto-circuito de, respectivamente, 20kA

e 65kA. Ou seja, superiores à todos os valores obtidos em simulação e cálculo (APÊNDICE B), tornando satisfatória a estrutura da instalação frente aos níveis de curto-circuito nos diferentes pontos e fontes de alimentação.

Ainda, as correntes de curto-circuito monofásica a terra serão consideradas para os ajustes dos relés de sobrecorrente de terra (50N e 51N). Os ajustes dos relés de fase levarão em consideração as correntes de menor magnitude, dependendo do caso a ser analisado.

### 3.4. AJUSTE DOS RELÉS

Com o conhecimento dos equipamentos que compõe a instalação, tendo obtido os dados de curto-circuito nas barras do sistema e com base na disposição das proteções conforme Figura 37 e Figura 42, é possível realizar os ajustes dos relés de forma a dimensionar os dispositivos de proteção de forma seletiva. Dessa forma, se faz necessário um estudo específico de cada equipamento a fim de conhecer seus ajustes e realizar a calibração dos relés de acordo com os dados de projeto.

Dessa forma, abaixo está uma sequência de pontos relevantes para análise e que devem ser considerados na calibração dos relés:

- Valores de curto-circuito no ponto de derivação (fornecidos pela concessionária de energia elétrica);
- curvas de atuação de mínimo e máximo (de acordo com a precisão do dispositivo) dos fusíveis de proteção do ramal de ligação;
- corrente nominal da subestação;
- curvas de atuação dos relés, com conhecimento dos parâmetros da unidade instantânea – reta perpendicular ao eixo das correntes – e da unidade temporizada, tanto para o relé de fase como de neutro;
- curvas de atuação dos fusíveis de proteção dos transformadores;
- ponto ANSI dos transformadores;
- corrente de magnetização dos transformadores – caso haja mais de um transformador, deve ser considerada a corrente de magnetização do maior transformador e acrescida das correntes nominais dos demais.

Durante a fase de elaboração de um projeto, é provável que os ajustes e o diagrama sejam refeitos para a otimização da atuação dos vários níveis de proteção e adequação quanto às condições apresentadas de seletividade.

Para o caso da unidade temporizada dos relés de sobrecorrente (função ANSI 51), deve ser definido o padrão de curva que caracterizará a atuação da proteção, conforme apresentado na Figura 20. Na Seção 2.2.2, estão descritos os tipos de curvas e algumas de suas variações, de acordo com os padrões utilizados. Ainda, devem ser feitos os ajustes na função temporizada quanto à partida (*pickup*) no que se refere ao valor da corrente de *pickup*  $I_p$  – ou corrente de partida – e ao *time dial*, sendo esse o parâmetro de tempo de operação do relé. A corrente  $I_p$  pode ser expressa referida ao primário ou ao secundário do TC, segundo a relação de transformação de corrente RTC do transdutor. Esses parâmetros fazem referência tanto à proteção de fase quanto de neutro dos relés de sobrecorrente.

Por outro lado, a unidade instantânea (função ANSI 50) compõe a região da curva de disparo responsável pelas proteções de correntes de alta magnitude, da ordem de um curto-circuito. O ajuste dessa região deve ser realizado de forma a proteger o sistema da menor corrente de curto-circuito, porém, tomando cuidado para não sensibilizar o relé para as correntes de magnetização dos transformadores. O ajuste da região de atuação instantânea deve ser mínimo, com objetivo de minimizar o tempo em que o sistema está submetido à uma corrente de alta magnitude. Segundo CEMIG (2005), o ajuste instantâneo do relé do disjuntor geral deve ser superior, no máximo, 5% do valor da corrente de magnetização dos transformadores  $I_m$ .

Na calibração dos relés foi padronizada a utilização de curvas de tempo inverso conforme padrão ANSI/IEEE, exceto o caso do disjuntor da concessionária de energia,. Segundo dados fornecidos pela CEEE, os relés responsáveis pelo PAL13 e RIN10 possuem o padrão de curvas IEC.

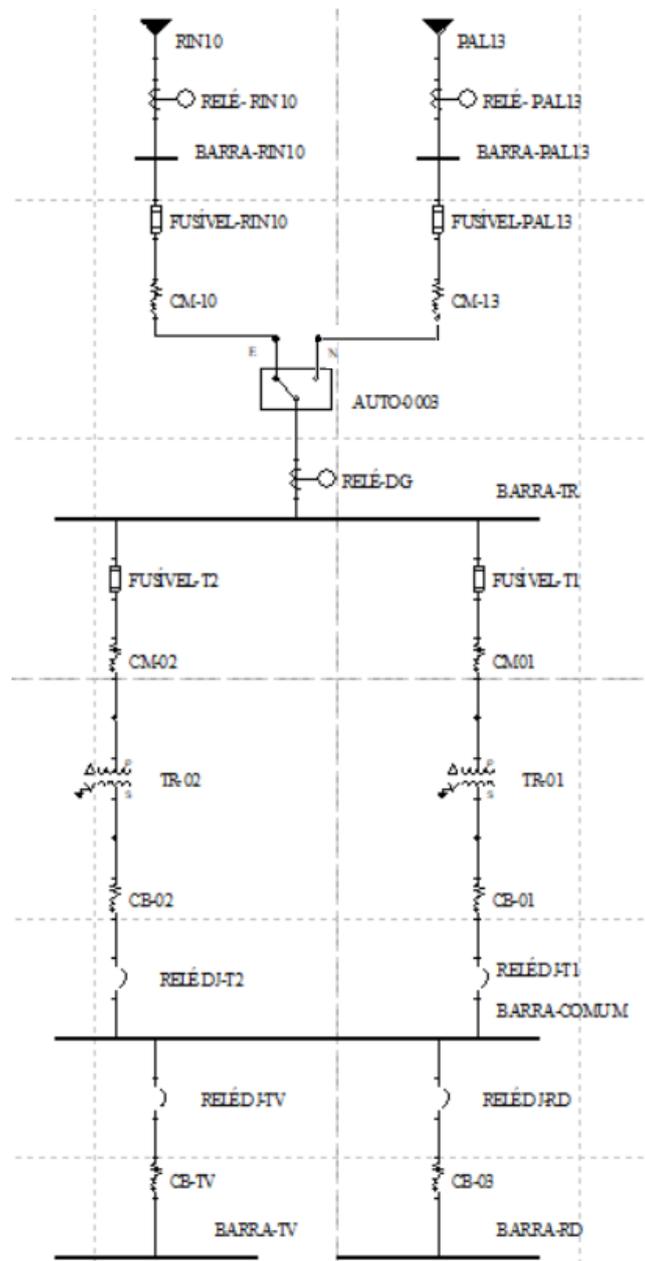
O estudo de seletividade entre os relés será baseado na análise gráfica das curvas de disparo dispostas no coordenograma dos dispositivos de proteção. No Apêndice A encontram-se os parâmetros a serem inseridos no software PTW, utilizando o módulo de estudo CAPTOR, e será analisado a seletividade da instalação de acordo com às diferentes fontes de alimentação do sistema elétrico.

As curvas de disparo foram analisadas sob a perspectiva do caminho de alimentação dos ramais de derivação e do sistema gerador, ambos se referindo às fontes de alimentação operantes.

### 3.3.1. Caminho dos Ramais de Derivação

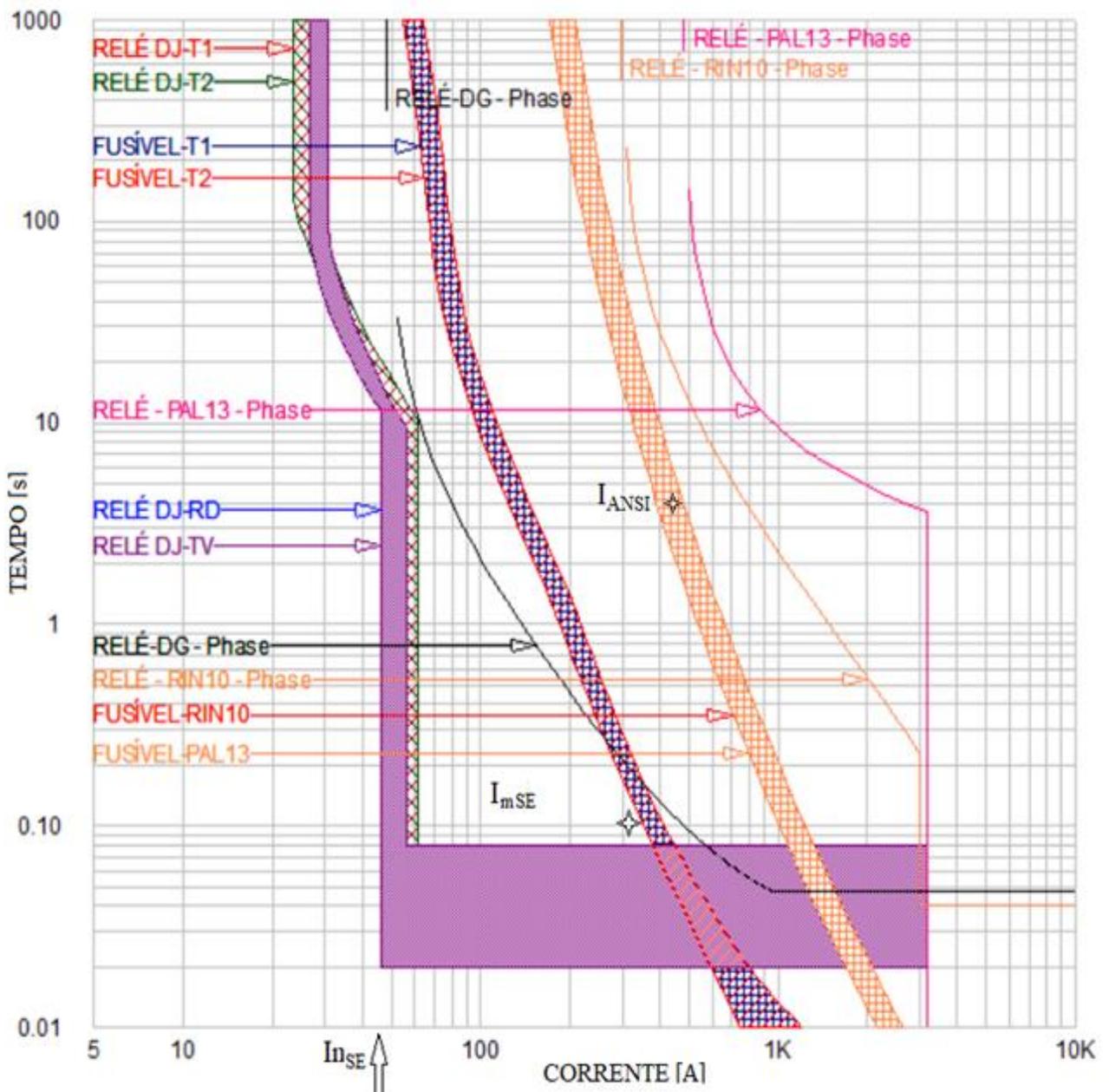
Os dispositivos de proteção do caminho que compreende à alimentação da Barra dos transformadores, da TV e da Rádio, ajustados com os parâmetros do APÊNDICE A, foram simulados e as curvas de disparo dos dispositivos de fase e neutro estão apresentadas na Figura 38 e Figura 41, respectivamente, dispostas no coordenograma a fim de se realizar a análise gráfica da seletividade. Os dispositivos de proteção estão dispostos conforme Figura 37.

