



UNISUL

UNIVERSIDADE DO SUL DE SANTA CATARINA

GLAYCON MAFIOLETTI PINHEIRO

ESTUDO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM SUBESTAÇÃO DE 2 MVA

Tubarão

2019

GLAYCON MAFIOLETTI PINHEIRO

ESTUDO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM SUBESTAÇÃO DE 2 MVA

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade do Sul de Santa
Catarina como requisito parcial à
obtenção do título de Engenheiro
Eletricista.

Orientador: Sérgio Martins Barcelos, Me. Eng.

Tubarão

2019

GLAYCON MAFIOLETTI PINHEIRO

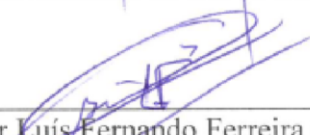
ESTUDO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM SUBESTAÇÃO DE 2 MVA

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado à obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Sul de Santa Catarina.

Tubarão, 26 de novembro de 2019.



Professor e orientador Sérgio Martins Barcelos, Me. Eng.
Universidade do Sul de Santa Catarina



Professor Luís Fernando Ferreira Campos, Me. Eng.
Universidade do Sul de Santa Catarina



Professor Bruno William Wisintainer, Me. Eng.
Universidade do Sul de Santa Catarina

Quero dedicar esse trabalho aos familiares e amigos, que contribuíram com palavras de motivação e foram compreensivos com os momentos de ausência.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente queria agradecer a Deus por ter me proporcionado saúde, fé e perseverança.

Aos meus pais Antonio e Elizete, por serem minha referência e que sempre incentivaram aos estudos.

A minha esposa Cassia e meu filho Kadu, pois me apoiaram e foram compreensivos com diversos momentos de ausência.

Aos professores da UNISUL, pelos ensinamentos durante toda a graduação e em especial ao professor Sérgio Martins Barcelos por aceitar me orientar durante todo este trabalho de conclusão de curso.

A Votorantim Cimentos, que contribui diretamente com minha formação na Engenharia Elétrica, e também onde posso aplicar meus conhecimentos adquiridos no curso, dando continuidade no meu desenvolvimento profissional.

E a todos, que de forma direta ou indireta fizeram parte de minha formação, muito obrigado.

RESUMO

O sistema de proteção realiza medidas no Sistema Elétrico de Potência (SEP), tais como de tensão e corrente, e as compara com valores limites que são calculados pelos engenheiros de proteção. Essas comparações podem envolver valores de tempo, para determinar a permanência da condição, bem como exigir outras verificações no sistema em outros pontos da rede. Se todas as verificações são satisfeitas, uma determinada ação é executada, o que resulta, na maioria das vezes, na abertura de um disjuntor para isolar uma parte da rede. O objetivo deste trabalho é desenvolver o conhecimento nos sistemas de proteção, através das pesquisas bibliográficas, e principalmente levando em consideração os equipamentos da subestação da empresa Votorantim Cimentos em Capivari de Baixo. Com este trabalho pode-se verificar se o sistema de proteção está em seletividade com os equipamentos da concessionária, atuando o mais rápido possível, e desligando somente o local do defeito.

Palavras-chave: Proteção. Relés. Sistema Elétrico de Potência.

ABSTRACT

The protection system makes measurements in the Electrical Power System (EPS), such as voltage and current, and compares them with limit values that are calculated by the protection engineers. These comparisons may involve time values to determine the permanence of the condition as well as require further system checks at other points in the network. If all checks are satisfied, a particular action is taken, which most often results in the opening of a circuit breaker to isolate a part of the network. The objective of this work is to develop the knowledge in the protection systems, through the bibliographical research, and mainly taking into consideration the substation equipments of the company Votorantim Cimentos in Capivari de Baixo. With this work it is possible to verify that the protection system is in selectivity with the utility equipment, acting as soon as possible, and turning off only the fault location.

Keywords: Electric Power System. Protection. Relays.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema simplificado de geração, transmissão, distribuição e subestação....	16
Figura 2 – Subestação em invólucro metálico.....	19
Figura 3 – Transformador de distribuição.....	20
Figura 4 – Transformador a seco.....	20
Figura 5 – Transformador de corrente.....	22
Figura 6 – Curva de magnetização do núcleo do TC.....	23
Figura 7 – Transformador de potencial.....	24
Figura 8 – Disjuntor a vácuo.....	25
Figura 9 – Base e fusível limitador de corrente.....	25
Figura 10 – Diagrama blocos relé digital.....	27
Figura 11 – Relé digital.....	29
Figura 12 – Sequência positiva.....	33
Figura 13 – Sequência negativa.....	34
Figura 14 – Sequência zero.....	34
Figura 15 - Circuito equivalente por fase de sequência zero de transformadores trifásicos de três enrolamentos de núcleo envolvido.....	37
Figura 16 – Curto-circuito trifásico.....	38
Figura 17 – Modelo de sequência positiva em curto-circuito trifásico.....	39
Figura 18 - Curto-circuito monofásico à terra.....	40
Figura 19 - Diagrama de sequência de um curto-circuito monofásico a terra.....	41
Figura 20 – Tipos de curvas de acionamento dos relés de sobrecarga.....	42
Figura 21 – Votorantim Cimentos – Capivari de Baixo.....	45
Figura 22 – Distância entre ponto de entrega Celesc e conexão subestação.....	46
Figura 23 – Modelo em Y equivalente.....	47
Figura 24 - Placa da dados do transformador.....	50
Figura 25 – Relatório de ajuste relê secundário.....	54
Figura 26 – Coordenograma de fase.....	63
Figura 27 – Coordenograma de neutro.....	65
Figura 28 – Coordenograma curvas fase e neutro.....	67

LISTA DE SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANSI - *American National Standards Institute*.

CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina.

CLP – Controlador Lógico Programável.

IHM – Interface Homem Máquina.

MI – Curva Muito Inversa.

NI – Curva Normalmente Inversa.

NR – Norma Reguladora.

PU – Sistema Por Unidade.

RTC – Relação de Transformação.

SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*.

SE – Subestação.

SEP – Sistema Elétrico de Potência.

SF6 - Hexafluoreto de Enxofre.

SIN – Sistema Interligado Nacional.

TC – Transformador de Corrente.

TP – Transformador de Potencial.

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Tipo de ligação do transformador	50
Quadro 2 – Características dos cabos.....	51
Quadro 3 – Resumo das correntes de curto-circuito.....	60
Quadro 4 – Parâmetros para cálculo do ponto ANSI	62
Quadro 5 – Valores de F.A.....	68

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 JUSTIFICATIVA	13
1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	14
1.3 OBJETIVOS	14
1.3.1 Objetivo Geral	14
1.3.2 Objetivo Específicos.	14
1.4 DELIMITAÇÕES.....	15
1.5 METODOLOGIA.....	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1 SISTEMA DE POTÊNCIA.	16
2.1.1 Geração de energia.	16
2.1.2 Sistema de transmissão	17
2.1.3 Sistema de distribuição	17
2.1.4 Subestação	17
2.1.4.1 Subestação central de transmissão.....	17
2.1.4.2 Subestação receptora de transmissão.....	18
2.1.4.3 Subestação de subtransmissão	18
2.1.4.4 Subestação de consumidor	18
2.1.4.4.1 Subestação de instalação exterior	18
2.1.4.4.2 Subestação de Instalação Interior	18
2.1.4.4.2.1 Subestação de alvenaria	18
2.1.4.4.2.2 Subestação modular metálico	19
2.1.5 Transformadores de potência.....	19
2.1.5.1 Transformadores imersos ao óleo mineral isolante	19
2.1.5.2 Transformadores a seco	20
2.2 PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO	21
2.3 ELEMENTOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO.	21
2.3.1 Transformador de corrente (TC)	21
2.3.1.1 Transformador de corrente para serviço de medição.....	22
2.3.1.2 Transformador de corrente para serviço de proteção.	22
2.3.2 Transformador de potencial (TP).	23
2.3.3 Disjuntor de potência.	24

2.3.4 Fusíveis Limitadores de corrente.	25
2.3.5 Relés	25
2.3.5.1 Relés eletromecânicos.	26
2.3.5.2 Relés eletrônicos ou estáticos.	26
2.3.5.3 Relés digitais.	26
2.3.5.3.1 Entradas analógicas	28
2.3.5.3.2 Entradas digitais	28
2.3.5.3.3 Contatos de saída	28
2.3.5.3.4 Parametrização	28
2.3.5.3.5 Interface Homem-Máquina (IHM)	28
2.3.5.3.6 Registro e eventos	29
2.3.5.3.7 Relógio em tempo real	29
2.3.5.3.8 Comunicação	30
2.3.5.3.9 Sistema supervisor (SCADA)	30
2.3.5.3.10 Características técnicas e operacionais	30
2.4 FUNÇÕES ANSI	31
2.5 ANÁLISE DE FALTAS	32
2.5.1 Componentes simétricas.	32
2.6 IMPEDÂNCIA DO SISTEMA	36
2.6.1 Impedância do transformador	36
2.7 REDES DE SEQUÊNCIA	37
2.8 CURTOS-CIRCUITOS TRIFÁSICOS	38
2.9 CURTOS-CIRCUITOS MONOFÁSICOS A TERRA	40
2.10 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE TEMPORIZAÇÃO	42
3 GRUPO VOTORANTIM	44
3.1 VOTORANTIM CIMENTOS	44
3.1.1 Unidade de Capivari de Baixo	44
4 MEMORIAL DE CÁLCULOS	47
4.1 VALOR POR UNIDADE	47
4.2 SISTEMA TRIFÁSICO	47
4.2.1 Cálculo da corrente de base no primário (I_{base_p})	48
4.2.2 Cálculo da impedância de base no primário (Z_{base_p})	48
4.2.3 Cálculo da corrente de base no secundário (I_{base_s})	48
4.2.4 Cálculo da impedância de base no secundário (Z_{base_s})	48

4.3 IMPEDANCIA PERCENTUAL DO TRANSFORMADOR ($Z\%$)	49
4.3.1 Impedância de sequência zero do transformador ($Z_0\%$).....	50
4.4 IMPEDÂNCIA DOS CABOS DE MÉDIA TENSÃO	51
4.4.1 Impedância de sequência positiva do cabo (R_1 e X_1).....	51
4.4.2 Impedância de sequência zero do cabo (R_0 e X_0).....	52
4.5 IMPEDÂNCIA DA REDE PÚBLICA DE ALIMENTAÇÃO (CELESC).	53
4.6 CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	54
4.6.1 Somatório de impedâncias até o primário do transformador.	54
4.6.2 Curto-circuito trifásico primário do transformador ($I_{cc3\Phi}$).....	55
4.6.3 Curto-circuito bifásico primário do transformador ($I_{cc2\Phi}$).	55
4.6.4 Curto-circuito monofásico primário do transformador ($I_{cc1\Phi_terra}$).....	56
4.6.5 Curto-circuito monofásico mínimo primário do transformador ($I_{cc1\Phi_terra_min}$).	57
4.6.6 Somatório de impedâncias até o secundário do transformador (Z_{1total_s}).	57
4.6.7 Curto-circuito trifásico secundário do transformador ($I_{cc3\Phi_s}$).....	58
4.6.8 Curto-circuito bifásico secundário do transformador ($I_{cc2\Phi_s}$).	58
4.6.9 Curto-circuito monofásico secundário do transformador ($I_{cc1\Phi_terra_s}$).	59
4.6.10 Curto-circuito monofásico mínimo secundário do transformador ($I_{cc1\Phi_terra_min_s}$).....	59
4.7 PROTEÇÃO E SELETIVIDADE	60
4.7.1 Ponto ANSI do transformador.	61
4.7.2 Cálculo da corrente transitório de magnetização (ITM).	62
4.7.3 Cálculo da corrente instantânea (I_{INST})	62
4.7.4 Curvas características de temporização.	62
4.7.5 Cálculo Corrente Assimétrica	67
4.7.6 Dimensionamento do transformador de corrente	68
4.8 ANÁLISE DOS RESULTADOS.	69
5 CONCLUSÃO.....	71
REFERÊNCIAS	72

1 INTRODUÇÃO

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é composto, basicamente, por centrais geradoras e centrais consumidoras interligadas por linhas de transmissão e distribuição, e por subestação, que são responsáveis por transformações dos níveis de tensão e eventuais manobras para direcionamento do fluxo de potência.

Um projeto de proteção em subestação é feito com três dispositivos: fusíveis, disjuntores e relés. Sendo relés de proteção um dos principais equipamentos de proteção dos sistemas elétricos, os mesmos são encarregados da retirada rápida do elemento (equipamento, barra ou seção de linha) quando este está em curto-circuito ou operação anormal de funcionamento, a fim de que todo o SEP esteja protegido contra falhas internas ou externas, de modo a evitar, minimizar e isolar danos ao mesmo.

Segundo Mamede (2011, p. 338):

[...]a elaboração de um esquema completo de proteção para uma instalação elétrica industrial envolve várias etapas, desde o estabelecimento de uma estratégia de proteção, selecionando os respectivos dispositivos de atuação, até a determinação de valores adequados para a calibração destes dispositivos.

Atualmente, com o surgimento de novas tecnologias e necessidade de modernização do setor elétrico para evitar e reduzir falhas no suprimento de energia elétrica, a utilização dos relés digitais (microprocessados) tem se destacado, devido sua qualidade na atuação no seguimento de proteção, comunicação e controle dos sistemas elétricos.

1.1 JUSTIFICATIVA

É de grande importância os estudos, projetos e instalações da proteção para o sistema elétrico, pois os mesmos são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica a milhares de consumidores.

E quando os requisitos de proteção não são atendidos, seja por falta de conhecimento ou por displicência do profissional contratado, podem ocorrer acidentes muito graves, tanto pessoal, para quem está operando ou em proximidades das instalações, como também danos patrimoniais de grandes proporções, parando determinados processos.

Conforme Mamede (2011, p. 338):

[...] todo projeto de proteção de uma instalação deve ser feito globalmente, e não setorialmente. Projetos setoriais implicam uma descoordenação no sistema de proteção, trazendo como consequência, interrupções desnecessárias nos setores de produção, cuja rede nada depende da parte afetada do sistema.

Além da proteção, o sistema deve ter uma coordenação ou também chamado de seletividade na sua atuação, ou seja, quando houver alguma falha, deve atuar primeiro as proteções mais próximas do problema, evitando desligamentos de outros locais sem necessidade.

1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Durante um processo de manutenção preventiva da subestação de energia da Votorantim Cimentos – Unidade de Capivari de Baixo, feita por uma empresa contratada, foi constatado algumas distorções nos valores de corrente e tensão no relé de proteção, não coerentes com os equipamentos instalados.

Esta subestação possui uma cabine secundária, que trabalha com tensão de 440 volts e possui 10 circuitos para a alimentação dos setores da empresa, possui um transformador de 2 MVA a seco, que é responsável em transformar a tensão de 13800 volts para 440 volts. Também faz parte da subestação a cabine primária, que é o local de entrada da energia em 13800 volts, e onde fica instalado o relé com os ajustes de proteção e coordenação.

Desta maneira surgiu o interesse em desenvolver o estudo de proteção e seletividade da subestação na cabine primária, onde trouxe um enriquecimento de conhecimentos como aluno, além da empresa também ser beneficiada, pois tem a oportunidade de comparar o estudo com os parâmetros existentes, verificando a viabilidade de correção.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Desenvolver um estudo de proteção e seletividade em cabine primária da Subestação 2 MVA de energia da Votorantim Cimentos – Unidade de Capivari de Baixo.

1.3.2 Objetivo Específicos

- a) Entender as relações conceituais acerca dos níveis e ações dos sistemas de proteção;
- b) Conceituar as tecnologias e equipamentos disponíveis, atualmente, na interação com sistemas elétricos referente a eventos de falhas;
- c) Solicitar à Celesc o relatório de ajuste do relé secundário;

- d) Efetuar os cálculos de curto-circuito no sistema sob análise;
- e) Caracterizar ajustes de forma a adequar a estrutura existente, mantendo seletividade com os equipamentos de proteção da Celesc.

1.4 DELIMITAÇÕES

O desenvolvimento do estudo de proteção e seletividade foi feito em uma Subestação de energia de 2 MVA, localizado na Votorantim Cimentos – Unidade de Capivari de Baixo.

1.5 METODOLOGIA

O projeto foi baseado em livros e trabalhos acadêmicos da área em questão, dando ao trabalho uma classificação bibliográfica, que segundo Gil (2002, p.44), [...]” A pesquisa bibliográfica é desenvolvida com base em material já elaborado, constituído principalmente de livros e artigos científicos.”

Devido ao fato de o estudo ser feito em uma empresa com uma subestação já existente, além da pesquisa bibliográfica, também se faz necessário um levantamento de dados desta, como por exemplo: tipos de ligações, circuitos existentes, potência de equipamentos, estudo de curto-circuito com a concessionária de fornecimento de energia. Apresentando também uma pesquisa documental que se assemelha com a bibliográfica, onde a diferença está na natureza das fontes. Conforme Gil (2002, p. 45), [...] “a pesquisa documental vale-se de materiais que não recebem ainda um tratamento analítico, ou que ainda podem ser reelaborados de acordo com os objetos da pesquisa.”