Figura 37 – Diagrama Unifilar das proteções no caminho de alimentação dos ramais da concessionária



O relé de proteção da CEEE do alimentador PAL13 é um relé modelo GE DMS, o qual não existe na biblioteca do software PTW. Dessa forma, foi eleito o relé GE 350 para realizar a simulação uma vez que possuía o mesmo padrão, com atendimento às mesmas normas do modelo DMS (IEC, conforme padrão da concessionária) e possibilitou a inserção de todos os parâmetros relevantes para a calibração.

Figura 38 – Curvas de disparo dos relés de fase no caminho de alimentação dos ramais da concessionária



Conforme pode ser observado, estão apresentadas apenas as curvas das proteções de fase. Os pontos de corrente de magnetização  $I_m$  e o ponto ANSI dos transformadores estão

indicados na Figura 38. Ainda, correntes de curto-circuito máxima e mínima obtidas, tomando como referência a média tensão, podem ser observadas através das indicações.

Primeiramente, com a análise das curvas e pontos da Figura 38, é possível observar que os relés de proteção da rede de distribuição (Relé RIN10 e Relé PAL13) estão com as curvas de disparo acima da curva de atuação do relé do Disjuntor Geral e demais dispositivos da instalação, ou seja, devidamente seletiva, evitando a atuação intempestiva da proteção do ramal frente à uma falha na instalação do consumidor.

A corrente de magnetização dos transformadores, para um tempo de 0,1 segundo, está abaixo da curva do fusível de proteção e do relé SEPAM, responsável pelo Disjuntor Geral. A corrente de magnetização equivalente do conjunto de transformadores tem o valor de  $I_{m_{TR01}} = 334,4A$  para 0,1 segundo e a curva de mínimo disparo do fusível a montante é, para 0,1 segundo, aproximadamente, igual a 353A. Por sua vez, o relé do DG apresenta uma corrente de 475A para um tempo de 0,1 segundo. O fusível de entrada e os relés da concessionária de energia possuem ajustes superiores à esses, conforme comentado, de forma seletiva. Dessa forma, os dispositivos estão satisfazendo a condição inferior de ajuste dos relés, evitando a atuação frente à uma condição normal de operação da subestação.

O ponto ANSI dos transformadores apresentado na Figura 38 é referente a cada equipamento, com um valor  $I_{ANSI} = 432A$  para um tempo de 4 segundos, conforme Seção 3.2. Os pontos estão protegidos pelo relé SEPAM do Disjuntor Geral e pelo fusível dos transformadores – muito próximo, porém abaixo da curva de máxima interrupção do fusível de entrada da instalação. Dessa forma, os transformadores estão protegidos de uma corrente elétrica que caracterize uma sobrecarga ou uma falta sustentada na instalação à jusante do dispositivo ou no próprio transformador, considerando um tempo de duração do evento de 3 segundos.

A função temporizada do relé do DG (relé SEPAM) é ajustada com a sua corrente de partida  $I_p$  um pouco acima da corrente nominal da subestação. Conforme comentado, segundo a CEMIG (2005), a corrente de ajuste da unidade temporizada do relé deve ser  $1,1 \times I_{n_{SE}}$ . Além disso, a região instantânea deve estar acima da corrente de magnetização dos trafos uma vez que estão à montante dos mesmos, porém não excessivamente, com o objetivo de evitar a exposição da instalação à uma corrente de magnitude elevada. Por sua vez, os fusíveis T1 e T2 apresentados na Figura 38 são indicados conforme projeto para uma corrente nominal de 32A, dispositivo que não foi encontrado na biblioteca do programa. Dessa forma, utilizou-se um

relé de 30A da SCHNEIDER, o qual apresenta uma intersecção com a curva de disparo do relé do DG. Nessa situação, parcela da região de intersecção se refere à uma coordenação entre os dispositivos, fazendo o DG atuar frente à uma corrente inferior à 145A e apresentando seletividade entre os dispositivos para uma corrente acima de 220A. A situação de coordenação apresentada representa a relação entre um dispositivo de proteção primária e de retaguarda para o transformador. Em caso ideal, deveria haver um disjuntor motorizado controlado por relé, coordenado com o fusível e dedicado à proteção do transformador. Ou seja, em caso de uma falha ou sobrecarga, o relé seria o responsável pelo comando de abertura do disjuntor para extinção da falta, de forma coordenada, e em caso de falha de atuação, o fusível atuaria.

Como pode ser observado, a curva do relé do DG está próxima da curva dos disjuntores DJ-T1 e DJ-T2. Seria indicado a mínima alteração do *time delay* do relé, deslocando a curva para cima – alteração temporal – não prejudicando significativamente a proteção na região da unidade instantânea. Essa alteração deve ser realizada considerando que deve-se deslocar a curva dos DJ-T1 e DJ-T1 a ponto de reduzir a intersecção com os disjuntores de carga DJ-TV e DJ-RD.

Um outro ponto de melhoria no ajuste das proteções de fase seria deslocar a curva dos relés de proteção da barra comum, identificados como relé DJ-T1 e DJ-T2, a ponto de reduzir a área de intersecção e, em caso ideal, até não haver a intersecção com as curvas do DJ-RD e DJ-TV. Na atual configuração, em caso de ocorrência de uma sobrecarga na carga da TV ou das Rádios, pode ser que os relés a jusante dos transformadores (relé DJ-T1 e DJ-T2) tenham sua unidade temporizada sensibilizada antes dos relés diretamente responsáveis pela carga sobrecarregada, causando o desligamento de toda a área atendida pelos disjuntores DJ-T1 e DJ-T2 – caso ambos atuem. Em caso de não haver a intersecção entre as curvas de disparo, teoricamente, não há a possibilidade de uma atuação não seletiva, uma vez que a curva de máxima do relé a jusante não cruza com a curva de mínima atuação do relé à montante.

Uma proposta de ajuste seria calibrar os relés do DJ-T1 e DJ-T2 com os seguintes parâmetros:

- $I_R = 1$  (corrente de *pickup* temporizada)
- $t_R = 1$  segundos (*tripping delay*)
- $I_{sd} = 2$  (corrente de *pickup* instantânea)

Considerando a corrente nominal da subestação, conforme Seção 3.2., como sendo  $I_{n_{SE}} = 41,8A$ , a corrente de partida do relé SEPAM do DG pode ser ajustada para  $I_p = 1,1 \times I_{n_{SE}} = 45,98A$ . Ainda, conforme comentado, o *time delay* deve ser aumentado para não seccionar com a curva do DJ-T1 e DJ-T2 após o deslocamento. Dessa forma os ajustes abaixo poderiam ser realizados, onde  $I_s$  representa o múltiplo da corrente nominal do primário do TC.

- $I_s$ , IDMT = 0,23 (corrente de *pickup* temporizada)
- IEEE Ext. Inv. Sec – 0.26 (*time delay*)

Os ajustes nos parâmetros dos DJ-T1 e DJ-T2 são alterados no dispositivo *micrológico* 2.0A conforme Figura 39, resultando em uma configuração geral, a partir dos ajustes propostos, conforme apresentado na Figura 40. Um ponto relevante é que no ajuste do programa PTW não há a possibilidade de calibrar  $I_{sd} = 2,4$ , conforme o projeto, mas apenas para  $I_{sd} = 2,5$ .