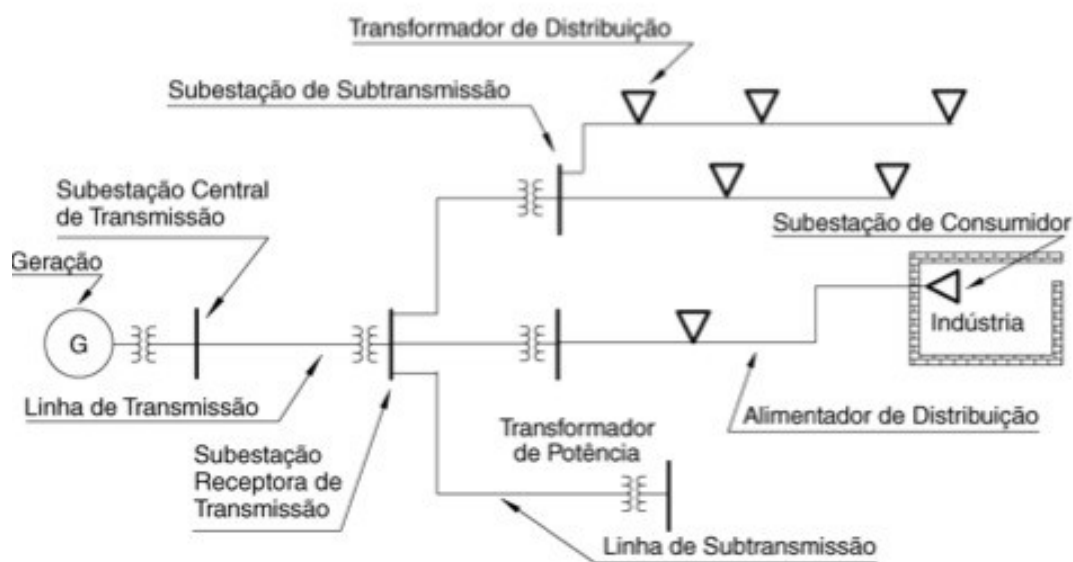
A análise do projeto em questão se inicia com pesquisas na área, abrangendo todas as cadeias de processos necessários para a sua implementação. Após se ter uma visão geral do funcionamento do procedimento a ser implementado, foi feita uma coleta de dados dentro da empresa estudada, com a finalidade de verificar todo processo. Caracterizando também um estudo de campo, que Gil cita (2002, p. 45), [...] “no estudo de campo, o pesquisador realiza a maior parte do trabalho pessoalmente pois é enfatizada importância de o pesquisador ter tido ele mesmo uma experiência direta com a situação de estudo.”

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SISTEMA DE POTÊNCIA

A composição do SEP é feita por centrais geradoras e centrais consumidoras interligadas por linhas de transmissão e distribuição, e por subestação, que são responsáveis por transformações dos níveis de tensão e eventuais manobras para direcionamento do fluxo de potência. Na figura 1, tem-se uma visão através de diagrama do sistema elétrico de potência.

Figura 1 – Sistema simplificado de geração, transmissão, distribuição e subestação



Fonte: Mamede (2011, p. 422).

Percebe-se através da figura 1 que a subestação de consumidor, e onde ilustra o tema deste trabalho, passa por os processos do SEP, ou seja, geração, subestação de transmissão e recepção, linha de transmissão, alimentador de distribuição e transformador de distribuição.

2.1.1 Geração de energia

Conforme Kagan (2005), obtém-se energia elétrica através da conversão de alguma outra forma de energia, utilizando-se máquinas elétricas rotativas, geradores síncronos ou alternadores. O conjugado mecânico é obtido através de um processo que, geralmente, utiliza turbinas hidráulicas ou a vapor.

2.1.2 Sistema de transmissão

Os sistemas de transmissão são destinados a transportar a energia elétrica desde a fase de geração até a fase de distribuição, abrangendo processos de elevação e rebaixamento de tensão elétrica, realizados em subestações próximas aos centros de consumo. Segundo Kagan (2005), exige-se elevada confiabilidade dos sistemas de transmissão, pois são responsáveis pelo atendimento aos grandes centros de consumo, onde se faz necessário rigorosos critérios de projeto e de operação.

2.1.3 Sistema de distribuição

É o segmento do setor elétrico que compreende os potenciais após a transmissão, indo das subestações de distribuição entregando energia elétrica aos clientes.

De acordo com a ANEEL (2019), a distribuição se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor.

2.1.4 Subestação

Subestação é um conjunto de condutores, aparelhos e equipamentos destinados a modificar as características da energia elétrica (tensão e corrente), permitindo sua distribuição aos pontos de consumo com níveis adequados de utilização. Segundo Mamede (2011) as mesmas podem ser classificadas como:

- a) Subestação central de transmissão;
- b) Subestação receptora de transmissão;
- c) Subestação de subtransmissão;
- d) Subestação de consumidor;

2.1.4.1 Subestação central de transmissão

É aquela que tem a finalidade de elevar os níveis de tensão provenientes das unidades geradores, para transmitir a potência gerada para os grandes centros de consumo.

2.1.4.2 Subestação receptora de transmissão

Subestação receptora de transmissão é geralmente construída próxima aos grandes blocos de carga e está conectada através da linha de transmissão a subestação central de transmissão.

2.1.4.3 Subestação de subtransmissão

Em geral é construída próximo ao grande centro de carga, alimentada pela subestação receptora e de onde se originam os alimentadores de distribuição primários, suprindo os transformadores da distribuição e/ou as subestações de consumidor.

2.1.4.4 Subestação de consumidor

É aquela construída em propriedade particular suprida através de alimentadores de distribuição primário, originalizado da subestação de subtransmissão, que suprem os pontos finais de consumo.

Por exigência da legislação em vigor, todo consumidor cuja potência instalada seja igual ou superior a 50 kW e igual ou inferior a 2.500 kW deve, em princípio, ser atendido pela concessionária local em tensão primária de distribuição. Sendo que estas possuem normas próprias que disciplinam a construção de subestação do consumidor, estabelecendo critérios, condições gerais do projeto, proteção, aterramento, entre outros (MAMEDE, 2011).

2.1.4.4.1 Subestação de instalação exterior

É aquela onde os equipamentos são instalados em ambientes externos, e os aparelhos são normalmente abrigados.

2.1.4.4.2 Subestação de Instalação Interior

É aquela em que os equipamentos e aparelhos são instalados em locais protegidos das intempéries, e pode ser de alvenaria ou invólucro metálico.

2.1.4.4.2.1 Subestação de alvenaria

É o tipo mais comum de subestação industrial, apresenta custo reduzido e de fácil montagem e manutenção. Porém requer uma área construída relativamente grande.

2.1.4.4.2 Subestação modular metálico

Este é o modelo similar ao instalado na planta da Votorantim na Unidade de Capivari de Baixo, e fonte pesquisa deste trabalho. Segundo Mamede (2011), a mesma também é chamada de subestação em invólucro metálico, é destinada a indústria ou em outras edificações, onde o espaço é reduzido. A mesma também pode ser utilizada para uso interno ou externo. Na figura 2 tem-se o modelo similar a subestação estudada.

Figura 2 – Subestação em invólucro metálico.



Fonte: static.weg.net (2019).

2.1.5 Transformadores de potência

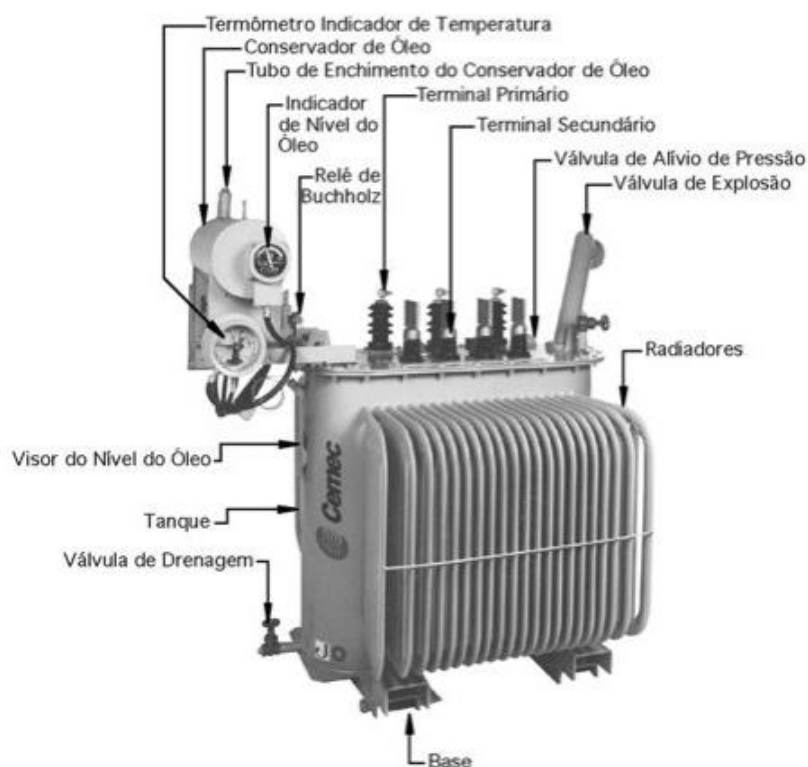
Segundo Mamede (2011), o transformador de potência é um equipamento que, por indução eletromagnética, transfere energia de um circuito chamado primário, para um ou mais circuitos denominados secundário e terciário respectivamente, com correntes e tensões diferentes e a mesma frequência. Os transformadores quanto ao meio isolante, pode ser imerso ao óleo mineral ou a seco.

2.1.5.1 Transformadores imersos ao óleo mineral isolante

São os mais utilizados em projetos industriais e possui finalidades importantes como por exemplo: isolar os elementos sob tensão do tanque e possibilitar que os arcs elétricos internos ao transformador sejam interrompidos rapidamente, devido às diferenças de tensão entre o primário, secundário e tanque. Conforme mostra a figura 3, são compostos basicamente de três elementos:

- a) Tanque ou carcaça;
- b) Parte ativa (núcleo e enrolamentos);
- c) Acessórios (ganchos, terminais, registro, etc.).

Figura 3 – Transformador de distribuição



Fonte: Mamede (2011, p. 314).

2.1.5.2 Transformadores a seco

Os transformadores a seco mostrados na figura 4, são utilizados, mais especificamente, em instalações de prédio de habitação, ou locais de alto risco para as pessoas e ao patrimônio. São construídos geralmente em resina epóxi e sua forma de resfriamento é o próprio ar natural, que circula no transformador ou forçado por meio de ventiladores (MAMEDE, 2011).

Figura 4 – Transformador a seco



Fonte: weg.net (2019).

2.2 PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO

Em todas as aplicações que utilizam energia elétrica, dispositivos e sistemas de proteção são instalados para evitar ou limitar os danos permanentes no sistema elétrico, que podem resultar em grandes perdas e prejuízos. Segundo Mamede (2011), para que o sistema de proteção atinja a finalidade que se propõe, deve atender alguns requisitos básicos como:

- a) Seletividade: é a capacidade que possui o sistema de proteção de selecionar a parte danificada da rede e retirá-la de serviço sem afetar os circuitos sem defeito;
- b) Confiabilidade: é a precisão de que a proteção somente atuará em circunstâncias pré-configuradas como falhas;
- c) Sensibilidade: é a capacidade de perceber variações no range de atuação. Quanto maior a sensibilidade, menor será a amplitude da variação que se deseja detectar.

A proteção é considerada ideal quando atua dentro das limitações de corrente, tensão, frequência e tempo para as quais foram dimensionados os equipamentos e materiais da instalação.

2.3 ELEMENTOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

2.3.1 Transformador de corrente (TC)

Conforme Kindermann (2012), o TC é um transformador destinado a reproduzir proporcionalmente em seu circuito secundário a corrente de seu primário com a mesma posição fasorial. É utilizado em equipamentos de medição, controle e proteção e tem basicamente três finalidades:

- a) Isolar os equipamentos de medição, controle e relés do circuito de alta tensão;
- b) Fornecer uma corrente no secundário proporcional à do primário;
- c) Fornecer uma corrente no secundário de dimensões adequadas para o uso nos equipamentos de medição, controle e proteção.

O transformador de corrente é ilustrado na figura 5, e segundo Mamede (2011) são divididos em transformador de corrente para serviços de medição e transformador de corrente para serviço de transformador de proteção.

2.3.1.1 Transformador de corrente para serviço de medição.

Os transformadores de correntes para serviço de medição devem ser projetados para garantir a segurança dos equipamentos a que estão ligados. Em caso de curto-circuito é necessário que a corrente no secundário do TC não aumente na mesma proporção da corrente primária. A mesma é limitada normalmente a quatro vezes a corrente nominal, por efeito da saturação do núcleo magnético.

Uma das características do transformador de corrente é a classe de exatidão, que significa o valor percentual máximo de erro que o TC pode apresentar na indicação do aparelho de medição em condições especificadas em norma. Os mesmos são fabricados com as classes de exatidão 0,2 - 0,3 - 0,6 e 1,2.

Figura 5 – Transformador de corrente



Fonte: brasformer.com.br (2019).

2.3.1.2 Transformador de corrente para serviço de proteção.

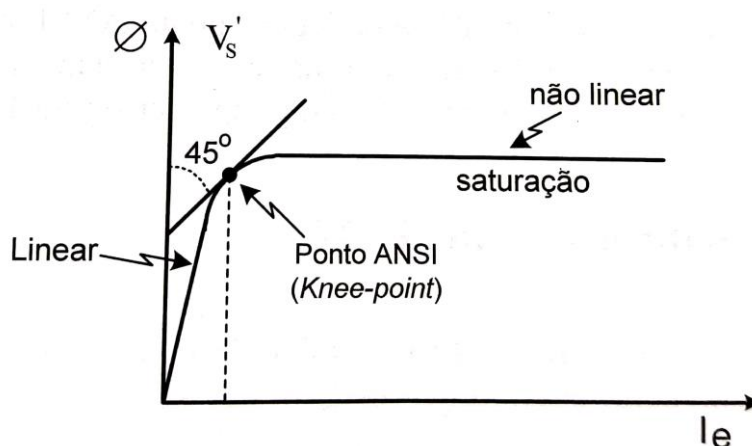
São equipamentos que devem ser conectados a relés do tipo ação indireta, ou simplesmente relés secundários. Os TCs de proteção devem manter uma corrente no seu secundário, com bastante fidelidade, principalmente durante o curto-circuito. Não há necessidade de se obter exatidão absoluta na corrente secundária do TC que entra no relé, mas apenas um valor aproximado de sua grandeza, principalmente durante o curto-circuito, priorizando a rapidez.

A proteção atua para correntes de curto-circuito elevadas e estas podem levar a saturação do núcleo magnético do TC. A curva de magnetização (ou excitação) do núcleo do TC é apresentada na figura 6.

Durante a operação normal do sistema elétrico a corrente de carga é pequena, e o fluxo magnético do núcleo do TC opera dentro da região linear da curva de magnetização. Já durante o curto-circuito a corrente é elevada, aumentando assim a tensão V_s' , o fluxo magnético e também a corrente I_e . Desta maneira o relé está sendo alimentado por uma corrente com erros e distorcida pelas harmônicas geradas da não linearidade do joelho da curva de magnetização.

No momento que a corrente de curto-circuito é alta, a prioridade não é fazer medições, mais sim, fazer a proteção atuar adequadamente o mais rápido possível dentro das limitações operativas de coordenação. Assim, para o caso da proteção, admite-se para o curto-circuito, uma precisão 2,5%, 5% ou 10% nas correntes secundárias do TC, sendo o ponto de precisão 10% é obtido no ponto ANSI (*American National Standards Institute*), ou seja, no ponto onde a reta está a 45° em relação ao eixo da abscissa, tangência a curva de magnetização do TC, mostrada na figura 6 (KINDERMANN, 2012).

Figura 6 – Curva de magnetização do núcleo do TC



Fonte: Kindermann (2012, p. 11).

2.3.2 Transformador de potencial (TP)

Transformador de potencial (TP) é um equipamento capaz de reduzir a tensão do circuito para níveis compatíveis com a máxima suportável pelos instrumentos de medição, controle e proteção.

Segundo Kindermann (2012), o TP deve reproduzir no seu secundário uma tensão com o menor erro possível e ser uma réplica em escala de tensão do sistema elétrico. Em um transformador de força, o limite de potência máximo é o seu aquecimento, que é fixado pela classe de isolamento do material empregado na sua fabricação. Já no TP o que

limita sua máxima potência é o seu erro de transformação dado pela sua classe de exatidão. A figura 7 ilustra TP.

Figura 7 – Transformador de potencial



Fonte: brasformer.com.br (2019)

2.3.3 Disjuntor de potência

É um equipamento destinado a manobra e a proteção de circuitos primários, capaz de interromper grandes potências de curto-circuito durante a ocorrência de defeito.

Segundo Mamede (2011), os disjuntores estão sempre associados a relés, sem os mesmos não passariam de simples chaves com alto poder de interrupção. Entre os mais conhecidos pode-se citar: disjuntor a grande volume óleo, disjuntor a pequeno volume óleo, disjuntores a hexafluoreto de enxofre (SF6) e disjuntor a vácuo.

O disjuntor a vácuo ilustrado na figura 8, é tema deste trabalho e sua interrupção de corrente é feita dentro de uma estrutura cerâmica conhecida como ampola a vácuo.

Segundo o fabricante WEG, a ampola é completamente isolada, permitindo uma taxa alta de vácuo no seu interior onde abriga os contatos fixos e moveis. Devido a este motivo, o arco elétrico formado durante a abertura dos contatos é facilmente extinguido, minimizando o desgaste dos contatos (WEG.NET, 2019)

Figura 8 – Disjuntor a vácuo.

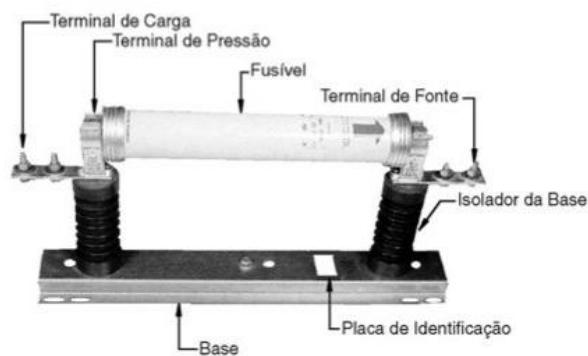


Fonte: weg.net (2019)

2.3.4 Fusíveis limitadores de corrente

O fusível limitador de corrente ilustrado na figura 9, tem como principal característica a sua capacidade de limitar a corrente de curto-circuito, devido aos tempos extremamente reduzidos que atuam. De acordo Mamede (2011), o mesmo tem elevada capacidade de ruptura, o que torna este fusível adequado para aplicação em sistema onde o nível de curto circuito é de valor muito alto.

Figura 9 – Base e fusível limitador de corrente.



Fonte: Mamede (2011, p. 309)

2.3.5 Relés

A parte lógica de proteção de um sistema elétrico de potência é feita por relé. O mesmo é um dispositivo responsável pela detecção de defeitos, que operam quando uma determinada grandeza atinge ou supera níveis pré-ajustados, tomando decisões de alertar, sinalizar e dependendo do caso, promovendo a abertura de disjuntores.

De acordo com Kindermann (2012), a filosofia de proteção é que na ocorrência de defeito no sistema elétrico, o relé deve abrir o disjuntor o mais rápido possível de modo a eliminar o curto-circuito, e deixar o menor número de consumidores ou setores da empresa sem energia. Os princípios de funcionamentos evoluem, mas a filosofia é sempre a mesma.

Segundo Kindermann existem vários tipos de relés, usando configurações e funcionamentos distintos.

2.3.5.1 Relés eletromecânicos

Embora já ultrapassados e difícil acesso de aquisição, mesmo em se tratando de peças de reposição, muitos se encontram instalados em usinas e subestações elétricas de concessionárias e parques industriais.

Os mesmos são construídos com a predominância de movimentos mecânicos provenientes dos acoplamentos elétricos. Tais movimentos acionam o relé, fechando o contato correspondentes (KINDERMANN, 2012).

Segundo Mamede (2011), as desvantagens desses modelos são a ausência de registros, amplitudes e horários da ocorrência das falhas, além da necessidade de ajustes e calibrações periódicas.

2.3.5.2 Relés eletrônicos ou estáticos

Em meados da década de 70 o setor elétrico passou a utilizar esses relés de estados sólido, também chamados de estáticos analógicos. Os primeiros relés causaram diversos problemas, causando operações indevidas. Tais problemas ocorriam devido à sensibilidade muito apurada, e quaisquer transitórios ou pequenos distúrbios comuns ao sistema elétrico, já eram suficientes para sua operação. Parte destes problemas foram controlados com a instalação de filtros.

De acordo com Kindermann (2012), o relé é feito de circuito eletrônico próprio ao objetivo que se destina. As regulagens são feitas pela mudança física no parâmetro de algum componente como: variação no reostato, variação na capacitância, mudança no laço do circuito, etc.

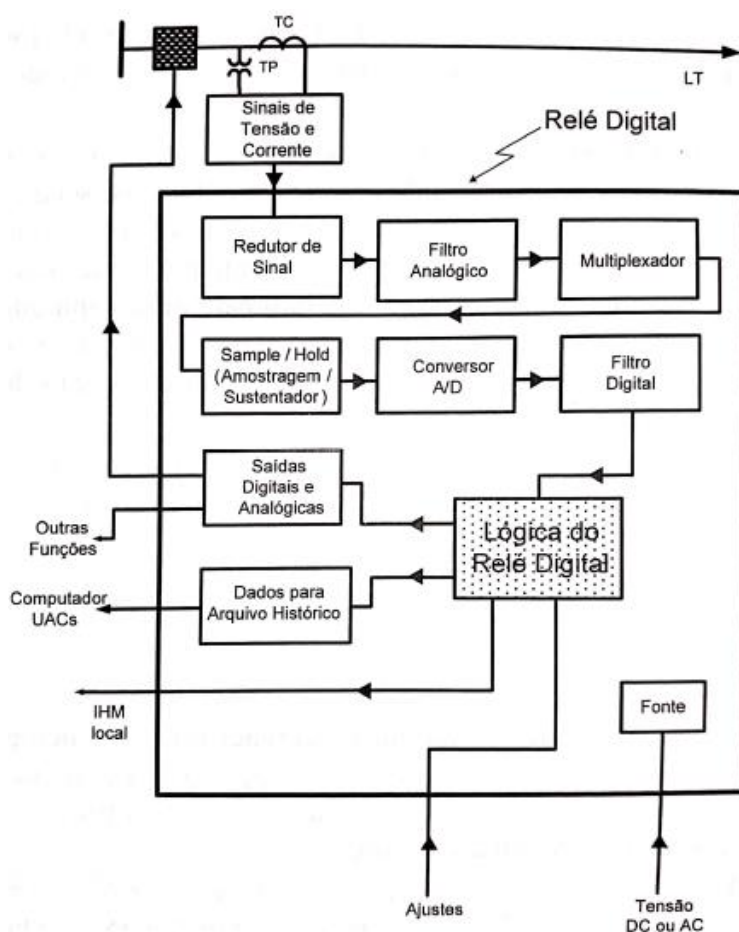
2.3.5.3 Relés digitais

Os relés digitais também conhecidos como relés numéricos, têm sua operação baseada em algoritmos que são processados em um ou mais processadores. As

informações são tratadas numericamente, desta forma, as grandezas analógicas, como por exemplo, tensão e corrente passam por um conversor para que possa ser interpretada pelo processador, e desta maneira ter sua operação comparando com os parâmetros de ajuste.

Segundo Kindermann (2012), o relé digital pode ter outras funções, como medições de grandezas, leituras de sensores de temperatura, posicionamento de disjuntores, intertravamentos diversos, comunicação em diversos protocolos. De um modo geral o mesmo funciona internamente associando várias lógicas de blocos, como ilustrado na figura 10.

Figura 10 – Diagrama blocos relé digital



Fonte: Kindermann (2012, p. 86)

Para uma análise e gerenciamento dessas informações, são incorporados ao processador do relé outros dispositivos eletrônicos, tais como filtros, conversores, multiplexadores, memórias e circuito de isolamento galvânica. (KINDERMANN, 2012).

2.3.5.3.1 Entradas analógicas

As entradas analógicas dos relés digitais são utilizadas nas medições de tensão, corrente e transdutores. Geralmente os valores de corrente são provenientes de TCs e variam de 1A ou 5A, já as tensões utilizam valores derivadas do secundário dos TPs e trabalham com valores de 100, 110 ou 115 Vca (volts em corrente alternada).

Também são utilizadas as entradas que medem resistências, quando se deseja medir temperatura através de sensores resistivos (SILVA, 2008).

2.3.5.3.2 Entradas digitais

As entradas digitais são utilizadas para acesso a informações externas do relé, possibilitando bloquear algumas funções, criando intertravamentos lógicos com outros equipamentos, dispara comando para gravações de arquivos de oscilografias, verifica status de posicionamento do disjuntor, entre outros.

2.3.5.3.3 Contatos de saída

Contatos de saída fazem as funções de acionar alarmes, controles dados de supervisão, comando para outros relés e principalmente para o disparo do disjuntor (KINDERMANN, 2012).

2.3.5.3.4 Parametrização

Para o correto funcionamento do relé, Silva (2008) ressalta que a parametrização está associada aos valores dimensionados para proteção e demais funcionalidades disponíveis.

São alguns exemplos de parametrização: valores das sensibilidades e tempos das proteções, seleção de curvas de atuação, valores de frequência fundamental do sistema (50 ou 60 Hz), determinar e direcionar funções das entradas digitais e analógicas, etc. As parametrizações podem ser feitas via Interface Homem-Máquina (IHM) ou através de um *software*.

2.3.5.3.5 Interface Homem-Máquina (IHM)

Para que o usuário consiga programar, operar e interpretar os eventos do relé é necessário ter uma interface homem-máquina, comumente conhecido como IHM.

Os relés mais avançados, como é mostrado na figura 11, possuem *display* de cristal líquido que pode ser do tipo caracteres ou matriz gráfica. Podem mostrar dinamicamente

informações do sistema como, posicionamentos de disjuntor e chaves seccionadoras, valores de tensão, corrente, fator de potência, valores calculados de kWh (quilowatt-hora), etc. Para inserir valores, navegar nos menus e alterar parâmetros e configurações, os relés possuem uma série de botões e alguns possuem até teclado numérico.

Figura 11 – Relé digital



Fonte: Sepam. schneider-electric (2019)

2.3.5.3.6 Registro e eventos

Os relés digitais são dotados de processadores e memórias, desta maneira é relativamente simples implementar a funcionalidade de registrar eventos. Todas as mudanças detectadas ou geradas pelos relés são consideradas eventos.

Os registros armazenam os dados necessários para efetuar a análise do desempenho, atuação e informações de proteções. Os mesmos podem ser descartados ou transferidos para um computador através de portas de comunicação, para armazenamento de longo prazo (KINDERMANN, 2012).

2.3.5.3.7 Relógio em tempo real

Relógios em tempo real são usados nos registros de eventos e marcações de hora e data em oscilografias. Em algumas instalações a possibilidade de ter mais de um relé e haver interpolação em zonas de proteção de forma que determinados pontos de faltas são detectados pelos mesmos.

A sincronização destes relógios é importante para uma análise posterior. O registro do evento é ideal quando possuem data e horário com precisão de milissegundos, desta forma fica mais fácil saber se o relé atuou devidamente ou se ele deveria aguardar por mais tempo, para fazer a coordenação com outros relés (SILVA, 2008).

2.3.5.3.8 Comunicação

A maioria dos relés digitais possuem portas de comunicação seriais, as quais podem enviar ou receber dados. Geralmente possuem uma porta de comunicação na parte frontal, que é mais utilizada para a parametrização e registros de eventos. E outra porta na parte traseira que é utilizada para conectar o relé em rede de comunicação com outros relés, conectar um controlador lógico programável (CLP) e também *softwares* de supervisão.

2.3.5.3.9 Sistema supervisorio (SCADA)

Sistema de supervisão ou também chamado de sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), são *softwares* que permitem que informações de um processo produtivo ou de instalação elétrica, sejam monitoradas e rastreadas.

De acordo com Barreto (2013), o SCADA coleta as informações dos relés de proteção e depois apresenta ao operador todas as informações da subestação em forma de interfaces gráficas e interativas. Tais informações podem ser divididas em telas com diagramas unifilares, onde são mostradas as posições de disjuntores e chaves seccionadoras e possíveis comando. Também podem apresentar telas de alarmes, verificando condições pré-estabelecidas de pontos digitais ou analógicos, sendo ainda possível programar a gravação de registro em banco de dados, ativando som, mensagem ou mudando cores.

2.3.5.3.10 Características técnicas e operacionais

De acordo com Mamede (2012), os relés digitais são dotados das seguintes características:

- a) Proteção de fase e de neutro integrado numa só unidade;
- b) Proteção contra falha no disjuntor;
- c) Proteção trifásica de sobrecorrente instantânea e temporizada;
- d) Proteção sobrecorrente de neutro instantânea e temporizada;
- e) Curvas de tempo inverso e características de tempos disponíveis.

Em virtude de seu excelente desempenho funcional e de sua superioridade de operação comparados aos relés de ação direta, os relés digitais são comumente utilizados nas proteções de média tensão, proteção de máquinas elétricas de grande porte, transformadores de distribuição, entre outras aplicações, garantindo elevado nível de segurança nas instalações.

2.4 FUNÇÕES ANSI

ANSI (*American National Standards Institute*) é uma organização privada sem fins lucrativos, que administra e coordena o sistema norte-americano de padronização de seus membros.

Segundo Mamede (2011) a norma ANSI estabelece uma codificação das funções dos diferentes dispositivos empregados na proteção, comando e sinalização de sistema elétricos. A mesma é utilizada mundialmente por fabricantes, projetistas e montadores. Abaixo são listados algumas codificações e funções:

- a) Função 21: relé de distância;
- b) Função 25: dispositivo de sincronização;
- c) Função 27: relé de subtensão;
- d) Função 32: relé direcional de potência;
- e) Função 47: relé de sequência de fase;
- f) Função 49: relé térmico para máquina ou transformador;
- g) Função 50: relé de sobrecorrente instantâneo;
- h) Função 51: relé de sobrecorrente temporizado;
- i) Função 59: relé de sobretensão;
- j) Função 64: relé de proteção a terra;
- k) Função 67: relé direcional de sobrecorrente em corrente alternada;
- l) Função 68: relé de bloqueio;
- m) Função 81: relé de frequência;
- n) Função 86: relé de bloqueio de segurança;
- o) Função 87: relé de proteção diferencial.

Conforme Mamede (2011), os relés digitais necessitam de informações para exercerem suas funções de proteção. As aplicações mais comuns necessitam de tensão, obtidos dos TPs, já as correntes são obtidas através dos TCs e valores de frequência.

2.5 ANÁLISE DE FALTAS

Os curtos-circuitos, também conhecidos como faltas, podem ser entendidos como a alteração do percurso original da corrente elétrica em decorrência da diminuição abrupta da impedância vista no ponto da falta, e podem causar danos aos equipamentos, transtornos à população e prejuízos às empresas. Sua dimensão é variável, mas existem técnicas e métodos para se ter uma base da magnitude que a corrente de curto pode alcançar.

Segundo Mamede (2011, p. 176), “Os valores dessas correntes são baseados no conhecimento das impedâncias, desde o ponto de defeito até a fonte geradora”.

As correntes de curto-circuito atingem valores de grande intensidade, porém com duração geralmente limitada em frações de segundos. As mesmas além de provocar a queima de alguns componentes, também geram solicitações de natureza mecânica, danificando barramentos, chaves e condutores, ocasionando o rompimento dos apoios e deformação dos quadros de distribuição, caso o dimensionamento destes equipamentos não seja projetado aos esforços eletromecânicos resultantes (MAMEDE, 2011).

De acordo com Rush (2011), os mais importantes tipos de faltas são:

- a) Trifásico.
- b) Bifásico.
- c) Bifásico-terra.
- d) Fase-terra.

As faltas trifásicas podem ser analisadas como se fosse sobrecargas equilibradas na rede, todos os condutores estão sujeitos a correntes de mesma intensidade, porém defasadas em 120° entre si. Assim essas faltas podem ser analisadas pela sua representação por fase. As demais faltas ocasionam comportamentos desbalanceados no sistema, sendo mais prático utilizar o método das componentes simétricas.

2.5.1 Componentes simétricas

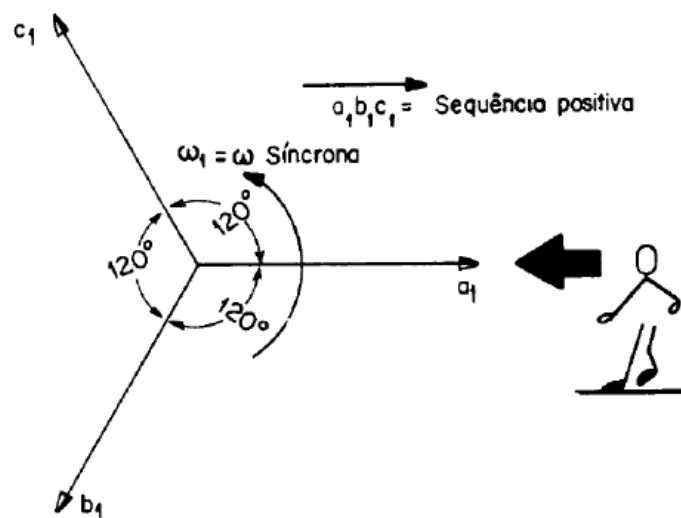
Conforme Kindermann (1997), em 1918, Dr. Charles L. Fortescue, conseguiu formular uma ferramenta analítica muito poderosa, onde estabeleceu que um sistema de “n” fasores desequilibrados, pode ser decomposto em um sistema de “n” fasores equilibrados. Este teorema foi intitulado de “método das componentes simétricas aplicado a solução de circuitos polifásicos”

Como o sistema elétrico em sua maioria é trifásico, o teorema pode ser apresentado da seguinte forma: “Um sistema trifásico de três fasores desbalanceados pode ser

decomposto em três sistemas trifásicos com fasores balanceados chamados de componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero”.