Figura 39 – Ajuste de parâmetros do relé Micrologic 2.0A

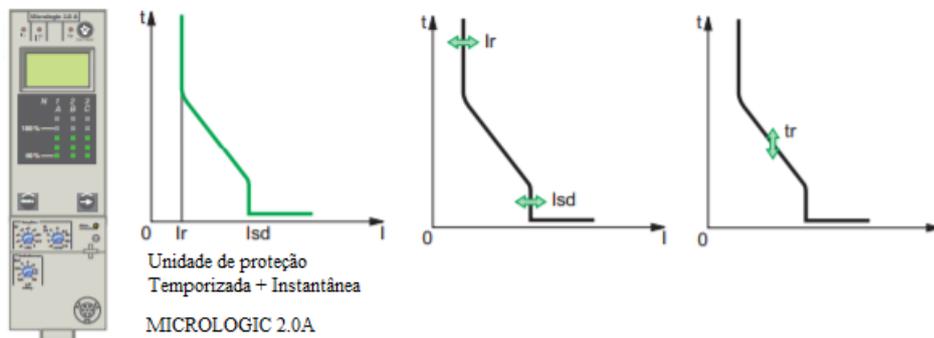
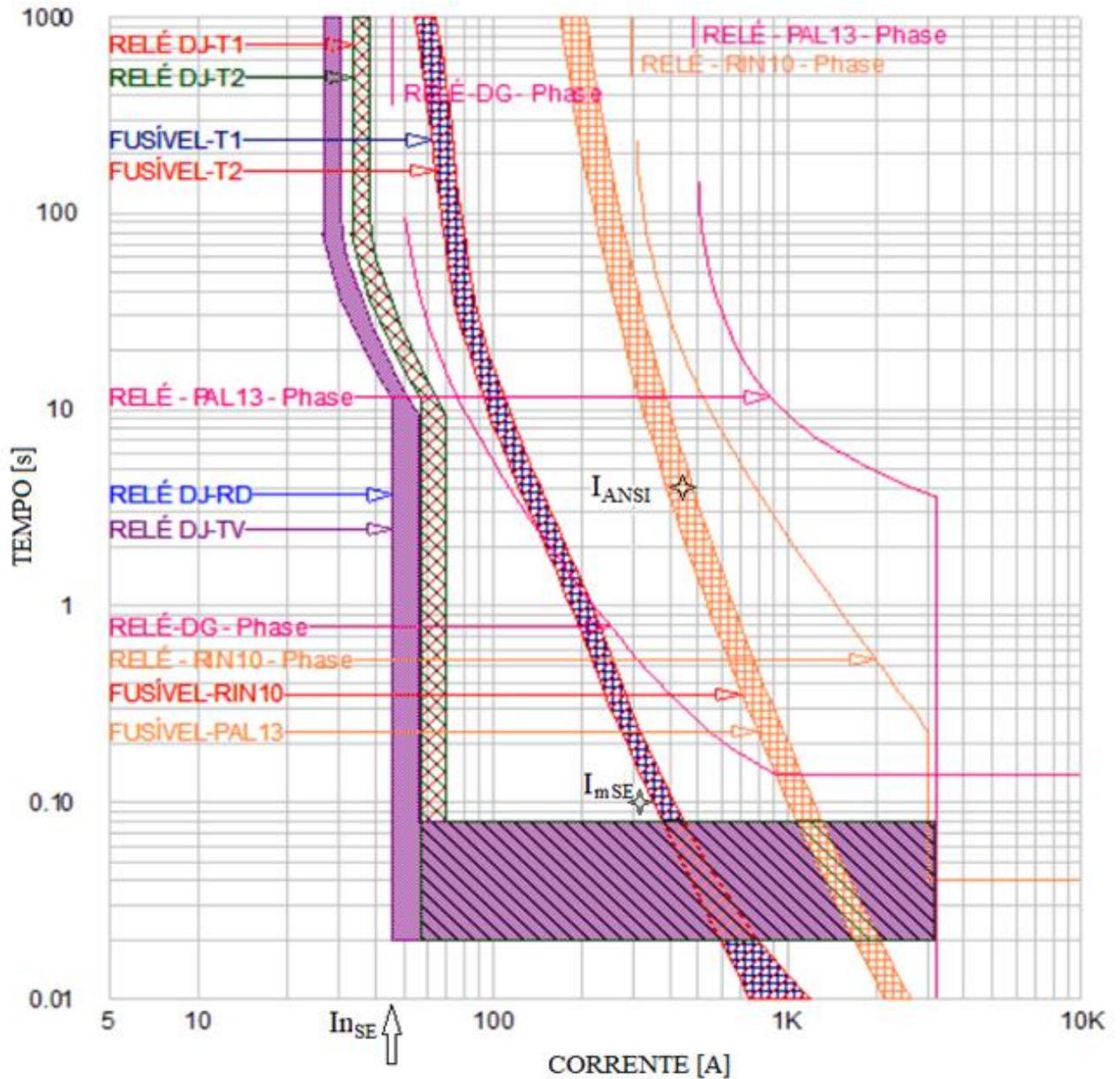
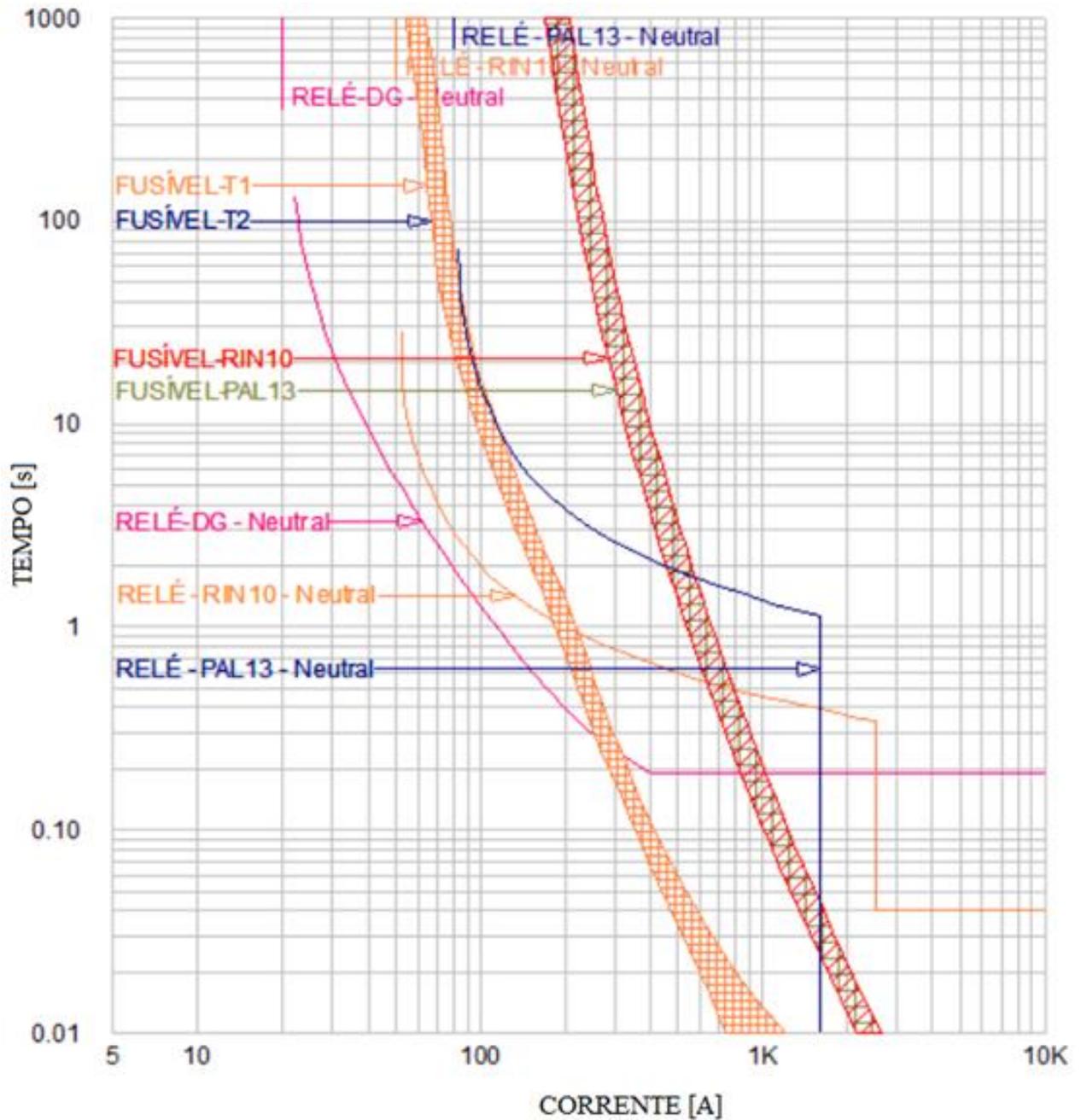


Figura 40 – Ajuste na curva dos disjuntores DJ-TR e DG



Por sua vez, as curvas de disparo dos relés de neutro estão apresentadas na Figura 41, onde é possível observar a presença apenas dos equipamentos de média tensão. Os dispositivos Micrologic 2.0A não foram configurados para a proteção de relé de neutro – ou pelo menos não foi estipulado em projeto – e este modelo contempla todos os relés de baixa tensão.

Figura 41 – Curvas de disparo dos relés de neutro no caminho de alimentação dos alimentadores.



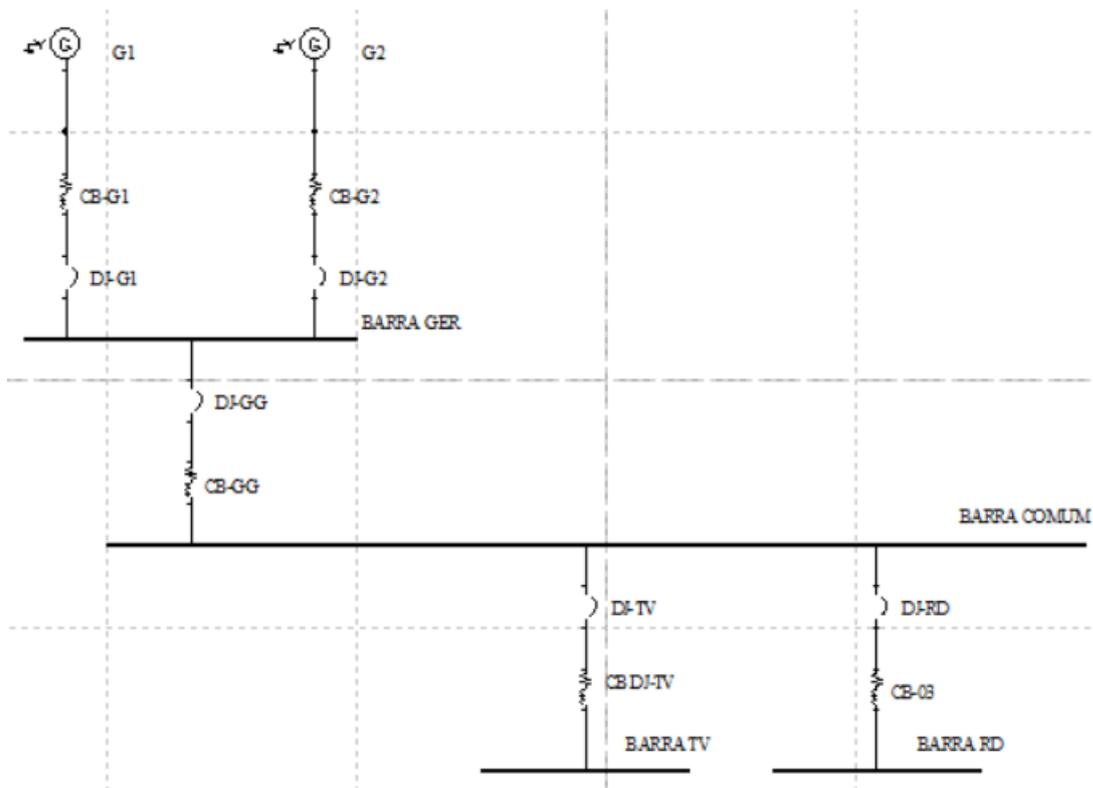
Segundo CEMIG (2005), a proteção de relé de neutro deve ter a sua corrente de partida ajustada para ser no máximo o valor de 1/3 da corrente do relé de fase. Dessa forma, a corrente de partida da média é  $I_p \approx 16A$ . Analisando a Figura 41, a corrente de disparo da unidade temporizada do relé do DG é 20A. Dessa maneira, se propõe o ajuste do parâmetro  $I_{s0}$  (corrente de *Set Point*, segundo o fabricante) para redução da corrente de partida do relé de neutro, código ANSI 51N do relé SEPAM. Porém, o dispositivo tem seu limite inferior de ajuste para  $I_{s0} =$

0,1, sendo esse um multiplicador da corrente nominal do primário do TC, a qual é 200A, resultando em uma corrente mínima de 20A.