As componentes de sequência positiva são constituídas por três fasores balanceados, ou seja, de mesmo módulo, defasados 120° , com a mesma sequência de fase do original e que giram na mesma frequência do sistema original. A figura 12 mostra os fasores de sequência positiva, onde se utiliza o índice 1 para sua representação.

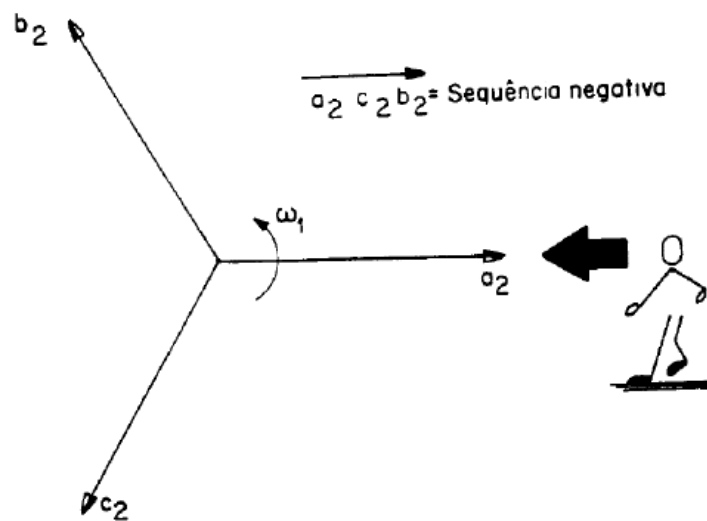
Figura 12 – Sequência positiva



Fonte: Kindermann (1997, p, 36)

As componentes de sequência negativa são constituídas por três fasores equilibrados, girando numa sequência de fase contrária à do sistema original desbalanceado, em velocidade síncrona contrária à de sequência positiva. Na figura 13 onde é mostrado os fasores de sequência negativa, é utilizado o índice 2

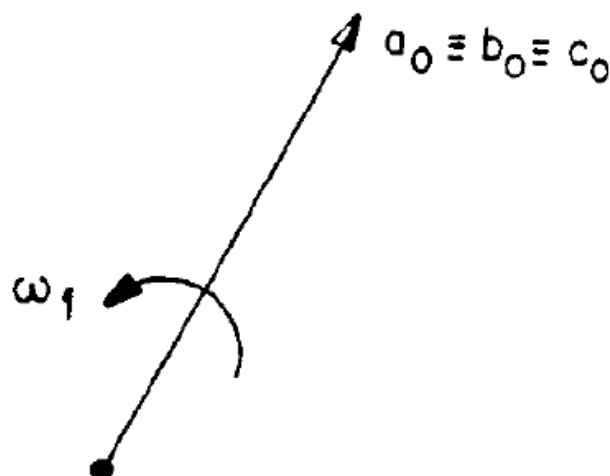
Figura 13 – Sequência negativa



Fonte: Kindermann (1997, p, 37)

Segundo Kindermann (1997), as componentes de sequência zero são constituídas por um conjunto de três fasores iguais, em fase, girando no mesmo sentido da sequência do sistema original desbalanceado. A figura 14 mostra os fasores de sequência zero, onde foi utilizado o índice 0 para sua representação.

Figura 14 – Sequência zero



Fonte: Kindermann (1997, p, 39)

Kindermann (1997) complementa que, fazendo a superposição dos três sistemas equilibrados se obtém o sistema original desbalanceado, conforme sistema de equações (2.5.2).

$$\begin{aligned}\dot{V}_a &= \dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_b &= \dot{V}_{b0} + \dot{V}_{b1} + \dot{V}_{b2} \\ \dot{V}_c &= \dot{V}_{c0} + \dot{V}_{c1} + \dot{V}_{c2}\end{aligned}\tag{2.5.2}$$

Para simplificar os cálculos, adota-se o operador “ α ” que é definido como:

$$\dot{\alpha} = 1 \angle 120^\circ$$

Pode-se escrever todas as equações em função da fase “ α ”, e podem escritos de forma matricial, como mostra o sistema de equações (2.5.3).

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{\alpha}^2 & \dot{\alpha} \\ 1 & \dot{\alpha} & \dot{\alpha}^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix}\tag{2.5.3}$$

Como os sistemas trifásicos de sequência são equilibrados, basta realizar o estudo em função da fase “ α ”, posteriormente utilizar a equação (2.5.3), obtendo os valores de cada fase do sistema desbalanceado. Conhecendo os fasores do sistema desbalanceado, basta utilizar o inverso da equação (2.5.3) para encontrar os fasores do sistema de sequência.

O teorema de Fortescue foi formulado em termos de fasores de tensão, no entanto o mesmo pode ser aplicado aos três fasores de corrente de um sistema trifásico desbalanceado.

Uma correta avaliação de corrente de sequência zero é de extrema importância para a proteção do sistema elétrico, pois está relacionado diretamente com a corrente de neutro do sistema desbalanceado. A relação entre corrente de sequência zero (I_{a0}) e a corrente de neutro (I_N) de um sistema desbalanceado é mostrada na equação (2.5.4).

$$\dot{I}_{a0} = \frac{\dot{I}_N}{3}\tag{2.5.4}$$

Porém em sistemas trifásicos a corrente de neutro só pode existir em sistemas com ligação estrela com neutro ou estrela aterrado. Desta forma em sistemas com ligação delta e estrela não aterrado e sem neutro, não pode existir corrente de sequência zero (KINDERMANN, 1997).

2.6 IMPEDÂNCIA DO SISTEMA

De acordo com Mamede (2011), para o cálculo das correntes de falta devem ser considerados os principais elementos do circuito através de suas impedâncias. O mesmo ainda lembra que quanto menor é a tensão do sistema, mais necessário se faz considerar a maior impedância, pois pode influenciar em valores maiores na corrente final.

Um circuito é dito balanceado quando as impedâncias para as três fases são iguais, e não existe impedância mútua entre as fases. Para uma melhor compressão é explicado a seguir as componentes de sequência de um transformador.

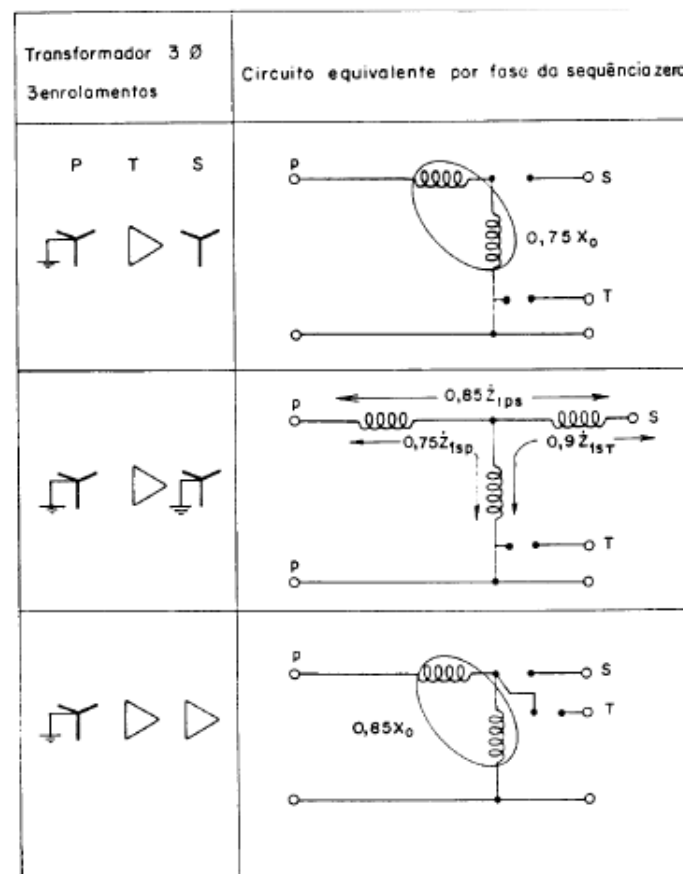
2.6.1 Impedância do transformador

Conforme Sartori (2011), o transformador é componente passivo do sistema elétrico, a impedância de sequência positiva e de sequência negativa são iguais, pois a oposição à passagem da corrente elétrica não sofre as influências da sequência de fases conectados a ele.

Segundo Kindermann (1997), a impedância de sequência positiva (Z_1) é obtida no ensaio de curto-circuito do transformador. Este ensaio é utilizado para levantamento do circuito equivalente do transformador, onde são desprezadas as derivações centrais da resistência equivalente do ferro e da bobina de magnetização.

A impedância de sequência zero (Z_0) sofre influência de diversos fatores como: tipo do transformador, forma do núcleo magnético e dos tipos de bobinas do primário e secundário. A tabela ilustrada por Kindermann (1997), na figura 15 apresenta resultado para sequência zero para transformadores de três enrolamentos, o qual é objeto de estudo para o presente trabalho.

Figura 15 - Circuito equivalente por fase de sequência zero de transformadores trifásicos de três enrolamentos de núcleo envolvido.



Fonte: Kindermann (1997, p, 97)

2.7 REDES DE SEQUÊNCIA

Conforme Sartori (2011), uma rede de sequência é similar à do sistema original equilibrado ao qual é adicionado um ponto de falta e contém as mesmas impedâncias por fase do sistema equilibrado, porém com a diferença em que o valor de cada impedância é o valor de cada sequência.

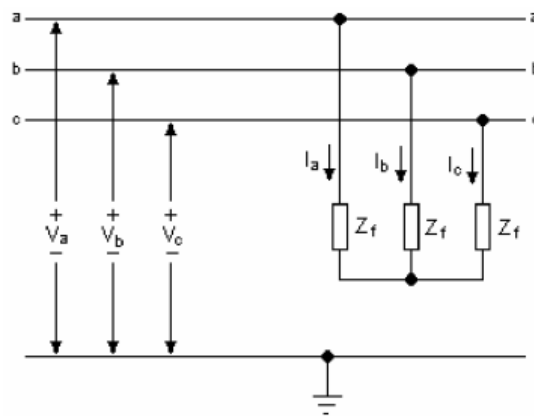
Sartori (2011) complementa que pode ser utilizado o teorema de Thevenin para analisar as redes de sequência, quando visto do ponto de falta. A tensão equivalente Thevenin na rede de sequência positiva é a tensão de circuito aberto no ponto da falta, já nas redes de sequência negativa e zero é zero pela definição que as tensões geradas no sistema trifásico são todas sequência positiva.

2.8 CURTOS-CIRCUITOS TRIFÁSICOS

De acordo com Sartori (2011), em curto-circuito trifásico todas as correntes são equilibradas, não existindo diferença entre curto-circuito trifásico e curto-circuito trifásico à terra. Na figura 16 está representando um curto-circuito trifásico, considerando uma impedância de falta Z_f .

Kindermann (1997) complementa que pela própria natureza física os curtos-circuitos trifásicos são os mais raros e representam uma média de seis por cento das ocorrências.

Figura 16 – Curto-circuito trifásico



Fonte: Sartori (2011, p. 33)

Da figura 16 pode-se observar que:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (2.8.1)$$

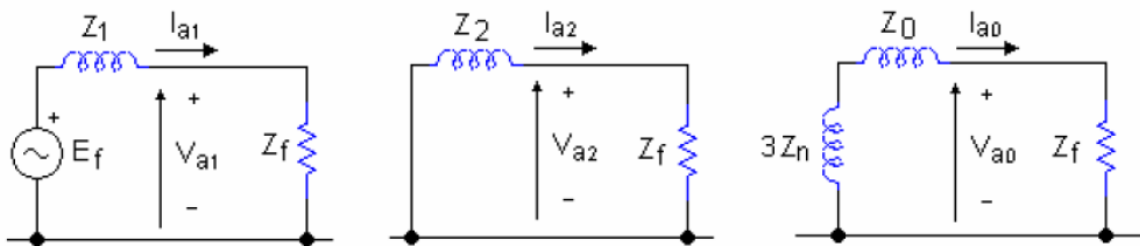
Onde V_a , V_b , V_c são as tensões de fase do sistema e I_a , I_b , I_c são as correntes de curto-circuito nas mesmas fases respectivamente.

Através da equação (2.5.3), transforma-se o sistema de fase da equação (2.8.1) no sistema de sequência a seguir:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.8.2)$$

Da equação (2.8.2) observa-se que as redes de sequência são independentes e como o curto-circuito trifásico é equilibrado, só possui a necessidade de analisar o circuito de sequência positiva. A conexão no ponto de falta é feita conforme a figura 17.

Figura 17 – Modelo de Sequência Positiva em Curto-circuito Trifásico



Fonte: Sartori (2011, p. 34)

Sartori (2011) complementa que no curto-circuito trifásico não há circulação de corrente de sequência zero e sequência negativa, somente corrente de sequência positiva, expressa na equação (2.8.3).

$$\dot{I}_{a1} = \frac{E_f}{Z_1 + Z_f} \quad (2.8.3)$$

Transformando o sistema de sequência para o sistema por fase, tem-se as correntes de curto-circuito por fase, conforme equações (2.8.4).

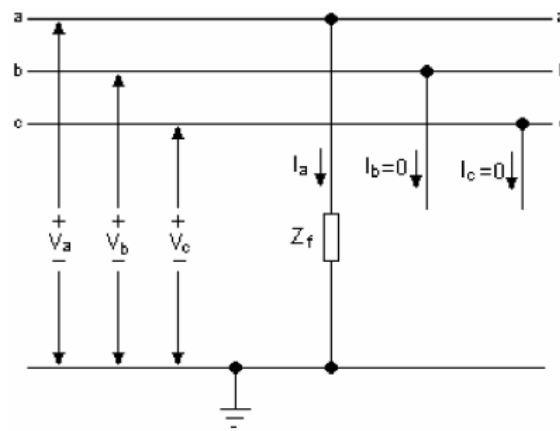
$$\begin{aligned} \dot{I}_a &= \frac{E_f}{Z_1 + Z_f} \\ \dot{I}_b &= \frac{\dot{a}^2 E_f}{Z_1 + Z_f} \\ \dot{I}_c &= \frac{\dot{a} E_f}{Z_1 + Z_f} \end{aligned} \quad (2.8.4)$$

2.9 CURTOS-CIRCUITOS MONOFÁSICOS A TERRA

Conforme Kindermann (1997), os curtos-circuitos monofásicos são os mais corriqueiros e representam uma média de sessenta e três por cento das ocorrências.

De acordo com Sartori (2011), os curtos circuitos monofásicos à terra ocorrem quando apenas uma das fases do sistema elétrico é aterrada através de uma impedância Z_f . Para este caso, a característica do defeito impõe que I_b e I_c são nulas. Na figura 18 é mostrado as correntes de falta que circulam nas fases ‘a’, ‘b’ e ‘c’.

Figura 18 - Curto-circuito monofásico à terra



Fonte: Sartori (2011, p. 36)

Considerando que o curto-circuito acontece na fase ‘a’, as correntes nas fases ‘b’ e ‘c’ são iguais a zero. Através da relação inversa da equação (2.5.3) pode-se escrever a equação 2.9.1.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.9.1)$$

Assim:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \dot{I}_a * \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.9.2)$$

Através da equação (2.9.2), pode-se inferir que as componentes de sequência positiva, negativa e zero são iguais.