### 3.3.2. Caminho do Grupo Gerador

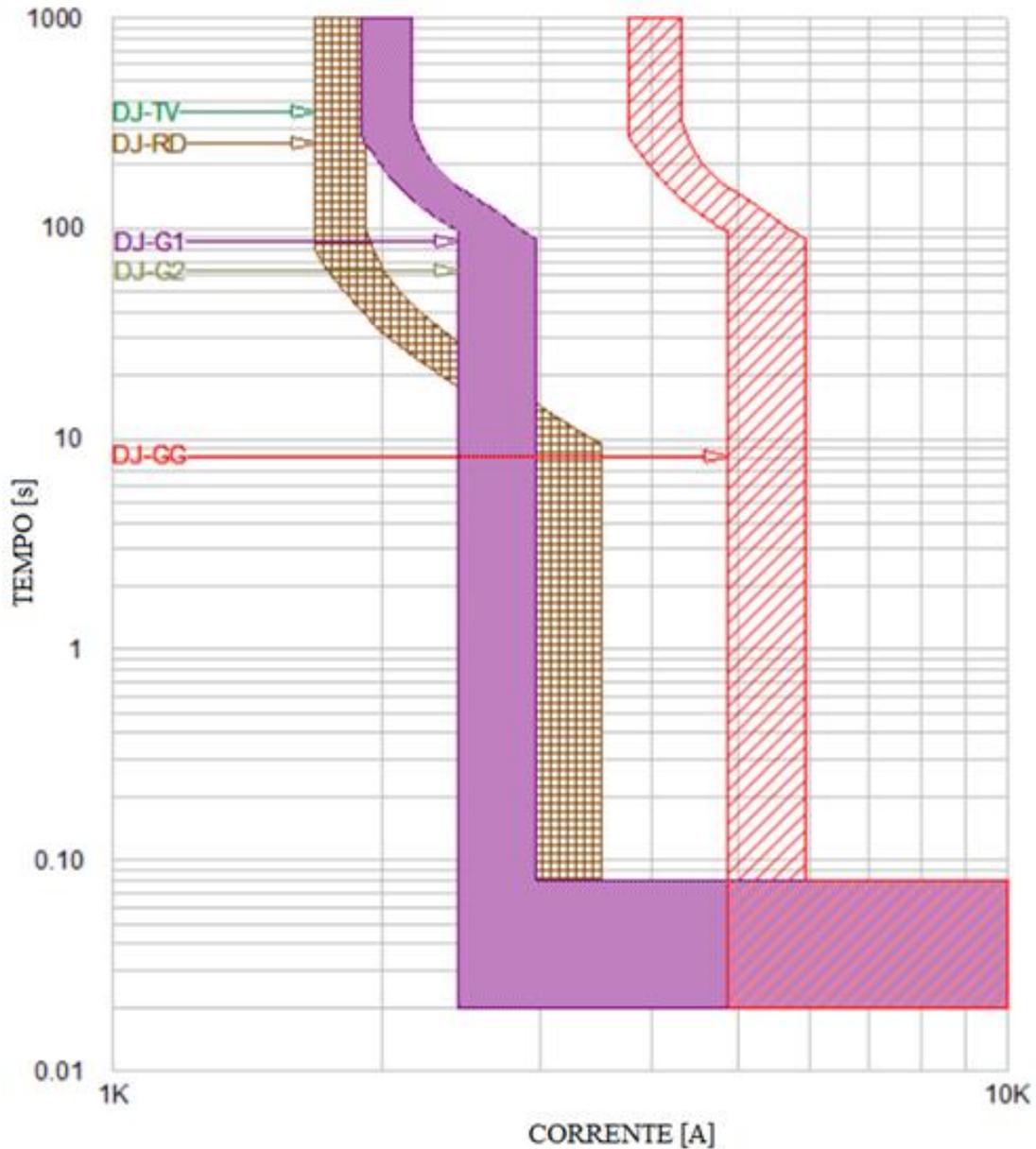
Da mesma forma que realizado para os ramais de distribuição, a seletividade das proteções do caminho de alimentação proveniente do grupo gerador pode ser analisada pelo coordenadograma da Figura 43 e pelo diagrama unifilar da Figura 42.

Figura 42 - Diagrama Unifilar das proteções no caminho de alimentação dos geradores



A simulação dessa parte da instalação se mostrou menos trabalhosa, uma vez que apresenta os mesmos modelos de dispositivos e, conseqüentemente, mesmos parâmetros para ajuste e perfil das curvas de disparo. Dessa forma, essa simulação resultou em um estudo direcionado para o relé Micrologic 2.0A, inserindo os dados de calibração de projeto, conforme APÊNDICE A, e revisados após a simulação.

Figura 43 – Curvas de disparo dos relés no caminho de alimentação dos geradores.



O DJ-GG se apresenta de forma seletiva com os disjuntores DJ-G1 e DJ-G2, sem intersecção entre as curvas de disparo. Ou seja, em caso de ocorrência de uma falta ou de uma sobrecarga, primeiramente os disjuntores DJ-G1 e DJ-G2 serão sensibilizados, extinguindo o evento. Considerando a operação em paralelo dos geradores, a divisão da corrente entre os dois ramais de conexão com o grupo gerador faz com que o ajuste de corrente de *pickup* da unidade temporizada do relé do DJ-GG seja o dobro da corrente de *pickup* dos relés dedicados dos geradores. O DJ-G1 e DJ-G2 estão ajustados para  $I_{p_{G1/G2}} = 1800A$  e o DJ-GG para  $I_{p_{GG}} = 3600A$ , satisfazendo a condição apresentada. Caso ambos os geradores alimentassem o sistema

apenas de forma isolada, o gráfico da Figura 43 poderia ter a seletividade analisada diretamente, ou seja, evitando a intersecção entre a curva do DJ-GG e dos disjuntores DJ-G1 e DJ-G2.

Por sua vez, a curva de disparo do DJ-G1 e DJ-G2 está a frente da curva dos disjuntores DJ-RD e DJ-TV na região de *trip* instantâneo. Essa configuração permite com que ocorra uma atuação indesejada dos disjuntores de alimentação do grupo gerador frente à uma falha em uma das cargas do sistema. Ou seja, por exemplo, em caso de uma falha na carga da TV, os relés do grupo gerador poderiam ser sensibilizados (para uma corrente na faixa de 2500A a 3000A, aproximadamente) e, considerando a atuação de ambos os disjuntores DJ-G1 e DJ-G2, interromperia o fornecimento de energia tanto para a carga da TV como para a carga das Rádios. Devido à configuração de alta redundância de fontes de alimentação do sistema, essas cargas não seriam desligadas efetivamente, uma vez que há possibilidade de atuação do sistema No-break e possível comutação para os ramais dos alimentadores, dependendo das condições da rede e parâmetros dos controladores. Dessa forma, é sugerido que seja realizado o deslocamento das curvas de disparo dos disjuntores dos geradores e do disjuntor geral dos geradores DJ-GG, resultando nos ajustes dos parâmetros de calibração abaixo, para ambos os equipamentos:

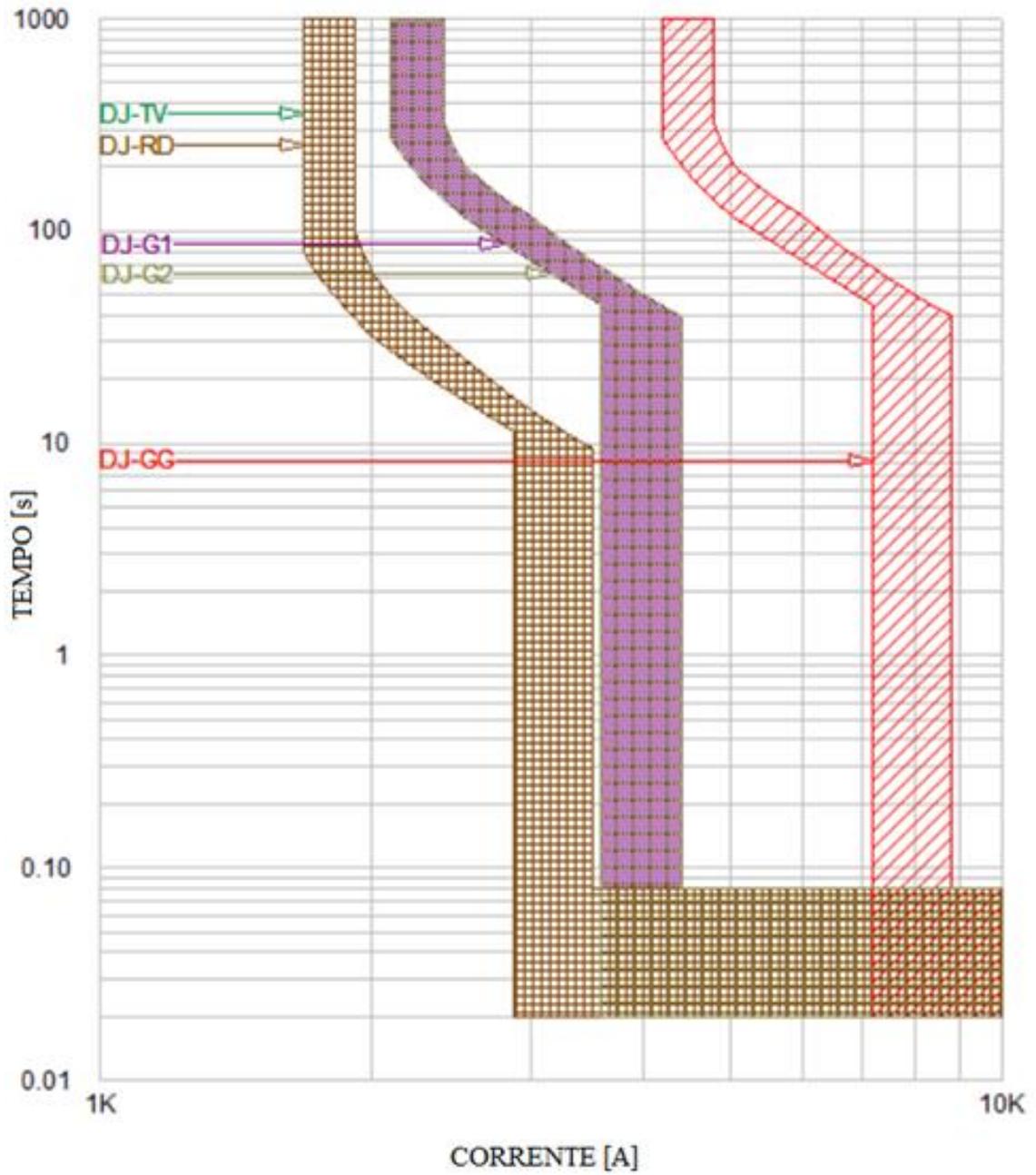
$$- I_R = 0,95 \quad (\text{corrente de } pickup \text{ temporizada})$$

$$- t_R = 4 \text{ segundos} \quad (\text{tripping delay})$$

$$- I_{sd} = 2 \quad (\text{corrente de } pickup \text{ instantânea})$$

Com os ajustes realizados acima, é possível obter a disposição das curvas no coordenadograma da Figura 44, onde observa-se a presença da curva dos relés de carga, DJ-RD e DJ-TV, abaixo da curva dos relés dos geradores, DJ-G1 e DJ-G2.

Figura 44 – Ajuste proposto na curva dos disjuntores dos geradores DJ-G1 e DJ-G2



#### 4. CONCLUSÃO

O estudo de caso apresentado visou desenvolver conhecimentos vistos de forma não aprofundada nas disciplinas de graduação. Os resultados obtidos corresponderam às expectativas iniciais, tanto com relação à aplicação do projeto de seletividade para garantir uma operação correta das proteções frente à falhas no sistema elétrico como ao desejo de aprendizado por parte do aluno na área de proteções e confiabilidade na operação de um sistema elétrico de potência.

Como um elemento de partida para o estudo de caso realizado, a apresentação da instalação e a descrição detalhada dos equipamentos que envolviam o projeto de seletividade foi de extrema importância para o levantamento de parâmetros relevantes para o trabalho. Além disso, se mostrou essencial o entendimento do funcionamento do sistema, com as possibilidades de redundâncias, capacidade de equipamentos e nível de significâncias das cargas conectadas às barras da instalação. Foi possível concluir que o conhecimento da criticidade de uma carga para a instalação pode alterar os propósitos de um projeto de seletividade.

A utilização de ferramentas como *softwares* de simulação de sistemas elétricos, de coordenação e seletividade de curvas de disparo de dispositivos de proteção e a representação de modelos de equipamentos com características específicas se mostraram de grande utilidade, tanto do ponto de vista de precisão e confiança dos dados obtidos, como pela agilidade na obtenção de resultados. Especificamente, o software Power Tools for Windows (PTW) se mostrou uma ferramenta muito útil, de fácil utilização, com um suporte extremamente prestativo por parte da empresa, possibilitando a inclusão de dispositivos não existentes no banco de dados da biblioteca do programa. A possibilidade de caracterização dos dispositivos através de componentes simétricas permite a inserção direta de parâmetros de cálculo, facilitando o entendimento do sistema, resolução de problemas e a análise dos resultados através de cálculos manuais. Além disso, a facilidade de simulação para obtenção das correntes de curto circuito, das impedâncias equivalentes em cada ponto do circuito e os ajustes dos parâmetros das curvas de disparo dos dispositivos de proteção se mostrou uma grande vantagem em utilizar o programa para projetos de seletividade.

Os valores obtidos de curto-circuito foram validados através de cálculos manuais, utilizando o sistema por unidade (*p.u.*), o qual possui grande aplicação no curso de engenharia elétrica, e conceitos de componentes simétrica, o qual se mostrou um método extremamente

eficiente para a resolução de sistemas elétricos desequilibrados por uma falha. Comparando os valores obtidos através dos cálculos e os valores simulados, o erro relativo obtido se apresentou insignificante frente à grandeza das correntes de curto-circuito, confirmando a eficiência de ambas as maneiras de realização de um projeto de seletividade. Além disso, os valores obtidos se apresentaram de acordo com os ajustes das proteções da atual instalação elétrica do Site de Transmissão do Morro da Polícia (Porto Alegre), justificando o projeto realizado.

A obtenção das curvas de disparo dos dispositivos de proteção foram obtidas através dos ajustes dos parâmetros propostos pelo programa PTW. Todos os parâmetros de projeto puderam ser inseridos para caracterização dos componentes, mérito da qualidade do *software* e do correto estudo e descrição do equipamento. De modo geral, análise gráfica da disposição das curvas se mostrou um método eficiente para avaliação da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção.

O estudo dos diferentes tipos de configuração de proteções utilizando relés, fazendo referência à proteção de sobrecorrente, direcional e diferencial, se mostrou necessária para obter a visão da aplicação dos equipamentos e, conseqüentemente, a possibilidades de melhorias nas proteções de uma instalação. Foi observado que a instalação utilizada para estudo de caso apresenta apenas proteções de sobrecorrente para proteção primária e de retaguarda. Caso haja espaço físico para sua implantação, uma possibilidade de melhoria na confiabilidade da proteção dos equipamentos que compõe a instalação é utilizar a proteção diferencial para salvaguardar os transformadores, uma vez que são componentes extremamente essenciais na instalação e a configuração diferencial é indicada para a proteção desse tipo de equipamento.

Os dispositivos de proteção que compõe atualmente a instalação apresentaram-se, de modo geral, de acordo com os parâmetros de curto-circuito e proteção de equipamentos. Do ponto de vista de seletividade, realizando a análise gráfica das curvas de disparo, o disjuntor geral da instalação, comandado através do relé SEPAM, apresentou uma intersecção com as curvas dos fusíveis de proteção dos transformadores. Ou seja, em caso de ocorrência de uma corrente na magnitude da faixa da intersecção, o relé do disjuntor geral pode ser sensibilizado antes da atuação dos fusíveis do TR-01 e TR-02, retirando o caminho de alimentação dos ramais da concessionária. Além disso, os relés de proteção das cargas, tanto da TV como das Rádios, apresentaram uma intersecção com as curvas de disparo dos relés a jusante dos transformadores, responsáveis pela proteção da Barra Comum. Esse fato, novamente, pode sensibilizar os relés de alimentação da Barra Comum antes de ser notado pelos relés de proteção das cargas e, em caso de atuação de ambos os DJ-T1 e DJ-T2, a Barra Comum será desenergizada. Foi possível

elaborar uma proposta de ajuste uma vez que os dispositivos instalados permitiam a alteração dos parâmetros propostos para obtenção da seletividade.

De modo geral, o desenvolvimento do estudo de seletividade do Site de Transmissão do Morro da Polícia mostrou a importância da análise de seletividade durante com a realização de um projeto das proteções de uma instalação com o objetivo de agregar confiabilidade na operação de um sistema elétrico de potência. Ainda, a aplicação desse tipo de conceito para a instalação utilizada como estudo de caso se apresentou de acordo com as premissas de projeto da empresa para com a área de sistemas elétricos e ratificou a importância do investimento em tecnologias e projetos avançados para as proteções que compõe a instalação.

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. Piscataway, NJ: Wiley-IEEE, 2003.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**, Módulo 8. 1.ed. rev. 2010.
- CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. São Paulo, SP: E. Blücher, 1977.
- CEEE; AES SUL; RGE. **Regulamento de Instalações consumidoras (RIC)**. 5. ed. [S.I.]: 2011.
- CEMIG. **Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão: rede de distribuição aérea ou subterrânea**. 1. ed. Belo Horizonte, MG: 2005.
- GROSS, C. A. **Power system analysis**. 2. ed. New York, US: 2013.
- HOROWITZ, S.H.; PHADKE, A.G. **Power System Relaying**. 4. ed. England: Ed. Research Studies Press LTD, 1993.
- KINDERMAN, G. **Curto-circuito**. 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro, RJ: Editora LTC. 2010.
- MAMEDE FILHO, J.; DANIEL R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.
- MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.
- O SETOR ELÉTRICO. **Proteção de Falta à Terra**. 1. ed. [S.I.]: 2010.
- PAPENKORT, F. **Esquemas elétricos de comando e proteção**. 2.ed. rev. e ampl. São Paulo: EPU, 1989.
- ROEPER, R.; SIEMENS S.A. **Correntes de curto-circuito em redes trifásicas**. São Paulo: Nobel, 1990.
- SILVA, E. C. **Proteção de sistemas elétricos de potência: guia prático de ajustes**. 1. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2014.

## APÊNDICE A – Calibração dos Relés

### **RELÉ PAL13 – GE Multilin 350, função 50P(N)/51P(N)**

RTC: 160 (800/5)  
50F: TAP – 20 (equivalente a 3200A no primário)  
51F: TAP – 3 (equivalente a 480A no primário)  
 Tipo de curva: DMS – NI (Normally Inverse)  
 IEC – Curva A  
 Time Dial: 0,30

#### Configurações do PTW:

- 51P TOC Pickup: 0,6
- IEC Curves A: 1
- 50P IOC Pickup: 4

50N: TAP – 10 (equivalente a 1600A no primário)  
51N: TAP – 0,5 (equivalente a 80A no primário)  
 Tipo de curva: DMS – NI (Normally Inverse)  
 IEC – Curva A  
 Time Dial: 0,20

#### Configurações do PTW:

- 51N TOC Pickup: 0.1
- IEC Curves A: 0,5
- 50N IOC Pickup: 2

### **RELÉ RIN10 – ABB REF 620, função 67/50/51P(N)**

RTC Fase: 160 (800/5)  
50F: Partida – 3,75xIn Primário: 3000A Secundário: 18,75A  
51F: Partida (%) – 0,37 Primário: 290A Secundário: 1,85A  
 Multiplicador Partida – 1  
 Tipo de Curva: IEC Ext. inv. – IEC EI (Extremamente Inversa)

Configurações PTW:

- 67/51P: 0,37
- IEC Ext. Inv.: 0.3
- 67/50P-1: 3,75

RTC Neutro: 100 (100/1)

51N: Partida – 3,13xIn Primário: 2500A Secundário: 15,65A

51N: Partida (%) – 0,1 Primário: 50A Secundário: 0,5A

Tempo (ms): 40

Tipo de Curva: IEC Norm. inv. – IEC NI (Normalmente Inversa)

Configurações PTW:

- 67/51N: 0,5
- IEC Norm. Inv.: 0,2
- 67/50N-1: 25

**RELÉ DG – SEPAM Séries 20, função 50P(N)/51P(N)**

RTC: 40 (200/5)  $\therefore I_n = 200A$

IDMT Fases:

Set Point:  $I_s = 1,2$  (40 x 1,2 = 48A)

Time Dalay:  $T = 0,1s$

Curva: EIT (Extremely Inverse Time, ANSI)

Configurações do PTW:

- $I_s$ , (Sum of CT's): 0.24
- IEEE Ext. Inv, Sec.: 0,1s

IDMT Neutro:

Set Point:  $I_s = 0,5$  (40 x 0,5 = 20A)

Time Dalay:  $T = 0,4s$

Curva: EIT (Extremely Inverse Time, ANSI)