A tensão na fase 'a' no ponto que ocorre o curto-circuito é igual a:

$$\dot{V}_a = \dot{I}_a * Z_f \quad (2.9.3)$$

Utilizando as equações (2.9.2) e (2.9.3) pode-se escrever que:

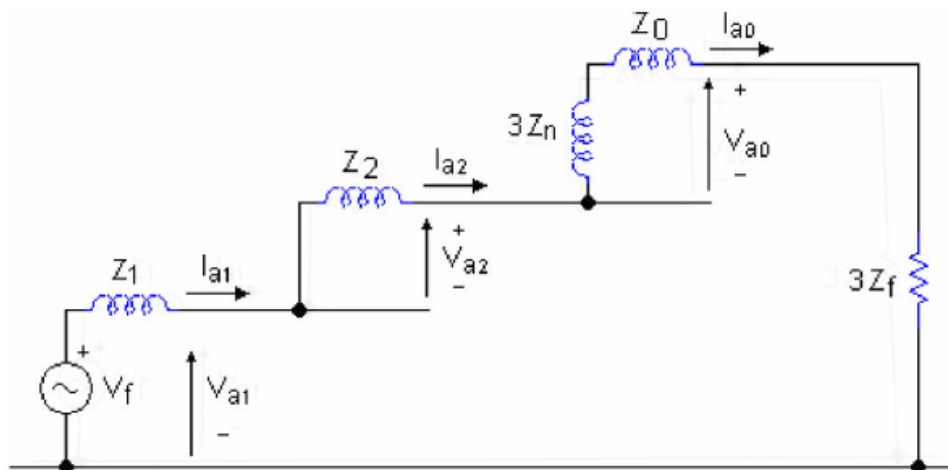
$$\dot{V}_a = 3\dot{I}_{a1} * Z_f \quad (2.9.4)$$

Por fim, relacionando as equações (2.5.2) e (2.9.4), pode-se escrever que:

$$\dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} = 3\dot{I}_{a1} * Z_f \quad (2.9.5)$$

Através da equação (2.9.5), percebe-se que as tensões de sequência se somam ao ponto de falta e, somando isso ao fato de todas as correntes de sequência serem iguais, pode-se concluir que as redes de sequência estão conectadas em série, conforme mostrado na figura 19.

Figura 19 - Diagrama de sequência de um curto-circuito monofásico a terra



Fonte: Sartori (2011, p. 37)

Onde o Z_n é a impedância de aterramento dos geradores.

Conforme Sartori (2011), pode-se concluir que as correntes de curto-circuito para fases 'a', 'b', e 'c' são:

$$\dot{I}_{a1} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f + 3Z_n} \quad (2.9.6)$$

$$\dot{I}_a = \frac{3V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f + 3Z_n} \quad (2.9.7)$$

$$\dot{I}_b = 0 \quad (2.9.8)$$

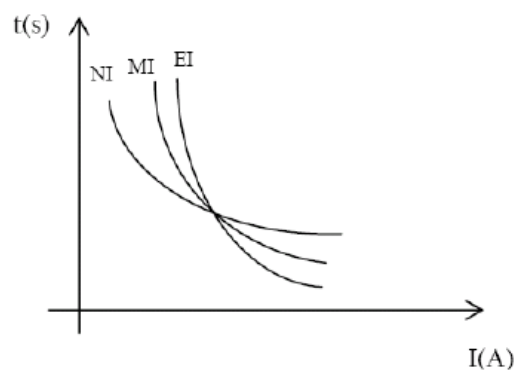
$$\dot{I}_c = 0 \quad (2.9.9)$$

2.10 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE TEMPORIZAÇÃO

Por questões de seletividade entre os equipamentos de proteção do sistema elétrico, faz-se necessário permitir aos relés certa temporização antes da abertura do disjuntor.

De acordo com Kindermann (2012), os relés apresentam curvas características de temporização que os habilitam para determinados tipos de aplicação. A seguir serão mostradas as principais curvas que normalmente acompanham os relés digitais, onde suas declividades são ilustradas na figura 20.

Figura 20 – Tipos de curvas de acionamento dos relés de sobrecarga



Fonte: Kindermann (2012, p. 101)

Kindermann (2012) complementa, que nos relés eletromecânicos não se escolhe o tempo de atuação, mas sim a curva de atuação que é feita de forma física. Suas curvas receberam normalizações padronizadas.

Já os relés digitais apresentam vantagens em relação às curvas de tempo, pois possibilitam ajustar as inclinações das curvas de tempo e terem curvas próprias de

atuação. O relé digital opera associando a curva a uma função que reproduz a curva normalizada. Esta função é dada pela equação (2.10.1) que representa as curvas de tempo *versus* múltiplos dos relés eletromecânicos.

$$t = \frac{K_1 * TMS}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{K_2} - 1} \quad (2.10.1)$$

Onde:

- a) K_1 e K_2 : constantes que dependendo do valor recebido, definem os grupos (NI, MI ou EI).
- b) $K_1 = 0,14$ e $K_2 = 0,02 \rightarrow$ Curva Normalmente Inversa.
- c) $K_1 = 13,5$ e $K_2 = 1 \rightarrow$ Curva Muito Inversa.
- d) $K_1 = 80$ e $K_2 = 2 \rightarrow$ Curva Extremamente Inversa.
- e) I : corrente que chega ao relé através do secundário do TC.
- f) I_s : corrente de ajuste ou de partida.
- g) TMS: os valores numéricos atribuídos à TMS fazem as curvas se deslocarem ao longo do eixo dos tempos. Estes valores variam geralmente de 0,1 a 1, com passo de 0,1.

3 GRUPO VOTORANTIM

O grupo Votorantim é uma multinacional brasileira controlada pela família Ermírio de Moraes. A história da Votorantim começou em 1918, e hoje é considerado um dos maiores grupos empresariais do Brasil

A Votorantim possui um portfólio com operações em setores estratégicos da economia como: cimento, metais e mineração, siderurgia, energia, celulose, suco de laranja e financeiro, e no momento está presente em 20 países.

As sete empresas do Grupo: Votorantim Cimentos, Votorantim Metais, Banco Votorantim, Fibria, Citrosuco, CBA (Companhia Brasileira de Alumínio) e NEXA, fazem parte de um negócio que abriga mais de 536 unidades operacionais e emprega mais de 40 mil pessoas (VOTORANTIM, 2019).

3.1 VOTORANTIM CIMENTOS

Presente no negócio de materiais de construção (cimento, concreto, agregados e argamassas) desde 1933, está entre as 6 maiores companhias do setor cimenteiro em capacidade instalada no mundo.

Possui unidades estrategicamente localizadas próximas aos mais importantes mercados consumidores em crescimento e está presente em 11 países: Argentina, Bolívia, Brasil e Uruguai (América do Sul); Canadá e Estados Unidos (América do Norte); Luxemburgo e Espanha (Europa); Turquia (Europa/Ásia); Marrocos e Tunísia (África).

3.1.1 Unidade de Capivari de Baixo

A unidade de Capivari de Baixo, conforme mostra figura 21, está localizada dentro do complexo termoeletrico Jorge Lacerda (Engie), e é responsável por captar os insumos gerados da queima do carvão (cinzas) no processo de geração de energia. As cinzas são enviadas para as fábricas das Votorantim, onde são inseridas no processo como aditivo do cimento.

Um destes setores da Votorantim Capivari de Baixo tem a finalidade de secar as cinzas depositadas em bacias de cinza, derivadas do sistema de transporte hidráulico, como por exemplo a cinza de fundo de caldeiras. Este setor é chamado de Secador de Cinzas, onde tem a subestação que é fonte de estudo deste trabalho.

Figura 21 – Votorantim Cimentos – Capivari de Baixo



Fonte: Elaboração do Autor (2017)

O setor de Secagem de Cinzas é único da Votorantim que é conectado a uma rede da concessionária Celesc, pois o restante da planta é todo ligado com a energia gerada dentro do próprio complexo Jorge Lacerda.

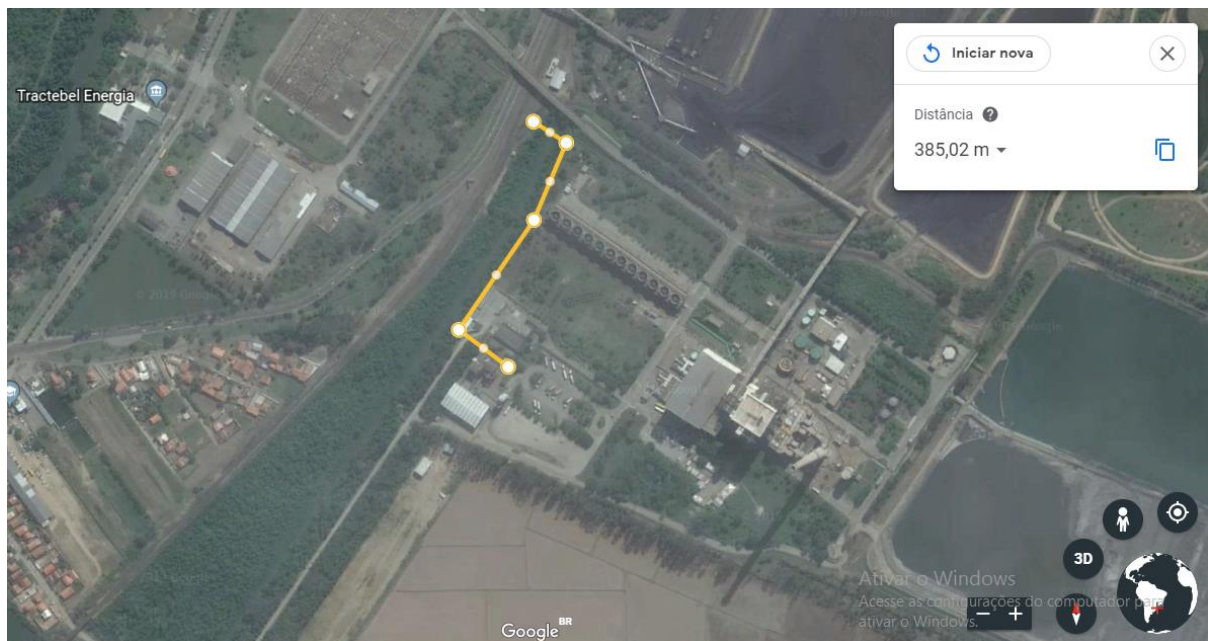
A subestação é conectada a concessionária Celesc em 13,8 KV, o qual possui uma rede com cabos de alumínio de bitola 2 AWG, que foi construída pela empresa Votorantim e possui uma distância de 385 metros entre o ponto de entrega da Celesc e a entrada da subestação, como ilustrado na figura 22.

A subestação é composta de uma grande quantidade de equipamentos para seu funcionamento, alguns deles são citados abaixo:

- a) Transformador de 2 MVA a seco 13,8 KV/440 V (WEG).
- b) Relé Multifunção (Relé Sepam T40 - Schneider).
- c) Disjuntor Média Tensão 17,5 KV, a Vácuo (ABB).
- d) Multimedidor de grandezas elétricas (Schneider).
- e) Transformador de corrente para medição e proteção (Balteau).
- f) Transformador de Potencial (Braspel).
- g) Barramentos de ligação no secundário do transformador.

O contrato de demanda com a Celesc é de 450 KW, com uma modalidade tarifária horo sazonal verde.

Figura 22 – Distância entre ponto de entrega Celesc e conexão Subestação



Fonte: Elaboração do Autor (2019)

4 MEMORIAL DE CÁLCULOS

4.1 VALOR POR UNIDADE

Para facilitar os cálculos no desenvolvimento deste trabalho foi utilizado uma técnica conhecida por resolução por unidade (pu). A mesma é utilizada para prefixar um número proveniente da relação de valores medidos de uma ou várias grandezas.

$$\text{Valor } pu = \frac{\text{Valor real da grandeza}}{\text{valor baseda grandeza}}$$

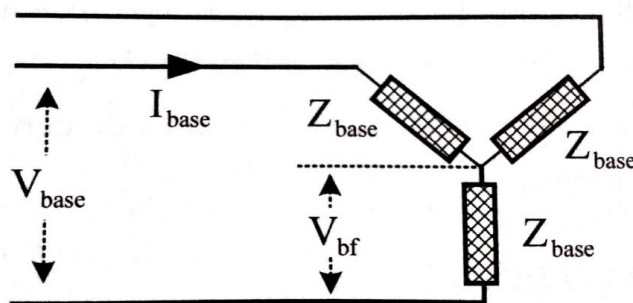
Na Engenharia Elétrica, segundo Kindermann (2010), o uso da representação em pu produz várias vantagens na simplificação da modelagem e resolução do sistema, como por exemplo:

- Simplifica os cálculos, porque todos os valores em pu estão relacionados ao mesmo percentual;
- Necessita de apenas o valor em pu da impedância do transformador, sem referir a qualquer lado (enrolamento);
- Modifica todos os transformadores para uma relação de transformação de 1:1, assim o transformador não precisa ser representado no diagrama de impedâncias.
- Os valores em pu de equipamentos variam em uma faixa relativamente estreita, enquanto os seus valores reais variam em faixas amplas.

4.2 SISTEMA TRIFÁSICO

De acordo com Kindermann (2010), um sistema trifásico (3Φ) de potência envolve cargas e transformadores ligados em delta (Δ) e estrela (Y). Os cálculos de curto-circuito, para proteção, são feitos usando componentes simétricas, que são equilibradas. Desta maneira, toda representação de um sistema trifásico em pu é feita numa única fase em Y equivalente, conforme figura 23.

Figura 23 – Modelo em Y equivalente



Fonte: Kindermann (2010, pg. 14).

4.2.1 Cálculo da corrente de base no primário (I_{base_p})

A corrente base é a mesma da linha do sistema trifásico original e da fase do Y equivalente, e os valores de base utilizados para cálculo da corrente no primário do transformador foram:

$$\text{Tensão de base } (V_{base_p}) = 13800 \text{ V}$$

$$\text{Potência de base } (P_{base}) = 100 \text{ MVA}$$

$$I_{base_p} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * V_{base_p}} \quad I_{base_p} = \frac{100000000}{\sqrt{3} * 13800} \quad I_{base_p} = 4183,7 \text{ A}$$

4.2.2 Cálculo da impedância de base no primário (Z_{base_p})

A impedância base (figura 23) de um sistema trifásico é sempre a impedância da fase do sistema trifásico em Y equivalente. Os valores base de tensão e corrente são os mesmos utilizados no cálculo I_{base_p} .

$$Z_{base_p} = \frac{V_{base_p}^2}{S_{base}} \quad Z_{base_p} = \frac{13800^2}{100000000}$$

$$Z_{base_p} = 1.9044 \Omega$$

4.2.3 Cálculo da corrente de base no secundário (I_{base_s})

Para o cálculo da corrente de base no secundário do transformador é utilizado a mesma equação do cálculo no primário, porém a tensão de base tem outro valor.

$$\text{Tensão de base } (V_{base_s}) = 440 \text{ V}$$

$$I_{base_s} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * V_{base_s}} \quad I_{base_s} = \frac{100000000}{\sqrt{3} * 440} \quad I_{base_s} = 131215,97 \text{ A}$$

4.2.4 Cálculo da impedância de base no secundário (Z_{base_s})

Para o cálculo da impedância no secundário do transformador é utilizado a mesma equação do primário, porém alterando o valor da tensão de base.

$$\text{Tensão de base } (V_{base_s}) = 440 \text{ V}$$

$$Z_{base_s} = \frac{V_{base_s}^2}{S_{base}} \quad Z_{base_s} = \frac{440^2}{100000000} \quad Z_{base_s} = 0.00193 \, \Omega$$

4.3 IMPEDANCIA PERCENTUAL DO TRANSFORMADOR ($Z\%$)

Esta impedância representa numericamente a impedância do transformador em percentagem de tensão de ensaio de curto circuito, em relação a tensão nominal. Curto circuitando o secundário e aplicando uma tensão, esta produz a corrente nominal do transformador.

Também é considerada a impedância de sequência positiva Z_1 , e deve ser fornecido pelo fabricante, onde referenciado a potência base do transformador. Na figura 24 tem-se uma foto da placa de dados do transformador analisado, o qual mostra o valor da impedância de 6,13 %. Em um transformador, o valor em pu no lado de alta ou baixa tensão é o mesmo. Assim apresenta-se um só valor na placa do transformador, evitando apresentar dois valores em Ohms.

Para o cálculo da impedância (Z_1) em Ohms tem-se a seguinte equação:

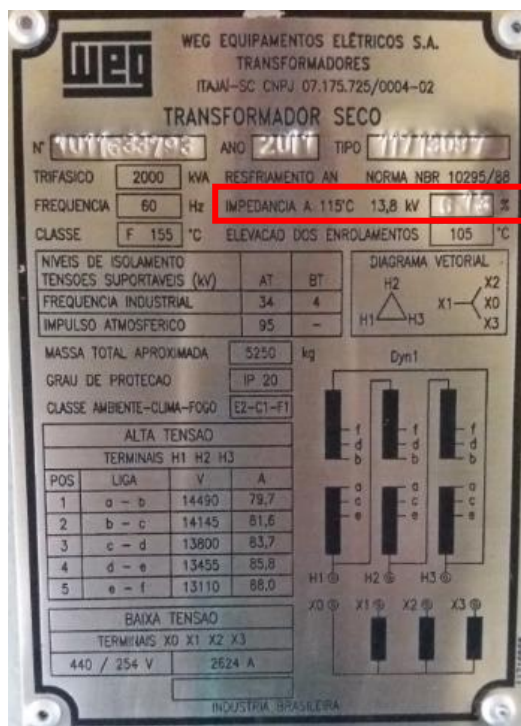
$$Z_{1trafo}(\Omega) = \frac{Z_1\%}{100} * \frac{(V_{base_p})^2}{S_{TRAFO}}$$

$$Z_{1trafo}(\Omega) = \frac{6,13}{100} * \frac{13800^2}{2000000} \quad Z_{1trafo}(\Omega) = 5,84 \, \Omega$$

Fazendo a transformação para o sistema pu, tem-se a seguinte equação:

$$Z_{1trafo}(pu) = \frac{Z_1 \, \Omega}{Z_{base_P}} \quad Z_{1trafo}(pu) = \frac{5,84}{1,9044} \quad Z_{1trafo}(pu) = 3,066 \, pu$$

Figura 24 - Placa de dados do transformador



Fonte: Elaboração do autor (2019)

4.3.1 Impedância de sequência zero do transformador ($Z_0\%$)

A impedância de sequência zero do transformador depende do tipo do mesmo, da forma de seu núcleo magnético e da ligação das bobinas primárias e secundárias. Algumas ligações são mostradas no quadro 1, onde também apresenta o tipo de ligação do transformador em estudo (Δ - Y aterrado).

Quadro 1 - Tipo de ligação do transformador

$Z_0 =$	Z_1	Y aterrado-Y aterrado
	$0,85Z_1$	Δ - Y aterrado
	$5Z_1$	Y aterrado - Y isolado
	∞	Δ - Δ

Fonte: Kindermann (2010, p. 90).

Desta maneira, tem-se a seguinte equação:

$$Z_{0\text{Trafo}} = 0,85 \cdot Z_{1\text{trafo}}$$

$$Z_{0\text{Trafo}} = 0,85 \cdot 3,066$$

$$Z_{0\text{Trafo}} = 2,6061 \text{ pu}$$

4.4 IMPEDÂNCIA DOS CABOS DE MÉDIA TENSÃO

Os cabos também apresentam algumas características de impedâncias (resistência e reatâncias), o qual devem ser fornecidos pelo fabricante para uma maior precisão nos cálculos de curto-circuito. No quadro 2 mostra algumas destas características, como por exemplo o cabo de Alumínio 2 AWG que é fonte de estudo deste trabalho.

Quadro 2 – Características dos Cabos

Tipo	Descrição	Diâmetro do cabo (mm)	Seção Transversal (mm ²)	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	Corrente Nominal (A)
F-03	Aço zincado 3,09 mm	3,09	7,5	25,54	0	0	0	25
A-06	Alumínio 6 AWG	4,65	13,21	2,4397	0,4971	2,6174	2,5296	95
A-04	Alumínio 4 AWG	5,88	21,15	1,5290	0,4850	1,7067	2,5119	114
A-02	Alumínio 2 AWG	7,42	33,63	0,9584	0,4670	1,1361	2,4944	152
A-10	Alumínio 1/0 AWG	9,36	55,51	0,6040	0,4500	0,7817	2,4769	203
A-20	Alumínio 2/0 AWG	10,51	67,44	0,4790	0,4410	0,6567	2,4681	235
A-30	Alumínio 3/0 AWG	11,8	85,03	0,3810	0,4320	0,5587	2,4594	271
A-40	Alumínio 4/0 AWG	13,25	107,2	0,3020	0,4230	0,4797	2,4507	314
A-266	Alumínio 266 MCM	14,88	135,20	0,2390	0,4150	0,4167	2,4419	362

Fonte: Lucio (2014, p. 39).

O cabo de Alumínio de 2 AWG possui uma distância de 385 metros desde o ponto de entrega (medição) da concessionária até subestação de energia da empresa, conforme ilustrado na figura 22.

4.4.1 Impedância de sequência positiva do cabo (R_1 e X_1)

Para os cálculos de sequência positiva do cabo de 2 AWG, tem-se as equações:

$$R_{1cabo}(\Omega) = R_1 * Distância(Km)$$

$$R_{1cabo}(\Omega) = 0,9584 * \frac{385}{1000}$$

$$R_{1cabo}(\Omega) = 0,3689\Omega$$

Transformador o valor para pu tem-se:

$$R_{1cabo}(pu) = \frac{R_{1cabo}(\Omega)}{Z_{base_p}}$$

$$R_{1cabo}(pu) = \frac{0,3689}{1,9044}$$

$$R_{1cabo}(pu) = 0,1937pu$$

Calculando os valores reativos do cabo tem-se:

$$X_1cabo(\Omega) = X_1 * Distância(km)$$

$$X_1cabo(\Omega) = 0,4670 * \frac{385}{1000}$$

$$X_1cabo(\Omega) = 0,1798 \Omega$$

Transformador o valor para pu temos:

$$X_1cabo(pu) = \frac{X_1cabo(\Omega)}{Zbase_p}$$

$$X_1cabo(\Omega) = \frac{0,1798}{1,9044}$$

$$X_1cabo(pu) = 0,0944 pu$$

4.4.2 Impedância de sequência zero do cabo (R_0 e X_0)

Para os cálculos de sequência zero do cabo de 2 AWG, tem-se as equações:

$$R_0cabo(\Omega) = R_0 * Distância (km)$$

$$R_0cabo(\Omega) = 1,1361 * \frac{385}{1000}$$

$$R_0cabo(\Omega) = 0,4374 \Omega$$

Transformador o valor para pu tem-se:

$$R_0cabo(pu) = \frac{R_0cabo(\Omega)}{Zbase_p}$$

$$R_0cabo(pu) = \frac{0,4374}{1,9044}$$

$$R_0cabo(pu) = 0,2297 pu$$

Calculando os valores reativos do cabo tem-se:

$$X_0cabo(\Omega) = X_0 * Distância (km)$$

$$X_0cabo(\Omega) = 2,4944 * \frac{385}{1000}$$

$$X_0cabo(\Omega) = 0,9603 \Omega$$

Transformador o valor para pu tem-se:

$$X_{0cabo}(pu) = \frac{X_{0cabo}(\Omega)}{Z_{base_p}} \quad X_{0cabo}(\Omega) = \frac{0,9603}{1,9044} \quad X_{0cabo}(pu) = 0,5043 \, pu$$

4.5 IMPEDÂNCIA DA REDE PÚBLICA DE ALIMENTAÇÃO (CELESC)

Devem ser consideradas as impedâncias da rede pública de alimentação para consumidores industriais e comerciais normalmente em média tensão até classe de 35 KV. Para pontos afastados do gerador, considera-se como ponto de análise de curto-circuito, a derivação de entrada do consumidor (medição).

As concessionárias de energia devem informar no mínimo os seguintes dados: tensão nominal da linha, corrente de curto-circuito trifásico, bifásico, monofásico mínimo e monofásico máximo. As mesmas devem informar ainda os valores das impedâncias (R_1 , X_1 , R_0 e X_0) no ponto de entrega, onde essas grandezas podem ser fornecidas em valores absolutos ou em valores em pu. No caso em que os dados sejam informados em “pu”, a concessionária deve informar a potência base, pois desta maneira o projetista pode adotar a mesma para todos os seus cálculos.

Na figura 25 tem-se uma parte do relatório fornecido pela Celesc referente à empresa analisada, onde demonstra todas as grandezas necessárias para complementar os cálculos de curto-circuito e posteriormente ajustes do relé secundário.

Figura 25 – Relatório de ajuste relê secundário.

	NEUTRO	FASE
CORRENTE DE DISPARO:	40,000 [A]	400,000 [A]
NÚMERO DE OPERAÇÕES RÁPIDAS:	1	1
CURVA DE OPERAÇÃO RÁPIDA:	IEC NI (0,30)	IEC MI (0,15)
NÚMERO DE OPERAÇÕES LENTAS:	-	-
CURVA DE OPERAÇÃO LENTA:	-	-

CORRENTES DE CURTO NO PONTO DE CONEXÃO DO CONSUMIDOR				
FASE TERRA	FASE TERRA MÍNIMO	FASE TERRA ASSIMÉTRICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA ASSIMÉTRICA
1177 A	187 A	1329 A	1956 A	2063 A

IMPEDÂNCIA ACUMULADA NO PONTO DE CONEXÃO			
R0	X0	R1	X1
1,426 p.u.	6,283 p.u.	0,892 p.u.	1,944 p.u.

IMPEDÂNCIA DE FALTA	
40 ohms	

OBSERVAÇÕES:
CURVA DE "TEMPO X CORRENTE" DA PROTEÇÃO DA CELESC EM ANEXO MVA base = 100 MVA kV base = 13,800 kV I base = 4184 A Z base = 1,9044 ohms

Fonte: Adaptado Celesc (2017)

4.6 CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de distribuição de energia forma uma verdadeira árvore para poder entregar energia a cada consumidor. De acordo com Kindermann (2010), o sistema radial é o mais simples, mais barato e menos eficiente, onde a energia elétrica flui num só sentido, isto é, da fonte para o consumidor.

No sistema radial o cálculo da corrente de curto-circuito é simples, bastando obter o circuito equivalente de Thevenin, com a impedância acumulada desde a geração até o ponto de defeito. Diante destes fatos são analisados os níveis de curto-circuito no primário do transformador (13800 V) e secundário do transformador (440 V).

4.6.1 Somatório de impedâncias até o primário do transformador

Para os cálculos de curto-circuito deve-se ter valor total de todas as impedâncias ($Z_{1\text{total}}$ e $Z_{0\text{total}}$) desde o ponto de entrega da concessionária até a subestação analisada:

$$\begin{aligned}
 Z_{1total} &= Z_{1sistema} + Z_{1cabo} & Z_{1total} &= (0,892 + j1,944) + (0,1937 + j0,0944) \\
 Z_{1total} &= 1,0857 + j2,0385 pu & Z_{1total} &= 2,3095 pu
 \end{aligned}$$

Para a impedância total de sequência zero temos:

$$\begin{aligned}
 Z_{0total} &= Z_{0sistema} + Z_{0cabo} & Z_{0total} &= (1,426 + j6,283) + (0,2297 + j0,5043) \\
 Z_{0total} &= 1,6557 + j6,7873 pu & Z_{0total} &= 6,9863 pu
 \end{aligned}$$

4.6.2 Curto-circuito trifásico primário do transformador ($I_{cc3\Phi}$)

De acordo com Kindermann (2010), a corrente de curto-circuito trifásica é analisada efetuando o equivalente Thevenin de todo sistema elétrico, onde a impedância de todo sistema será a impedância acumulada, conhecida como impedância Thevenin (Z_1).

Como as correntes de curto-circuito trifásica ($I_{cc3\Phi}$) são balanceadas, somente o modelo de sequência positivo é analisado.

$$I_{cc3\Phi}(pu) = \frac{1}{Z_{1total}} \qquad I_{cc3\Phi}(pu) = \frac{1}{2,3095} \qquad I_{cc3\Phi}(pu) = 0,433 pu$$

Para obter o valor absoluto tem-se a seguinte equação:

$$I_{cc3\Phi}(A) = I_{cc3\Phi}(pu) * I_{base_P} \qquad I_{cc3\Phi}(A) = 0,433 * 4183,77 \qquad I_{cc3\Phi}(A) = 1811,6 A$$

4.6.3 Curto-circuito bifásico primário do transformador ($I_{cc2\Phi}$)

Para Kindermann (2010), no curto-circuito bifásico algumas condições são aplicáveis como por exemplo: duas fases estão curto-circuitadas, a corrente da fase que não está em curto é nula ($I = 0$), as fases que apresentam somatório igual a zero (sentidos contrários), as duas tensões fase/terra no local da falta são iguais.

O mesmo ainda complementa que o sistema de distribuição geralmente está longe do gerador, pode-se considerar a impedância de sequência positiva (Z_1) é igual a impedância de sequência negativa (Z_2). Desta maneira aplicando os conceitos de Fortescue para o curto-circuito bifásico ($I_{cc2\Phi}$) tem-se a seguinte equação:

$$I_{cc2\Phi}(pu) = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{cc3\Phi}(pu) \qquad I_{cc2\Phi}(pu) = \frac{\sqrt{3}}{2} * 0,433 \qquad I_{cc2\Phi}(pu) = 0,375 pu$$

Para obter o valor absoluto tem-se a seguinte equação:

$$I_{cc_{2\Phi}}(A) = I_{cc_{2\Phi}}(pu) * I_{base_p}$$

$$I_{cc_{2\Phi}}(A) = 0,375 * 41837$$

$$I_{cc_{2\Phi}}(A) = 156889 A$$

4.6.4 Curto-circuito monofásico primário do transformador ($I_{cc_{1\Phi_terra}}$)

De acordo com Kindermann (2010), todo curto-circuito monofásico ($I_{cc_{1\Phi_terra}}$) é com o contato de uma das fases a terra ou massas. Algumas considerações são identificadas neste tipo de curto como: as correntes nas fases sem defeito são nulas, a tensão fase/terra na fase com defeito, no local da falta, é nula.

A impedância de sequência zero é a impedância acumulada até o ponto de defeito, e a impedância de sequência negativa é igual a impedância de sequência positiva

($\dot{Z}_1 = \dot{Z}_2$). Pelo teorema de Fortescue, tem-se:

$$I_{cc_{1\Phi_terra}}(pu) = \frac{3}{2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0}$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra}}(pu) = \frac{3}{2 * (1,08575 + 2,0385) + (1,6557 + 6,7873)}$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra}}(pu) = 0,2605 pu$$

Convertendo os valores para absolutos tem-se:

$$I_{cc_{1\Phi_terra}}(A) = I_{cc_{1\Phi_terra}}(pu) * I_{base_p}$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra}}(A) = 0,2605 * 41837$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra}}(A) = 108985 A$$

4.6.5 Curto-circuito monofásico mínimo primário do transformador

($I_{CC1\Phi_terra_min}$)

A corrente de curto-circuito monofásico mínima é a menor corrente de defeito determinada para condições especiais do sistema elétrico, e serve como base para a seleção dos dispositivos de seccionamento automático de proteção (relês e fusíveis).

De acordo Kindermann (2010), quando o condutor fase cai sobre a areia silicosa, o calor do arco elétrico funde a areia, e com o desligamento da rede pelo religador, o material fundido se solidifica, formando uma camada vitrificada que adere ao condutor. Esta camada vitrificada é isolante, gerando uma impedância ($\dot{Z}_d$) conforme o tipo de solo, e com a energização (religamento) o sistema volta a operar como se não tivesse nenhum defeito.

No Brasil, por existirem solos com características de resistividade bastante distintas, as concessionárias de energia elétrica foram obrigadas a propor e usar valores próprios de impedância no local do defeito. Por exemplo, a Celesc usa o valor $\frac{100}{3}\Omega$ para calcular o curto-circuito monofásico a terra mínimo. Desta maneira tem-se a seguinte equação com base no teorema de Fortescue:

$$I_{CC1\Phi_terra_min} = \frac{3}{2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0 + \frac{3\dot{Z}_d}{Z_{base_p}}} * I_{base_p}$$

$$I_{CC1\Phi_terra_min} = \frac{3}{(3,8271 + j10,8643) + 52,5} * 4183,7 \quad I_{CC1\Phi_terra_min} = 218,8 A$$

4.6.6 Somatório de impedâncias até o secundário do transformador

(Z_{1total_s})

O somatório das impedâncias até o secundário do transformador, segue o mesmo princípio do item 4.6.1, porém deve ser acrescentado a impedância do transformador:

$$Z_{1total_s} = Z_{1sistema} + Z_{1cabo} + Z_{1trafo}$$

$$Z_{1total_s} = (0,892 + j1,944) + (0,1937 + j0,0944) + (j3,066)$$

$$Z_{1total_s} = 5,218 pu$$

Já o somatório das impedâncias de sequência zero (Z_0) no secundário do transformador, tem-se apenas a impedância do transformador devido ao tipo de ligação triângulo/estrela(Δ/Y).

$$Z_{0total_s} = Z_{0trafo} = 0,85 * Z_{1trafo}$$

$$Z_{0total_s} = j 2,6061 pu$$

4.6.7 Curto-circuito trifásico secundário do transformador ($I_{cc3\Phi_s}$)

Para o cálculo de corrente de curto-circuito trifásico no secundário do transformador tem-se:

$$I_{cc_{3\Phi_s}}(pu) = \frac{1}{Z_{1total_s}}$$

$$I_{cc_{3\Phi_s}}(pu) = \frac{1}{5,4205}$$

$$I_{cc_{3\Phi_s}}(pu) = 0,1845 pu$$

Para obter o valor absoluto tem-se a seguinte equação:

$$I_{cc_{3\Phi_s}}(A) = I_{cc_{3\Phi}}(pu) * I_{base_s}$$

$$I_{cc_{3\Phi_s}}(A) = 0,1845 * 13121597$$

$$I_{cc_{3\Phi_s}}(A) = 24209,34 A$$

4.6.8 Curto-circuito bifásico secundário do transformador ($I_{cc2\Phi_s}$)

Para o cálculo de corrente de curto-circuito bifásico no secundário do transformador tem-se:

$$I_{cc_{2\Phi_s}}(pu) = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{cc_{3\Phi_s}}(pu)$$

$$I_{cc_{2\Phi_s}}(pu) = \frac{\sqrt{3}}{2} * 0,1845$$

$$I_{cc_{2\Phi_s}}(pu) = 0,1598 pu$$

Para obter o valor absoluto tem-se a seguinte equação:

$$I_{cc_{2\Phi_s}}(A) = I_{cc_{2\Phi_s}}(pu) * I_{base_s}$$

$$I_{cc_{2\Phi_s}}(A) = 0,1598 * 13121597$$

$$I_{cc_{2\Phi_s}}(A) = 2096831A$$

4.6.9 Curto-circuito monofásico secundário do transformador

(**$I_{cc_{1\Phi_terra_s}}$**).