Configurações do PTW:

- $I_s$ , (Sum of CT's): 0,1
- IEEE Ext. Inv, Sec.: 0,4s

### **RELÉ DJ-T1/DJ-T2 – Masterpact NW 2.0A LSI, ANSI**

$$I_n = 2000A$$

$$\text{FASE: } I_R = 0,7I_n \quad (I_R = 1400A)$$

$$T_R = 2s$$

$$I_i = 2,5I_n \quad (I_i = 4800A)$$

Configurações PTW:

- $I_R/T_R$  (R 0,4 – 1,0 x S) = 0,7  $\therefore$  2
- $I_{Sd}$  (1,5 – 10 x S) = 2,5

### **RELÉ DJ-RD/DJ-TV – Masterpact NW 2.0A LSI, ANSI**

$$I_n = 2000A$$

$$\text{FASE: } I_R = 0,8I_n \quad (I_R = 1600A)$$

$$T_R = 1s$$

$$I_i = 2,0I_n \quad (I_i = 4000A)$$

Configurações PTW:

- $I_R/T_R$  (R 0,4 – 1,0 x S) = 0,8  $\therefore$  1
- $I_{Sd}$  (1,5 – 10 x S) = 2,0

### **RELÉ DJ-G1/DJ-G2 – Masterpact NW 2.0A LSI, ANSI**

$$I_n = 2000A$$

$$\text{FASE: } I_R = 0,9I_n \quad (I_R = 1800A)$$

$$T_R = 4s$$

$$I_i = 1,6I_n \quad (I_i = 3200A)$$

Configurações PTW:

- $I_R/T_R$  (R 0,4 – 1,0 x S) = 0,9  $\therefore$  4
- $I_{Sd}$  (1,5 – 10 x S) = 1,6

**RELÉ DJ-GG – Masterpact NW 2.0A LSI, ANSI**

$$I_n = 4000A$$

FASE:       $I_R = 0,9I_n$     ( $I_R = 3600A$ )

$$T_R = 3s$$

$$I_i = 1,5I_n$$
    ( $I_i = 6000A$ )

**Configurações PTW:**

- $I_R/T_R$  (R 0,4 – 1,0 x S) = 0,9    ∴    3
- $I_{Sd}$  (1,5 – 10 x S) = 1,5

## APÊNDICE B – Correntes de Curto-Circuito Calculadas

### Alimentação proveniente do PAL13

Barra	Correntes de Faltas [kA]			Tensão de Base [kV]
	3F	FF	FT	
BARRA-PAL13	1812	1569,34	1181,1	13,8
BARRA-RIN10	1802	1560,5	1171,2	13,8
BARRA-TR	1805,02	1563,19	1178,45	13,8
BARRA-COMUM	34011,70	29455,00	37625,00	0,22
BARRA-RÁDIOS	28695,27	24850,83	31264,34	0,22

### Alimentação proveniente do RIN10

Barra	Correntes de Faltas [kA]			Tensão de Base [kV]
	3F	FF	FT	
BARRA-PAL13	1613,40	1397,2	1219,1	13,8
BARRA-RIN10	1621,35	1404,3	1228,7	13,8
BARRA-TR	1618,50	1401,67	1227,52	13,8
BARRA-COMUM	32602,07	28234,22	36440,68	0,22
BARRA-RÁDIOS	27724,88	24010,45	30478,42	0,22

### Alimentação proveniente dos Geradores

Barra	Correntes de Faltas [kA]			Tensão de Base [kV]
	3F	FF	FT	
BARRA-PAL13	216,10	187,05	-	13,8
BARRA-RIN10	216,15	187,08	-	13,8
BARRA-TR	216,17	187,20	-	13,8
BARRA-COMUM	18707,35	16201,03	26101,55	0,22
BARRA-RÁDIOS	17296,23	14978,98	23405,05	0,22

### ANEXO 1 – Tabela ANSI

Número	Função
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	Dispositivo 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 descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts 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 detetor 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 de 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:

50 N - 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;

59Q - Relé de sobretensão de seqüência negativa 59N - Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G);

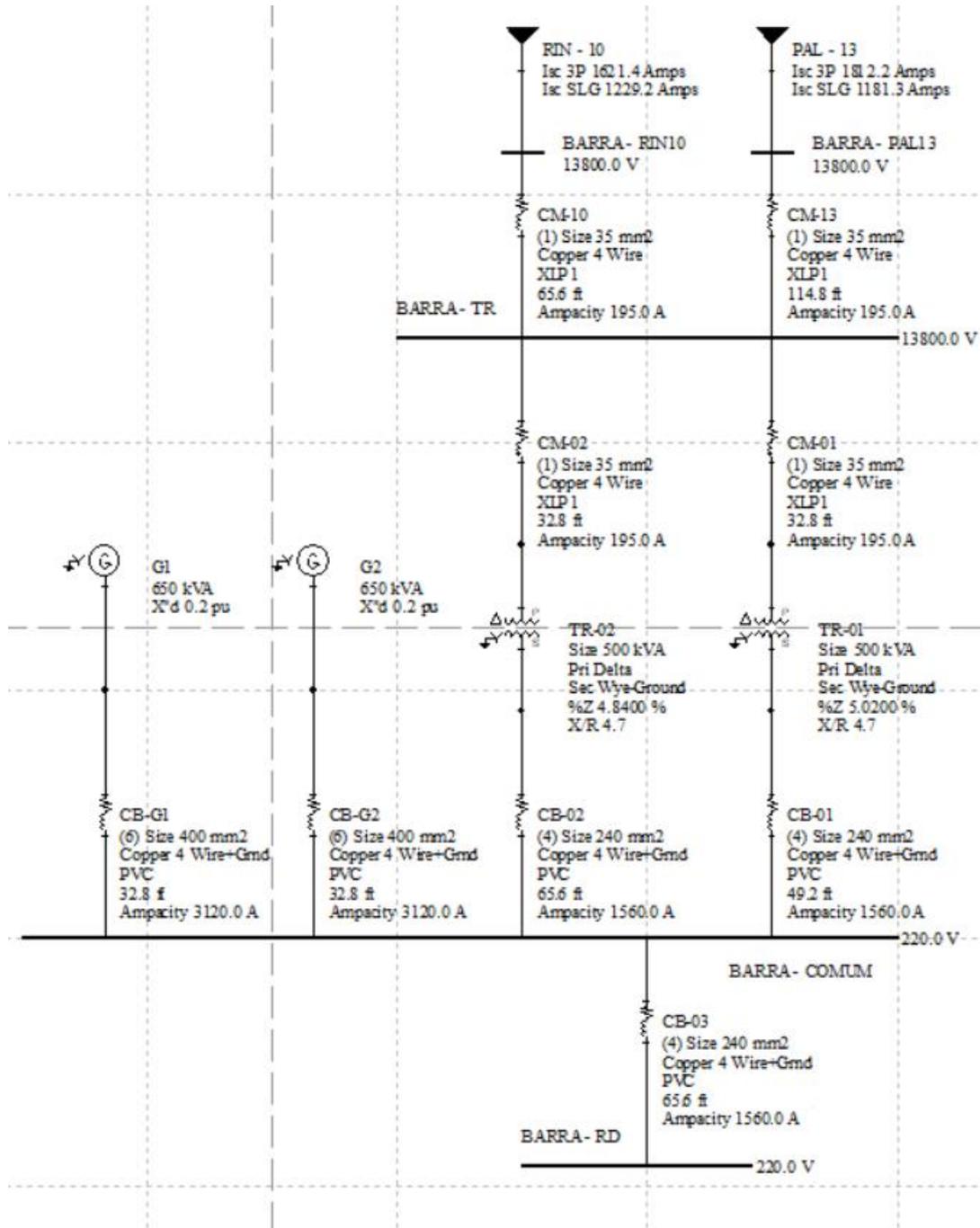
64 - Relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se 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;

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

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

67Q - Relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa.