Para o cálculo de corrente de curto-circuito monofásico no secundário do transformador:

$$I_{cc_{1\Phi_terra_s}}(pu) = \frac{3}{2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0}$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra_s}}(pu) = \frac{3}{2 * (1,0857 + j 5,1044) + j 2,6061}$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra_s}}(pu) = 0,2309 pu$$

Convertendo os valores para absolutos tem-se:

$$I_{cc_{1\Phi_terra_s}}(A) = I_{cc_{1\Phi_terra_s}}(pu) * I_{base_s}$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra_s}}(A) = 0,2231 * 13121597$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra_s}}(A) = 2927428A$$

4.6.10 Curto-circuito monofásico mínimo secundário do transformador

(**$I_{cc_{1\Phi_terra_min_s}}$**)

Para o cálculo de corrente de curto-circuito monofásico no secundário do transformador segue a seguinte equação:

$$I_{cc_{1\Phi_terra_min_s}} = \frac{3}{2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0 + \frac{3\dot{Z}_d}{Z_{base_s}}} * I_{base_s}$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra_min}} = \frac{3}{2 * (1,0857 + j 5,1044) + j 2,6061 + 52,5} * 13121597$$

$$I_{cc_{1\Phi_terra_min}} = 7.010A$$

O quadro 3 mostra um resumo das correntes de curto-circuito no primário (13800 volts) e no secundário (440 volts) do transformador em análise.

Quadro 3 – Resumo das correntes de curto-circuito

	Resumo das correntes curto-circuito (A)			
	lcc3Φ	lcc2Φ	lcc1Φ_terra	lcc1Φ_terra_min
PRIMÁRIO (13800 V).	1811,6	1568,89	1089,85	218,8
SECUNDÁRIO (440 V)	24209,34	20968,31	29274,28	7.010

Fonte: Elaboração autor (2019).

4.7 PROTEÇÃO E SELETIVIDADE

De acordo com Rush (2011), entre os possíveis métodos utilizados para uma correta coordenação dos relés estão aqueles baseados na utilização do tempo, da corrente, ou ainda na combinação de ambos. O objetivo comum desses métodos é proporcionar uma correta discriminação, ou seja, cada um tem que isolar somente a seção defeituosa do sistema, deixando o resto inalterado.

Os relés de sobrecorrente de tempo inverso apresentam uma característica onde o tempo de operação é inversamente proporcional ao nível da corrente de falta. Para grandes variações de corrente entre dois extremos do alimentador, tempos de disparo mais rápidos podem ser alcançados pelos relés próximos da fonte, onde o nível de falta é maior.

Com base na demanda contrata pela empresa (450 KW) e o fator de potência ajustado em 0,92, consegue-se calcular as correntes de carga em média tensão (I_{CARGA_AT}) e baixa tensão (I_{CARGA_BT}):

$$I_{CARGA_AT} = \frac{450000}{\sqrt{3} * 13800 * 0,92}$$

$$I_{CARGA_AT} = 20,46 A$$

$$I_{CARGA_BT} = \frac{450000}{\sqrt{3} * 440 * 0,92}$$

$$I_{CARGA_BT} = 641,82 A$$

Com a potência do transformador (2 MVA), consegue-se as correntes do transformador no lado de média tensão (I_{TRAFO_AT}), e no lado de baixa tensão (I_{TRAFO_BT}):

$$I_{TRAFO_AT} = \frac{2000000}{\sqrt{3} * 13800}$$

$$I_{TRAFO_AT} = 83,67 A$$

$$I_{TRAFO_BT} = \frac{2000000}{\sqrt{3} * 440}$$

$$I_{TRAFO_BT} = 2624,32 A$$

4.7.1 Ponto ANSI do transformador

Segundo Muniz (2014), o ponto ANSI é o máximo valor de corrente que o transformador pode suportar durante um período de tempo sem se danificar. Esse valor pode ser dado por uma curva genérica ou considerado conforme tabela 4:

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%}$$

$$I_{ANSI} = \frac{100}{6,13}$$

$$I_{ANSI} = 16,31$$

Como o valor de 16,31 não consta na tabela do ponto ANSI, então deve-se fazer a interpolação os valores:

$$\frac{16,6 - 14,3}{4 - 5} = \frac{16,6 - 16,31}{4 - X}$$

$$X = \frac{9,49}{2,3}$$

$$X = 4,12 s$$

Consultando o quadro 4, tem-se o fator de multiplicação e o tempo máximo de duração:

$$16,31 * I_{TRAFO_AT} = 16,31 * 83,67 = 1364,66 A \quad em \quad 4,12 \text{ segundos}$$

No caso de falta fase/terra para transformador ligados em Δ -Y com neutro solidamente aterrado, pode ser considerado 0,58 o ponto ANSI, e o mesmo tempo, ou seja:

$$I_{ANSI} = 0,58 * ANSI$$

$$I_{ANSI} = 0,58 * 1364,66$$

$$I_{ANSI} = 791,5 A \text{ em } 4,12 \text{ segundos}$$

Quadro 4 – Parâmetros para cálculo do ponto ANSI

Z%	Ponto ANSI (A)	Tempo máx. duração (s)
4	25 x Itrafo	2
5	20 x Itrafo	3
6	16,6 x Itrafo	4
7	14,3x Itrafo	5

Fonte: Muniz (2014, p. 21).

4.7.2 Cálculo da corrente transitório de magnetização (ITM)

De acordo com Muniz (2014), a corrente de magnetização transitória ocorre quando a energização dos transformadores de uma instalação. Caso não haja disponibilidade de valores de teste do transformador, é usual utilizar um valor de oito vezes a corrente nominal para transformador isolado a óleo e de quatorze vezes para transformador isolado a seco, no tempo de 0,1 segundos.

$$ITM = 14 * I_{TRAFO_AT}$$

$$ITM = 14 * 83,67$$

$$ITM = 1171,38 A$$

4.7.3 Cálculo da corrente instantânea (I_{INST})

Para cálculo de corrente instantânea do transformador tem-se a seguinte equação:

$$I_{INST} = 1,4 * ITM$$

$$I_{INST} = 1,4 * 1171,38$$

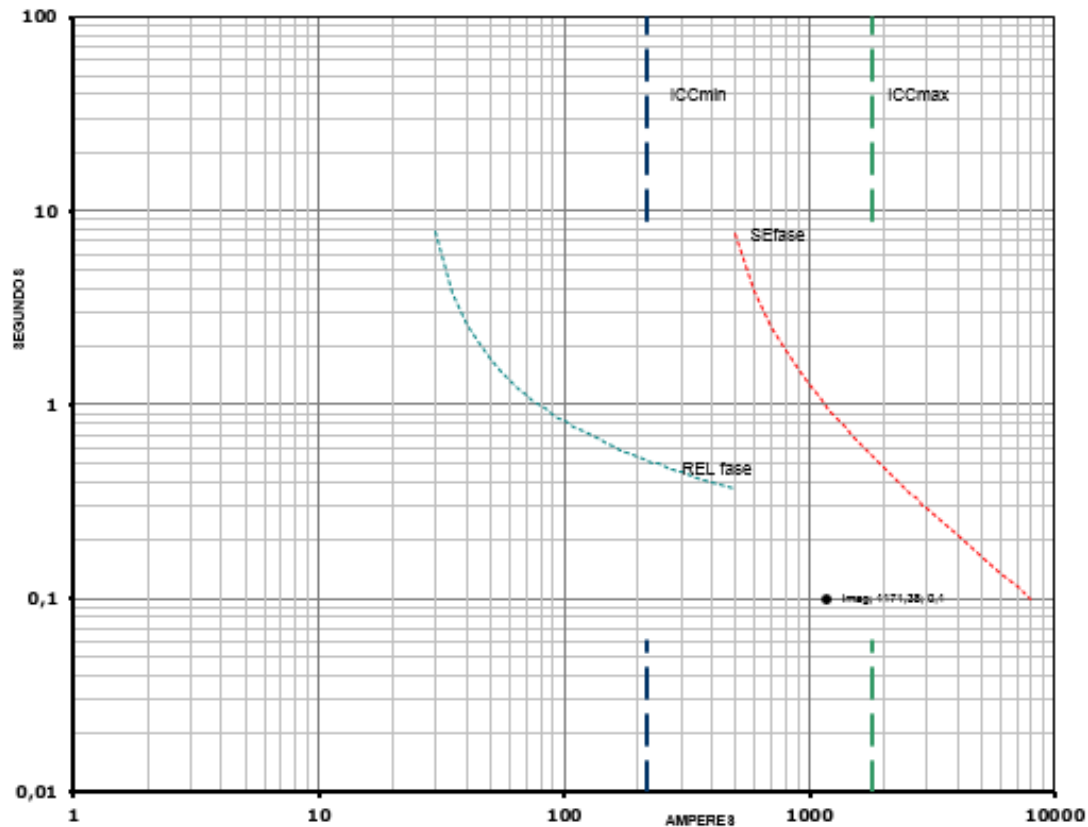
$$I_{INST} = 1639,9 A$$

4.7.4 Curvas características de temporização

Para que o sistema de proteção tenha seletividade entre o equipamento (Celesc) e o equipamento (Votorantim), faz-se necessária a análise dos dados de proteção da Celesc, onde demonstra as correntes, tipos de curva e os tempos utilizados. Na figura 26 percebe-se a curva fase em vermelho (SEfase Celesc) e a curva de fase em azul (REL fase Votorantim), as mesmas são analisadas principalmente entre as correntes de curto-circuito mínimo (ICC_{min}) e curto-circuito máximo (ICC_{max}).

Para que o sistema opere de forma correta é necessário que as curvas tenham uma diferença de tempo (ΔT) mínima de 0,3 segundos, levando em consideração sempre o pior caso, ou seja, a maior corrente (ICC_{max}).

Figura 26 – Coordenograma de fase.



Fonte: Elaboração autor (2019).

Analisando apenas a corrente de fase com os dados enviados pela Celesc na figura 25, foi utilizado uma curva Muito Inversa (MI), com a corrente de partida em 400 A e o valor numérico (TMS) atribuído de 0,15. Com isso consegue-se calcular o tempo de atuação da proteção considerando a corrente máxima, conforme a seguinte equação:

$$t = \frac{13,5 * TMS}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^1 - 1} \quad t = \frac{13,5 * 0,15}{\left(\frac{1811,6}{400}\right)^1 - 1} \quad t = 0,57 \text{ s}$$

Para que o ajuste de proteção da empresa atue corretamente com seletividade é necessária atuar com o tempo (t) de 0,27 segundos (0,3 segundos antes da Celesc) considerando o mesmo nível de corrente. A curva utilizada foi Normalmente Inversa (NI), pois caso utiliza-se a mesma curva da Celesc (MI), teríamos problemas devido a mesma cruzar com o ponto da corrente de magnetização do transformador (1171,38 A), atuando a proteção de corrente instantânea.

Desta maneira foi utilizado o seguinte cálculo:

$$I_s = I_{CARGA_AT} + 20\% \quad I_s = 20,46 + 20\% \quad I_s \cong 25A$$

Conforme resolução normativa N° 414/2010 da ANEEL, onde 5% seria uma permissão de ultrapassagem, e os 15% seria sobrecarga admissível.

$$t = \frac{0,14 * TMS}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1} \quad 0,27 = \frac{0,14 * TMS}{\left(\frac{1811,6}{25}\right)^{0,02} - 1} \quad TMS = 0,17 \text{ s}$$

Para a corrente de neutro (I_N) com o sistema equilibrado tem-se a seguinte soma vetorial:

$$\vec{I}_N = \vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C = 0$$

Já para sistema em desequilíbrio, conforme resolução normativa N° 414/2010 da ANEEL, o máximo de diferença entre as três fases é de 30% (ANEEL, 2019). Desta maneira para a corrente de partida de neutro tem-se:

$$I_{s_neutro} = I_s * 0,3 \quad I_{s_neutro} = 25 * 0,3 \quad I_{s_neutro} = 7,5A$$

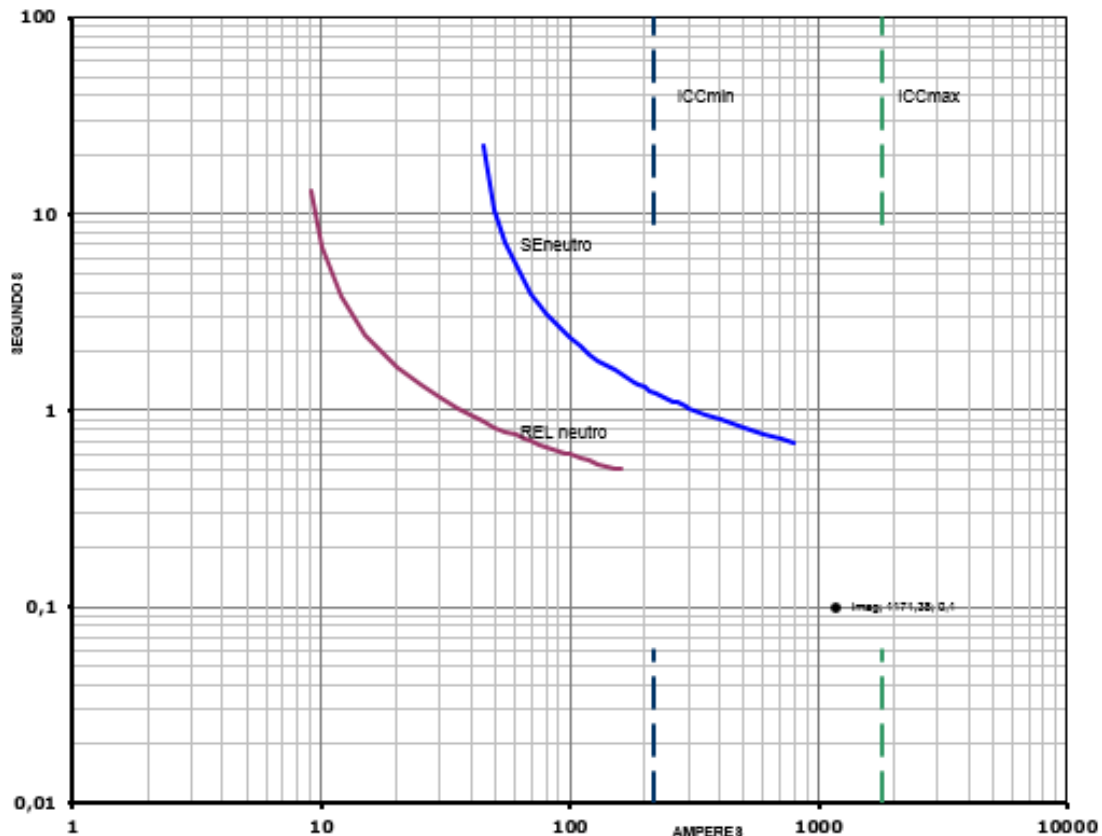
Observando novamente o relatório da Celesc na figura 25, considerando agora o neutro, percebe-se que foi utilizado uma curva Normalmente Inversa (NI), com uma corrente de partida (I_{s_neutro}) de 40 amperes e o valor numérico (TMS) de 0,3. Desta maneira é possível calcular o tempo de atuação da proteção da concessionária levando em consideração o maior valor corrente pelo neutro:

$$t = \frac{0,14 * TMS}{\left(\frac{I}{I_{s_neutro}}\right)^{0,02} - 1} \quad t = \frac{0,14 * 0,3}{\left(\frac{1089,85}{40}\right)^{0,02} - 1} \quad t = 0,61 \text{ segundos}$$

Para que o ajuste do relé da empresa opere com coordenação com a proteção da Celesc, é necessário que proteção atue com o tempo de 0,3 segundos antes do tempo da Celesc. Desta maneira foi utilizada a curva Normalmente Inversa (NI), uma corrente de partida (I_{s_neutro}) em 7,5 A e o TMS de 0,23. A figura 27 mostra o coordenograma de neutro das duas curvas, sendo a curva em azul da Celesc (SEneutro) e a curva em roxo o ajuste da empresa (RELneutro):

$$t = \frac{0,14 * TMS}{\left(\frac{I}{I_{s_neutro}}\right)^{0,02} - 1} \quad t = \frac{0,14 * 0,23}{\left(\frac{1089,85}{7,5}\right)^{0,02} - 1} \quad t = 0,31 \text{ segundos}$$

Figura 27 – Coordenograma de neutro



Fonte: Elaboração autor (2019).