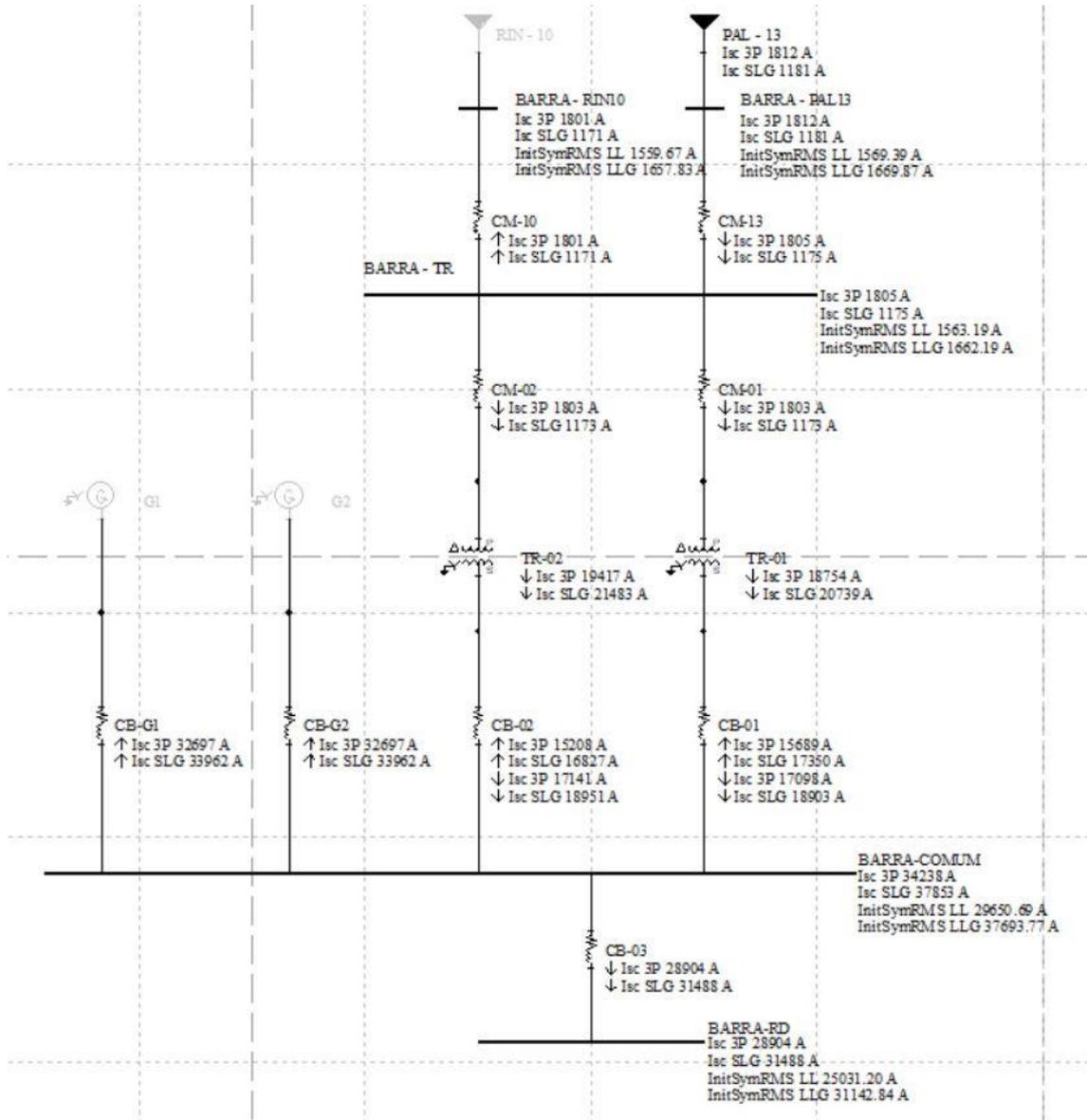
ANEXO 2 – Sistema Elétrico



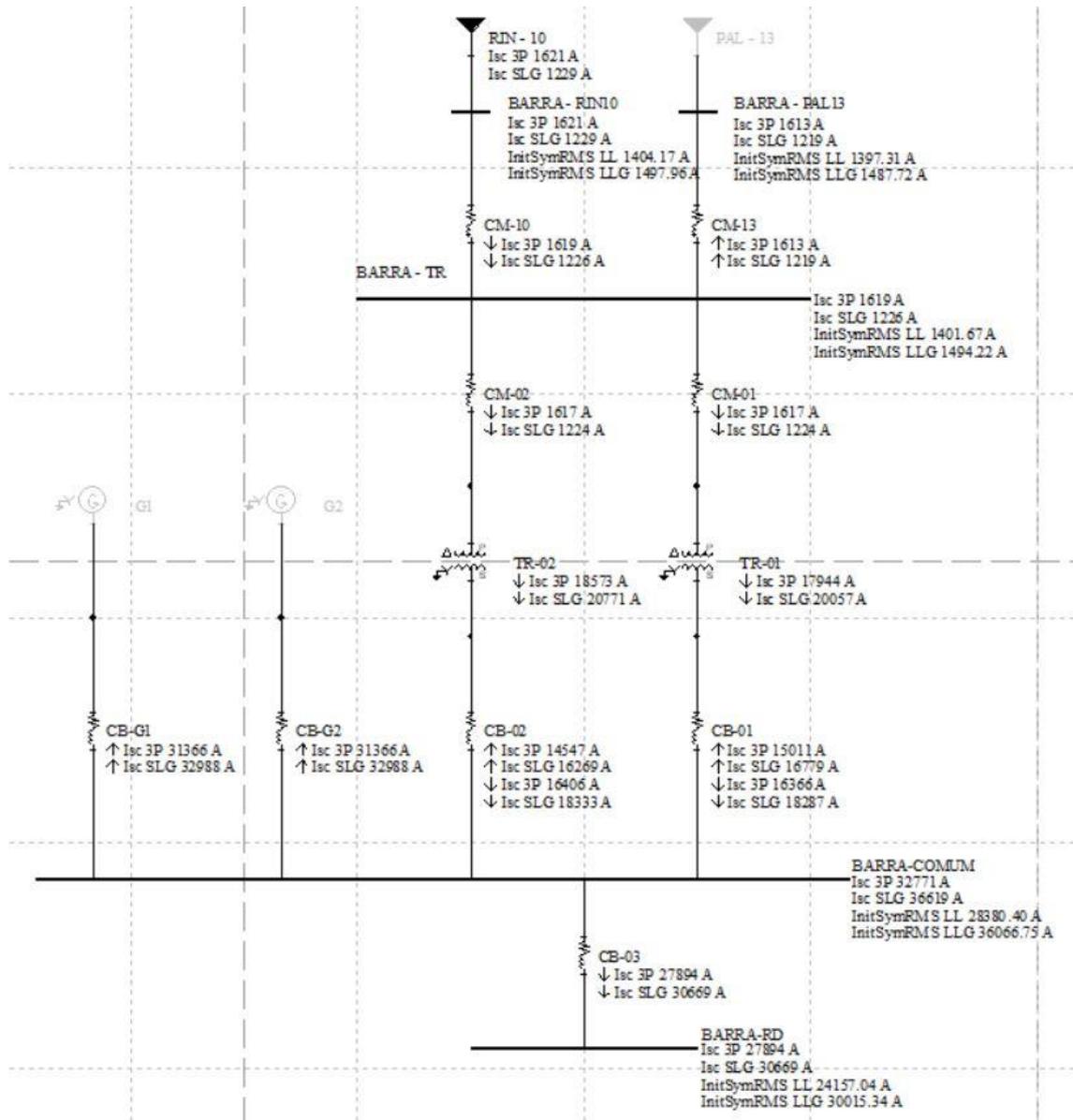
## ANEXO 3 – Dados dos Geradores Síncronos

		<b>FOLHA DE DADOS</b> <b>Alternadores Síncronos</b>								Número:				
		Data:								09-NOV-2017				
<b>Dados gerais</b>														
Cliente:														
Modelo: GTA312AIIIB														
Classe de isolamento	180°C (H)	Sistema de excitação				Brushless com bobina auxiliar								
Grau de proteção	IP21	Passo do enrolamento do estator				2/3								
Terminais	12	Camadas do enrolamento do estator				2								
Fluxo de ar (m³/s)	2.40	Número de polos				4								
Carcaça (IEC)	315	Tipo de polo				Saliente								
Refrigeração	IC01	Regulador de tensão												
Altitude (m) a.n.m.	≤ 1000	Precisão (estabilidade)				± 0.5%								
Rotação nominal (rpm) - 50Hz	1500	Corrente nominal				5A								
Rotação nominal (rpm) - 60Hz	1800	Entrada analógica				sim								
Sobrevelocidade (rpm)	2250	Entrada digital				não								
Fator potência	0.8 a 1	Corrente de pico				7A								
Resistência do estator da excitatriz a 20°C (Ohm)	15.26	Droop / TC				sim								
Resistência do estator principal a 20°C (Ohm)	0.01000	Resposta dinâmica (ms)				8 a 400								
Resistência do rotor a 20°C (Ohm)	1.72	UIF				sim								
Distorção harmônica total (sem carga) (%)	≤ 5%	Ajuste interno de tensão				± 15%								
Mancal traseiro	6316-2RSC3	Ajuste externo de tensão				± 10%								
Mancal dianteiro (B3T ou B35T)	6320-2RSC3	Tempo de resposta transiente para ΔU=20%				500 ms								
		Mancal único				Mancal duplo								
Massa do alternador (kg)		975				B35T		991		B3T		961		
Inércia WR² (kgm²)		5.6				5.0								
		50Hz				60Hz								
		Trifásico		Monofásico		Trifásico		Trifásico		Trifásico		Monofásico		
<b>Tensões (V)</b>														
Ligação Y	380	400				380	440		480					
Ligação YY	190	200				190	220		240					
Ligação Δ	220	230				220	254		277					
Ligação ΔΔ	110	115				110	127		138					
Ligação zig-zag paralelo ou triângulo duplo				190-200							220-240			
<b>Potências (kVA)</b>														
ΔT=80°C (Ta=40°C)	420	431		237		453	520		555		305			
ΔT=105°C (Ta=40°C)	481	493		271		518	596		636		350			
ΔT=125°C (Ta=40°C)	525	538		296		566	650		694		382			
ΔT=150°C (Ta=40°C)	575	590		324		620	695		742		418			
ΔT=163°C (Ta=27°C)	599	615		338		650	723		771		436			
<b>Dados Elétricos (FP=0.8 - ΔI=125°C - Ta=40°C)</b>														
Xd (%) - Reatância síncrona de eixo direto	234.1	216.8		312.2		301.5	259.2		233.0		345.6			
X'd (%) - Reatância transitória de eixo direto	17.7	16.4		23.6		22.9	19.6		17.6		26.1			
X''d (%) - Reatância subtrans. de eixo direto	13.9	12.9		18.5		18.0	15.4		13.8		20.5			
Xq (%) - Reatância síncrona de eixo em quad.	94.9	87.8		126.5		122.1	105.0		94.4		140.0			
X''q (%) - Reatância subtrans. de eixo em quad.	13.2	12.2		17.6		17.1	14.6		13.1		19.5			
X2 (%) - Reatância de seq. neg. de eixo em quad.	13.5	12.5		18.1		17.5	15.0		13.5		20.0			
X0 (%) - Reatância de sequência zero	2.3	2.2		3.1		3.0	2.6		2.3		3.4			
T'd (ms) - Cte. trans. de eixo dir. em curto-circ.	64.3	64.4		85.8		64.2	64.3		64.4		85.8			
T''d (ms) - Cte. sub. de eixo dir. em curto-circ.	1.3	1.3		1.7		1.3	1.3		1.3		1.7			
T'do (ms) - Cte. trans. de circ. aberto	868	869		1158		864	868		869		1157			
T''do (ms) - Cte. subtrans. de circ. aberto	1.6	1.6		2.2		1.6	1.6		1.6		2.2			
Ta (ms) - Cte. de curto circ. da armadura	12	12		16		12	12		12		16			
uc (V) - Tensão de excitação nominal	50.8	51.0		50.8		48.3	49.8		51.0		49.8			
ic (A) - Corrente de excitação nominal	3.3	3.3		3.3		3.2	3.3		3.3		3.3			
ic (A) - Corrente de excitação em vazio	0.4	0.6		0.5		0.3	0.4		0.6		0.5			
Icc (A) - Corrente de manutenção de curto-circuito	2452	2452		3270		2580	2580		2580		3440			
Relação de curto-circuito (Kcc)	0.23	0.26		0.31		0.17	0.21		0.24		0.28			
<b>Rendimento (%)</b>														
Fator potência	0.8	1.0	0.8	1.0	0.8	1.0	0.8	1.0	0.8	1.0	0.8	1.0		
25% de carga	92.5	94.3	92.5	94.3	85.1	86.8	93.0	94.7	93.5	95.1	93.6	95.2	86.0	87.5
50% de carga	93.7	95.3	93.8	95.5	86.2	87.7	93.9	95.4	94.4	95.9	94.6	96.1	86.9	88.2
75% de carga	93.2	95.0	93.4	95.2	85.7	87.4	93.2	94.9	93.9	95.5	94.2	95.8	86.4	87.8
100% de carga	92.3	94.3	92.6	94.6	84.9	86.8	92.2	94.0	93.0	94.8	93.4	95.2	85.6	87.2
125% de carga	91.2	93.5	91.7	93.9	83.9	86.0	91.0	93.1	92.0	94.0	92.5	94.5	84.6	86.5
Conforme normas: IEC 60034 - NBR 5117 - NEMA MG1 - VDE530 - ISO8528 - CSA. Os valores informados são típicos e sujeitos a alteração sem aviso prévio. Valores de reatâncias saturadas.														
											REV. MAI/14			

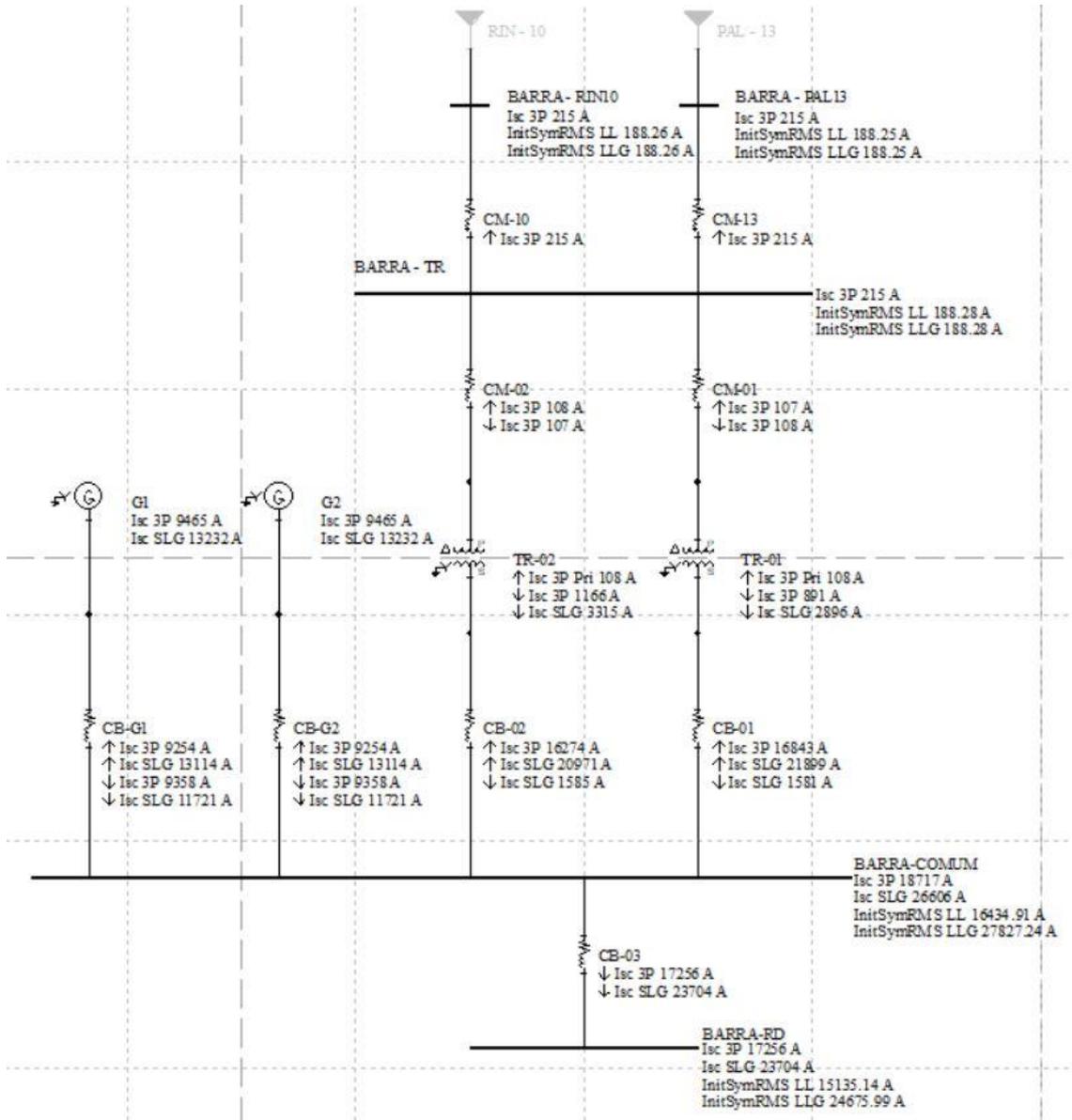
**ANEXO 4 – Simulação das Correntes de Curto-Circuito (PAL13)**

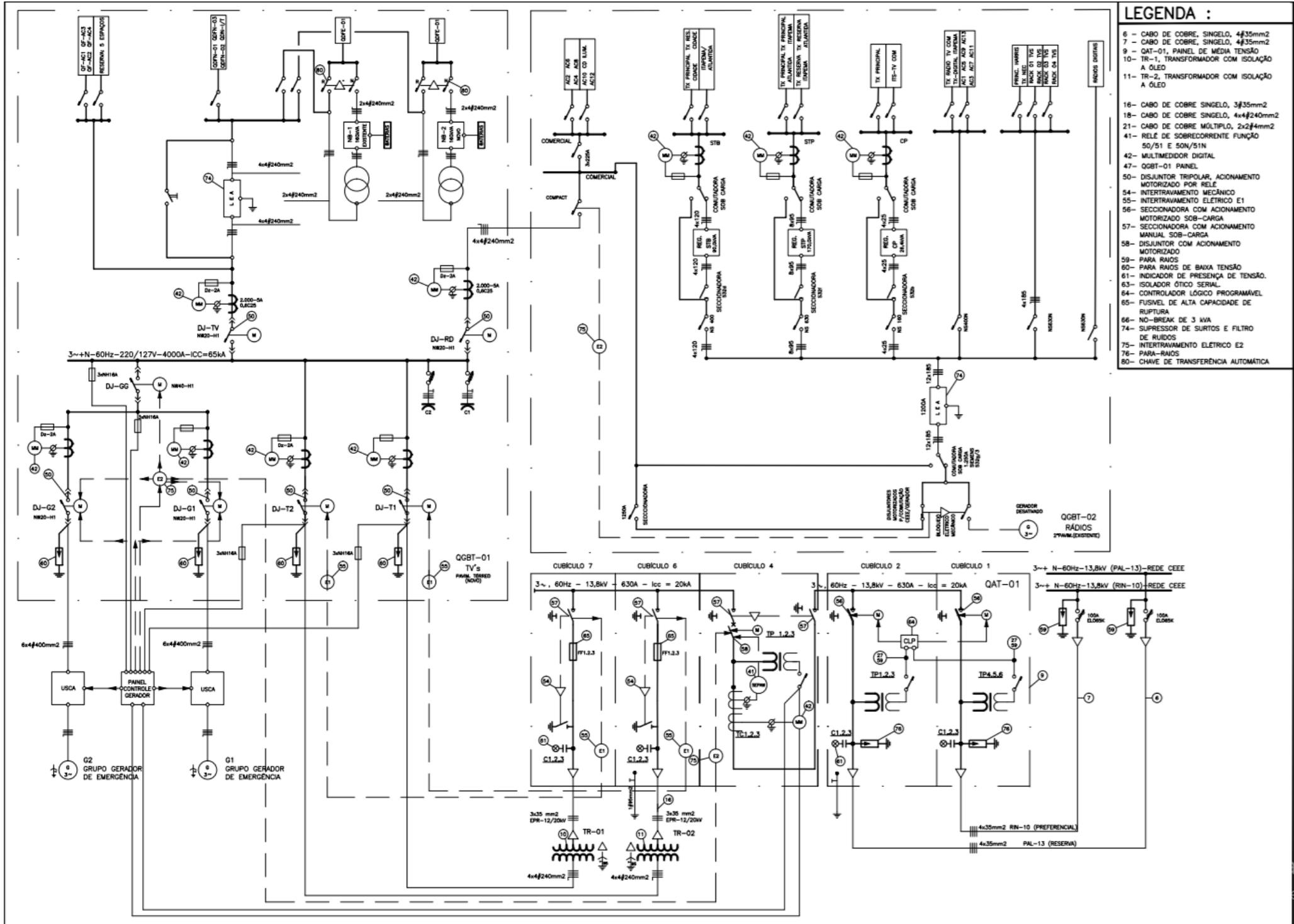


ANEXO 5 – Simulação das Correntes de Curto-Circuito (RIN10)



**ANEXO 6 – Simulação das Correntes de Curto-Circuito (Geradores)**





**LEGENDA :**

- 6 - CABO DE COBRE, SINGELO, 4#35mm<sup>2</sup>
- 7 - CABO DE COBRE, SINGELO, 4#35mm<sup>2</sup>
- 9 - QAT-01, PANEL DE MÈDIA TENSÃO
- 10 - TR-01, TRANSFORMADOR COM ISOLAÇÃO A ÓLEO
- 11 - TR-2, TRANSFORMADOR COM ISOLAÇÃO A ÓLEO
- 16 - CABO DE COBRE SINGELO, 3#35mm<sup>2</sup>
- 18 - CABO DE COBRE, SINGELO, 4#35mm<sup>2</sup>
- 21 - CABO DE COBRE MÚLTIPLO, 2x2#4mm<sup>2</sup>
- 41 - RELÉ DE SOBRECORRENTE FUNÇÃO 50/51 E 50N/51N
- 42 - MULTIMEDIDOR DIGITAL
- 47 - QGBT-01 PANEL
- 50 - DISJUNTOR TRIPOLAR, ACIONAMENTO MOTORIZADO POR RELE
- 54 - INTERRAVAMENTO MECÂNICO
- 55 - INTERRAVAMENTO ELÈTRICO E1
- 56 - SECCIONADORA COM ACIONAMENTO MOTORIZADO SOB-CARGA
- 57 - SECCIONADORA COM ACIONAMENTO MANUAL SOB-CARGA
- 58 - DISJUNTOR COM ACIONAMENTO MOTORIZADO
- 59 - PARA RAIOS
- 60 - PARA RAIOS DE BAIXA TENSÃO
- 61 - INDICADOR DE PREENÇA DE TENSÃO.
- 63 - SOLDADOR ÓTICO SERIAL.
- 64 - CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMÁVEL
- 65 - FUSIVEL DE ALTA CAPACIDADE DE RUPTURA
- 66 - NO-BREAK DE 3 KVA
- 74 - SUPRESSOR DE SURTOS E FILTRO DE RUIDOS
- 75 - INTERRAVAMENTO ELÈTRICO E2
- 76 - PARA-RAIOS
- 80 - CHAVE DE TRANSFERÈNCIA AUTOMÁTICA