Verificando as curvas ajustadas no relé secundário da empresa, percebe-se que para uma corrente de curto-circuito monofásica, onde por exemplo a corrente de fase chegue a 300 amperes, para a corrente de neutro tem-se:

$$\dot{I}_N = [I_A] * (\cos\theta_A + j \operatorname{sen}\theta_A) + [I_B] * (\cos\theta_B + j \operatorname{sen}\theta_B) + [I_C] * (\cos\theta_C + j \operatorname{sen}\theta_C)$$

$$\dot{I}_N = 300 * \cos(0^\circ) + 25 * \cos(-120^\circ) + 25 * \cos(120^\circ)$$

$$\dot{I}_N = 275 A$$

Desta maneira, tem-se os seguintes tempos de atuação para as proteções e fase e de neutro:

$$t(fase) = \frac{0,14 * 0,17}{\left(\frac{300}{25}\right)^{0,02} - 1} = 0,46 s$$

$$t(neutro) = \frac{0,14 * 0,23}{\left(\frac{300}{7,5}\right)^{0,02} - 1} = 0,42 s$$

O correto é ter no mínimo um tempo de 0,1 segundos entre as duas curvas, pois em caso de uma fase monofásica as duas proteções irão atuar praticamente juntas,

dificultando a análise do problema. Para corrigir o sistema respeitando as diferenças de tempo das curvas, foram feitos dois ajustes.

Primeiro foi ajustado o valor numérico ($TMS = 0,22$) na curva de neutro para um valor menor, e como consequência tem um maior distanciamento de tempo da curva de neutro da Celesc e da curva de fase ajustada no relé da empresa.

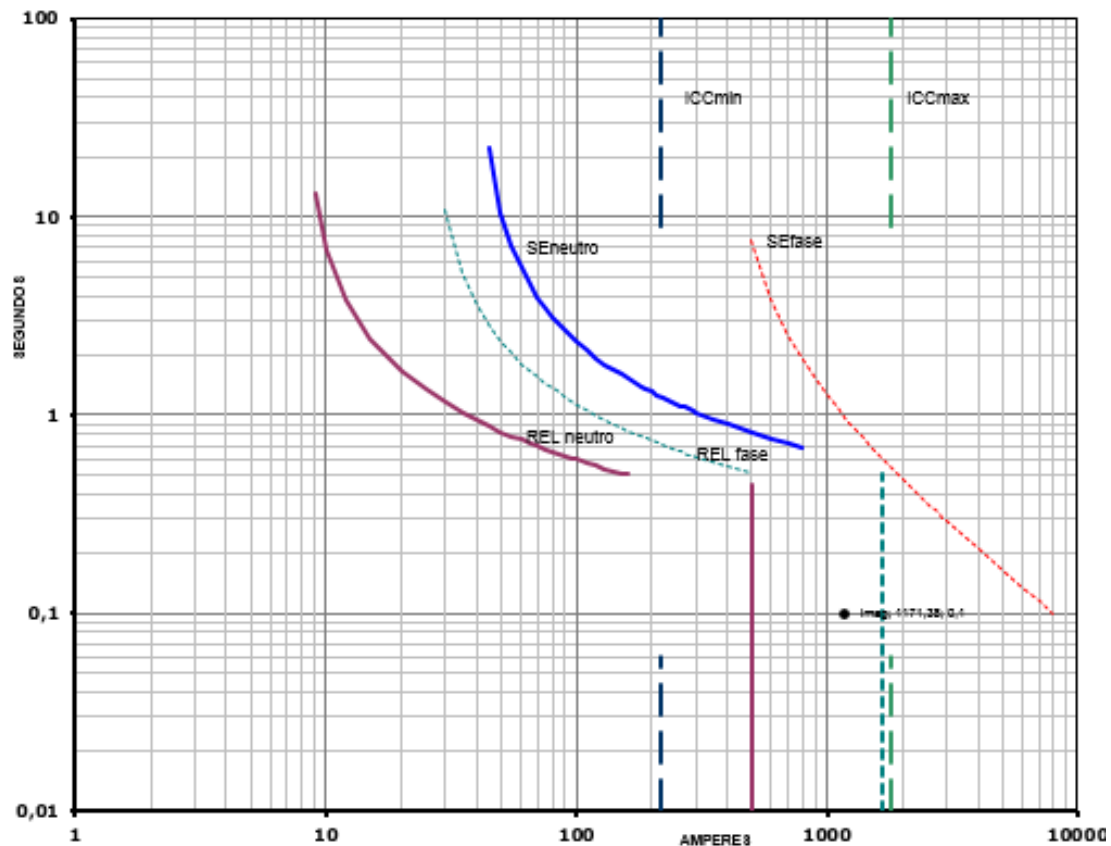
O outro ponto foi ajustar a curva de fase do relé secundário, considerando como o pior caso a corrente instantânea ($I_{INST} = 1639,93 \text{ A}$) e não mais a corrente de curto-circuito trifásico ($I_{cc3\Phi} = 1811,6 \text{ A}$). Desta maneira a proteção deve atuar de forma temporizada (proteção tabela ANSI 51) até o valor da corrente instantânea, e após este valor de forma instantânea (proteção tabela ANSI 50) em 0,1 segundos. Calculando novamente os valores de tempo tem-se:

$$\text{Celesc: } t = \frac{13,5 * 0,15}{\left(\frac{1639,93}{400}\right)^1 - 1} = 0,65 \text{ s}$$

$$\text{Votorantim: } 0,35 = \frac{0,14 * TMS}{\left(\frac{1639,93}{25}\right)^{0,02} - 1}. \quad TMS = 0,22$$

Com os novos ajustes ficou mantida a diferença de tempo mínima entre as proteções da empresa e concessionária em 0,3 segundos, e também manter uma diferença de tempo de 0,1 segundos nas curvas de fase e neutro no ajuste da empresa, conforme mostra o coordenograma da figura 28.

Figura 28 – Coordenograma curvas fase e neutro



Fonte: Elaboração autor (2019).

4.7.5 Cálculo Corrente Assimétrica

Segundo Kindermann (1997), a verdadeira corrente de curto-circuito é a corrente assimétrica, onde é composta da corrente simétrica senoidal e da componente contínua. As mesmas são necessárias para o dimensionamento de equipamentos tais como, disjuntor, religador, TC, chave fusível.

Pode-se calcular a corrente assimétrica pelo uso direto do fator de assimetria (F.A), que é definido pela relação entre a corrente simétrica e a corrente assimétrica.

$$F.A = \frac{I_{\text{assimétrica}}}{I_{\text{simétrica}}}$$

O valor do F.A é dado pela relação das impedâncias X/R da corrente de curto-circuito, ou seja, o maior valor de curto-circuito. Desta maneira tem-se os seguintes valores:

$$\frac{X}{R} = \frac{2,0385}{1,0857} = 1,87$$

Utilizando o quadro 5 tem-se um F.A de 1,064, com isso consegue-se calcular a corrente de curto-circuito assimétrica ($I_{cc\text{-assimétrica}}$):

$$I_{cc\text{-assimétrica}} = F.A * I_{cc3\Phi\text{-simétrica}}$$

$$I_{cc\text{-assimétrica}} = 1,064 * 1811,6$$

$$I_{cc\text{-assimétrica}} = 1927,5 \text{ A}$$

Quadro 5 – Valores de F.A

X/R	fa	X/R	fa	X/R	fa	X/R	fa	X/R	fa
< 0,25	1,000	1,45	1,037	3,10	1,142	5,60	1,303	13,00	1,515
0,30	1,004	1,50	1,040	3,20	1,150	5,80	1,310	14,00	1,525
0,40	1,005	1,55	1,043	3,30	1,155	6,00	1,315	15,00	1,550
0,50	1,006	1,60	1,045	3,40	1,162	6,20	1,324	16,00	1,560
0,55	1,077	1,65	1,047	3,50	1,170	6,40	1,335	17,00	1,570
0,60	1,008	1,70	1,050	3,60	1,175	6,60	1,350	18,00	1,580
0,65	1,009	1,75	1,055	3,70	1,182	6,80	1,360	19,00	1,590
0,70	1,010	1,80	1,060	3,80	1,190	7,00	1,362	20,00	1,600
0,75	1,011	1,85	1,063	3,90	1,192	7,25	1,372	22,50	1,610
0,80	1,012	1,90	1,065	4,00	1,210	7,50	1,385	25,00	1,615
0,85	1,013	1,95	1,068	4,10	1,212	7,75	1,391	27,75	1,625
0,90	1,015	2,00	1,070	4,20	1,220	8,00	1,405	30,00	1,630
0,95	1,018	2,10	1,075	4,30	1,225	8,25	1,410	35,00	1,636
1,00	1,020	2,20	1,080	4,40	1,230	8,50	1,420	40,00	1,648
1,05	1,023	2,30	1,085	4,50	1,235	8,75	1,425	45,00	1,653
1,10	1,025	2,40	1,090	4,60	1,249	9,00	1,435	50,00	1,659
1,15	1,026	2,50	1,104	4,70	1,255	9,25	1,440	55,00	1,660
1,20	1,028	2,60	1,110	4,80	1,260	9,50	1,450	60,00	1,680
1,25	1,029	2,70	1,115	4,90	1,264	9,75	1,455		
1,30	1,030	2,80	1,123	5,00	1,270	10,00	1,465		
1,35	1,033	2,90	1,130	5,20	1,275	11,00	1,480		
1,40	1,035	3,00	1,140	5,40	1,290	12,00	1,500		

Fonte: Kindermann (1997)

4.7.6 Dimensionamento do transformador de corrente

Para dimensionar o transformador de corrente segundo Kindermann (2012), tem-se dois princípios a ser seguidos. O primeiro é o princípio de meia escala, onde a relação de transformação do TC (RTC) fica entre dois valores conforme equação:

$$2 * I_{CARGA_AT} \leq RTC \leq 2 * I_{TRAFO_AT}$$

$$2 * 20,46 \leq RTC \leq 2 * 83,67$$

$$40,92 \leq RTC \leq 167,34$$

O segundo princípio seria através do critério de curto-circuito, onde o fator de sobrecorrente (FS) do TC é definido pela relação da máxima corrente de curto-circuito que pode passar pelo primário do TC e a sua corrente primária nominal, para que a precisão de sua classe de exatidão seja mantida.

O valor de fator de sobrecorrente padronizado pela associação brasileira de normas técnicas (ABNT) é de 20. Desta maneira tem-se:

$$RTC \geq \frac{I_{CC_ASSIMÉTRICA}}{20} \qquad RTC \geq \frac{1927,5}{20} \qquad RTC \geq 96,37 \text{ A}$$

Para atender aos dois requisitos, percebe-se que o transformador de corrente escolhido para a aplicação tem uma relação da transformação de 100 para 5 (100/5), porém se fosse instalado um TC de 150/5 também atenderia os dois requisitos, tendo uma certa tolerância, como por exemplo, se mudasse a impedância de entrada devido a empresa ser conectada a um novo alimentador.

4.8 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A parte inicial dos cálculos mostra os somatórios das impedâncias para conseguir calcular as correntes de curto-circuito. Estas correntes têm a função de delimitar pontos nos coordenograma, com a finalidade de analisar as curvas de temporização entre as correntes de curto-circuito máximo e mínima.

Para a curva de temporização de neutro foi utilizada a mesma da Celesc (NI), porém para a curva de fase foi necessário utilizar uma curva normalmente inversa, pois se utiliza-se a mesma da Celesc no caso a muito inversa, a proteção iria atuar durante a magnetização do transformador. Já os tempos (TMS) ou *dial times* comumente conhecidos, foram ajustados para manter os distanciamentos entre as curvas de fase/fase e fase/neutro na área analisada. Na sequência tem-se um resumo dos valores obtidos:

Ajuste de fase:

- a) A corrente de carga, corrente de *pick-up* ou partida (51), ficou ajustada em 25 amperes, tendo como considerações a demanda contratada (450 KW) o fator de potência ajustado (0,92) e um acréscimo de 20% (5% permissão por ultrapassagem e 15% sobrecarga admissível).

- b) A corrente de instantânea (50), ficou ajustada em 1640 amperes, sendo somado 40% em cima da corrente de magnetização do transformador. O tempo de atuação quando chegar a este valor é de 0,1 segundos.
- c) Fazendo um comparativo da proteção temporizada (51) com a instantânea (50) para uma corrente de 1639 amperes a proteção temporizada deve atuar em 0,35 segundos. Já a proteção instantânea para o valor 1640 deve atuar em 0,1 segundos.
- d) O ajuste de tempo *dial time* (TMS) ficou ajustado em 0,22.
- e) A curva utilizada foi a normalmente inversa.

Ajuste de neutro:

- a) A corrente de carga, corrente de *pick-up* ou partida (51), ficou ajustada em 7,5 amperes, sendo considerado 30% da corrente de fase.
- b) A corrente de instantânea (50), ficou ajustada em 492 amperes, sendo considerado os mesmos 30% (máximo consideração de desequilíbrio).
- c) Fazendo o mesmo comparativo utilizado no ajuste de fase, para o neutro a proteção instantânea deve atuar em 0,1 segundos com a corrente de 492 amperes, e na proteção temporizada atuaria em 0,35 segundos com a corrente de 491 amperes.
- d) O ajuste do *dial time* (TMS) ficou em 0,22.
- e) A curva utilizada foi a normalmente inversa.

5 CONCLUSÃO

Ao constatar todos os componentes apresentados nesta pesquisa, confirma-se que o estudo de proteção representa uma etapa primordial no projeto de uma subestação de energia conectada a empresa. Sendo assim, o objetivo geral foi atingido à medida que os objetivos específicos foram contemplados, conceituando e fundamentando as características do SEP, bem como compreendendo as funcionalidades e operação das funções ANSI 50/51 – proteção contra sobrecorrente, o comportamento dos transformadores de corrente e dos transformadores de potencial.

Também foi possível fazer uma coleta de dados junto à Celesc, realizar cálculos necessários para construção das curvas de atuação dos relés, análise de seletividade e coordenação das proteções da subestação, juntamente com o estudo de curto-circuito que foi utilizado para os cálculos dos ajustes dos relés de proteção.

Conclui-se desta maneira que os conhecimentos adquiridos durante toda a formação do profissional de Engenharia Elétrica, são de grande importância para que possa ser analisado a coordenação entre todos os dispositivos de proteção e assim configurar uma seletividade para o sistema, garantindo um tempo mínimo de atuação da proteção durante possíveis falhas e minimizando perdas no processo.

A Votorantim Cimentos possui uma equipe técnica responsável pelos projetos e configurações dos relés, e devido ao estudo realizado neste trabalho e os conhecimentos adquiridos, estou participando de um novo estudo, pois a demanda contratada está em processo de alteração.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **A ANEEL**. Disponível em: < www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>. Acesso em: 28 maio 2019.

BARRETO, Leandro Henrique Borges. **Sistema de proteção, controle e supervisão em subestações de energia elétrica, uma visão geral**. 2013. 72 f. Projeto de Graduação ao curso de Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projeto de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 2002, V.4.

KAGAN, Nelson. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. Nelson Kagan, Carlos César Barioni de Oliveira, Ernesto João Robba. São Paulo: Blucher, 2005. V. 1.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-circuito**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997. v. 2.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Florianópolis: Edição do autor, 2012. v. 1.

LUCIO, Guilherme Carrara. **A influência da temperatura nas impedâncias de sequência de condutores utilizados na rede primária de distribuição**. 2014. 61 f. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014.

MAMEDE Filho, João. **Instalações elétricas industriais**. Rio de Janeiro: LTC, 2011. V.8

MANUAL DE UTILIZAÇÃO RELÉ SEPAM (SCHNEIDER). **SCHNEIDER-ELECTRIC**. Disponível em: < sepam.schneider-electric.com.br/files/download > Acesso em: 30 maio 2019.

MANUAL ELETROCENTROS (WEG). **A WEG**. Disponível em: < static.weg.net/medias/downloadcenter/h7f/h57/WEG-eletrocentro-10535380-catalogo-portugues-br.pdf >. Acesso em: 30 maio 2019.

MANUAL TRANSFORMADORES SECO (WEG). **A WEG**. Disponível em: < www.weg.net/catalog/weg > Acesso em: 30 maio 2019.

MUNIZ, Anderson. **Método de proteção e análise de impacto no sistema elétrico**. Minas Gerais: DME Distribuição 2014.

RUSH, Peter. **Proteção e automação de redes**. São Paulo: Editora Blucher: Schneider, 2011.

SARTORI, Renan. **Proteção e seletividade de sistemas elétricos**. 2011. 117 f. Projeto de Diplomação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

SILVA, Rogerio Antonio da. **Comportamento da função de sobrecorrente instantânea frente as distorções harmônicas nos relés de proteção numéricos**. 2008. 11 f. Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

TRANSFORMADOR DE CORRENTE. **Brasformer**. Disponível em: <brasformer.com.br> Acesso em: 14 maio 2019.

VOTORANTIM CIMENTOS. **Institucional**. Disponível em: <votorantimcimentos.com.br/institucional/quem-somos/> Acesso em: 14 agosto 2019.

VOTORANTIM. **Negócios**. Disponível em: <votorantim.com.br/negocios> Acesso em: 14 agosto 2019.